

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

O IMPACTO DA CRISE BOLIVIANA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA:
CASO GÁS NATURAL

BRUNO DE OLIVEIRA WANDERLEY
No. DE MATRÍCULA: 0114930

ORIENTADOR: LUIZ ROBERTO A. CUNHA

NOVEMBRO DE 2005

"As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor".

ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	6
CAPÍTULO 1 - Características do Mercado Brasileiro de Gás Natural.....	7
CAPÍTULO 2 - ANP e Regulação, Desafios e Propostas.....	12
2.1 ANP e Competência Regulatória.....	12
2.2 Outros desafios relacionados à Regulação.....	23
CAPÍTULO 3 - Bolívia, História de sua Formação Geopolítica e Mercado de Gás Natural	25
3.1 História da formação boliviana – Território e Política.....	25
3.2 Mercado de gás.....	26
CAPÍTULO 4 - Crise do Mercado de Gás Boliviano, Impacto e Outros desafios do Mercado Brasileiro de Gás Natural.....	33
4.1 Crise Boliviana.....	33
4.2 Outros desafios – Estimção de Custos e Preço de Mercado.....	38
CONCLUSÃO.....	43
BIBLIOGRAFIA.....	45

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Perfil do Consumo de Gás Natural no Brasil.....	7
Gráfico 2 – Gás Natural de Origem Nacional.....	9
Gráfico 3 – Gás Natural Importado da Bolívia.....	10
Gráfico 4 – Estrutura Organizacional da Regulação no Setor Brasileiro de Gás Natural.....	14
Gráfico 5 – Modelo Idealizado pela ANP.....	19
Gráfico 6 – Organização das Instituições Bolivianas do Setor de Hidrocarbonetos.....	28
Gráfico 7 – Produção de Gás Natural na Bolívia por operador.....	29
Gráfico 8 – Exportações de Gás Natural da Bolívia para Argentina e Brasil (1992 – 2002).....	31
Gráfico 9 – Anel Sul-Americano de Gasodutos.....	38

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Autorizações Válidas Concedidas pela ANP para Importação de Gás Natural..	16
Tabela 2 – Agências Reguladoras Estaduais.....	17
Tabela 3 – Reajuste de Preço de Gás Natural no Brasil.....	36

INTRODUÇÃO

A participação do gás natural na matriz energética brasileira vem ganhando em importância. O Brasil produz hoje 48 milhões de metros cúbicos por dia e vende pouco mais de 26 milhões. O consumo no Brasil cresceu 145% nos últimos cinco anos e do total consumido, 24 milhões de metros cúbicos por dia são importados da Bolívia, ou seja, 60% desse total se origina de um país de tradicional instabilidade política que desde sua independência (180 anos atrás) já sofreu mais de 100 golpes de estado. Além disso, cerca de 94% do gás importado pelo Brasil tem origem nas abundantes reservas bolivianas que, de acordo com a avaliação das operadoras privadas do setor, são fundamentais para evitar o risco de um novo racionamento no setor energético brasileiro nos próximos anos. Daí vem a grande dependência que o nosso mercado de gás natural tem do boliviano e que, de acordo com estudos, só terminará por volta de 2010. A estatal Petrobrás tem um papel importantíssimo nesse mercado pois controla 91% do gás importado da Bolívia com investimentos já realizados no país da ordem de US\$ 1 bilhão.

O mercado de gás natural na América do Sul é hoje um dos que mais cresce a nível mundial. Esse crescimento se baseia na expansão do mercado de energia, no aumento do gás natural como forma de diversificação das matrizes energéticas dos países da região e nos crescentes investimentos na infra-estrutura de transporte possibilitando a interligação energética regional. Tanto o Brasil como a Bolívia têm um papel importantíssimo nesse mercado uma vez que contribuíram em grande parte no aumento significativo das reservas da região na última década. Esse aumento teve origem na elevação da atividade exploratória nestes países.

Assim, pode-se concluir que a expansão do mercado de gás natural no Brasil apresenta diversos desafios que passam desde investimentos no setor e a necessidade de uma regulação eficiente, até a tentativa de redução da dependência do gás importado da Bolívia.

CAPÍTULO 1

O mercado de gás natural no Brasil ainda é muito incipiente, apesar das expressivas taxas de crescimento nos últimos anos e de seu elevado potencial de crescimento dado, principalmente, pela utilização do energético para a geração de energia através de sua queima nas usinas termelétricas.

Segue abaixo o perfil do consumo de gás no território brasileiro.

Perfil do Consumo de Gás Natural no Brasil

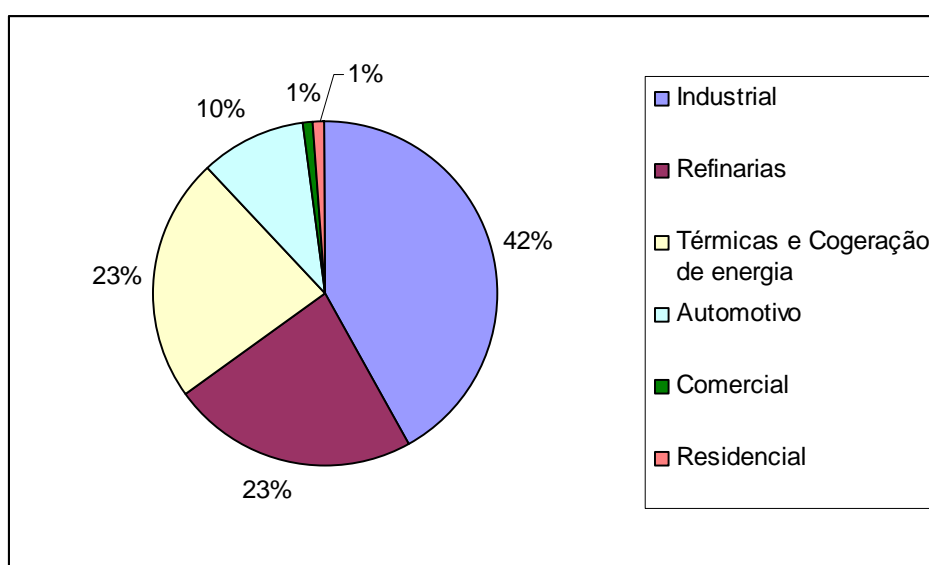


Gráfico 1: Perfil do Consumo de Gás Natural no Brasil. Fonte: Petrobrás, Ministério de Minas e Energia, Abegás.

Historicamente, esse mercado não era desenvolvido porque não tínhamos reservas abundantes e as que eram significativas estavam isoladas do mercado consumidor como as reservas de Juruá e Urucu na Bacia do Solimões¹. Além disso, a infra-estrutura não era desenvolvida. Outros fatores podem ter contribuído para atrapalhar o desenvolvimento desse mercado como a falta de uma regulação eficiente no seu período de abertura, a alta competitividade de energéticos mais baratos e o monopólio da Petrobrás.

As duas principais leis relacionadas à indústria brasileira de gás natural são a Lei do Petróleo e a Constituição Federal. A Constituição de 1988 garante aos estados a

¹ Andrade, Mauro. Integração dos mercados de gás do cone sul e a inserção do gás natural na matriz energética brasileira.

responsabilidade pela distribuição do gás. Já a Lei do Petróleo, apresenta os princípios das atividades das indústrias de gás natural e de petróleo que devem ser regulamentados pela ANP (também criada por essa lei).

A indústria desse mercado é de rede, isto é, composta por diferentes atividades constituídas sob a forma de uma rede física onde para ser operada e prestar o serviço, a interconexão entre elas é fundamental. Algumas dessas atividades são naturalmente monopólicas e outras potencialmente competitivas. As atividades de E&P² e comercialização são as de potencial competitivo porque se pode inserir distintos agentes que irão competir por clientes de seus serviços. Já as atividades de transporte e distribuição, são naturalmente monopólicas porque inserir diferentes agentes pode não ser economicamente interessante, ou seja, os altos custos de construção de redes de gasodutos fazem com que o monopólio seja a saída econômica mais viável.

No Brasil como em vários países, a necessidade de grandes investimentos para a construção dessa rede física, o interesse público e a alta escala econômica para os mercados em que iria operar fez com que a indústria de gás natural se constituísse sob a forma de monopólios públicos regionais verticalmente integrados.

Nesse cenário, a Petrobrás possuía todas as etapas da cadeia produtiva exceto a de distribuição que é garantida aos estados da federação pela Constituição Federal, ou seja, tínhamos uma situação de monopólio público estatal no setor. Isso gerou ganhos de escala, de coordenação e redução de custos de transação. Porém, um dos problemas foi a falta de clareza da tarifa de cada atividade diferente da cadeia.

Nos últimos anos, a indústria de gás está passando por uma reestruturação para que ocorra, entre outras coisas, a introdução da concorrência nas atividades potencialmente competitivas da sua cadeia produtiva, entrada de capitais privados no setor e a mudança do papel do Estado, passando de gestor a regulador desse mercado.

As atividades de E&P, importação e exportação e transporte continuam como monopólio da União, podendo ser desempenhadas por empresas estatais, privadas, nacionais ou estrangeiras através de concessão ou autorização da ANP³, enquanto a de distribuição é de responsabilidade dos estados, conforme explicitado anteriormente.

² Atividade de Exploração e Produção.

³ Agência Nacional de Petróleo.

Devido à questão da amortização dos investimentos relacionados à infra-estrutura de escoamento de gás de origem nacional e o importado, o mercado brasileiro tem hoje em dia duas formas de organização vigentes paralelamente. A seguir, o modo de organização do gás que tem origem em nossas reservas.

Gás Natural de Origem Nacional

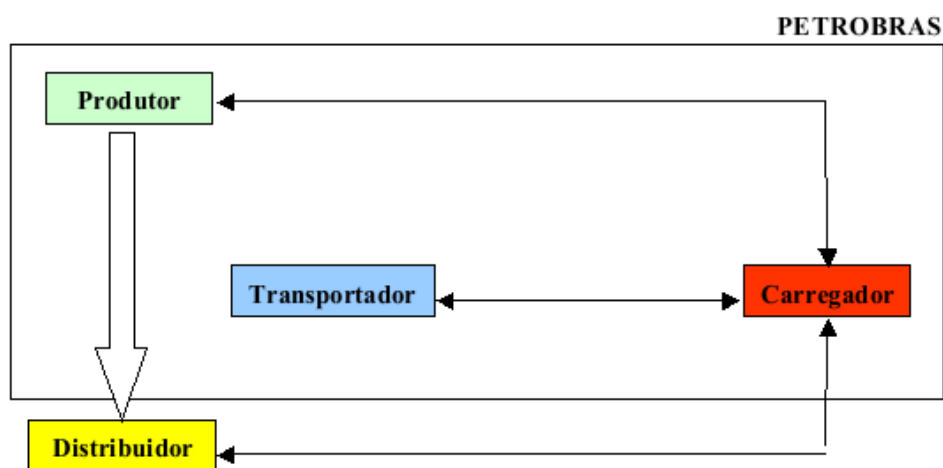


Gráfico 2: Gás Natural de Origem Nacional. Fonte: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural, fevereiro de 2002.

Como podemos ver, na organização do gás natural de origem nacional a Petrobrás possui todas as atividades da cadeia, exceto a distribuição que foi delegada aos estados com a Constituição de 1988. Assim, vários estados criaram suas próprias distribuidoras e a Petrobrás, visando manter seus mercados, fez acordos com essas empresas por meio da aquisição de participações nas ações das mesmas. Na maioria dessas distribuidoras as ações são divididas da seguinte maneira: 51% pertencem ao governo estadual, 24,5% são da BR Distribuidora e os outros 24,5% são controladas pelo capital privado⁴. Os dutos de transporte são operados pela subsidiária da Petrobrás, a Transpetro.

⁴ Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás natural. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural, fevereiro de 2002.

Essa integração vertical da cadeia produtiva tem como problema a falta de contratos entre a Petrobrás, com o papel de carregador, e sua subsidiária Transpetro, além da ausência de discriminação dos custos por atividade, onde somente o preço final é apresentado. Dessa maneira, a regulação se torna mais difícil de ser realizada com sucesso, isto é, temos a situação de assimetria informacional entre o regulador e o regulado.

O gás de origem boliviana corresponde à 94,3% do total de gás importado pelo Brasil e o restante, 5,7% se origina da Argentina⁵. A seguir, o modo organizacional do gás natural importado das reservas bolivianas.

Gás Natural Importado da Bolívia

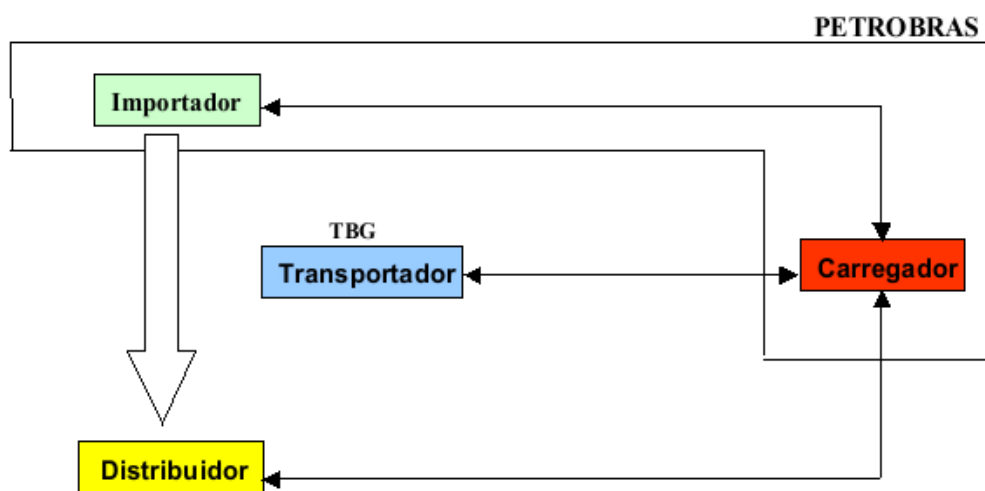


Gráfico 3: Gás Natural Importado da Bolívia. Fonte: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural, fevereiro de 2002.

Esse gás chega ao Brasil pelo Gasoduto Bolívia-Brasil, o Gasbol, que atravessa os estados brasileiros do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, e é operado pela TBG⁶ (transportadora que tem como acionista majoritário a Gaspetro). Apesar de existirem duas empresas juridicamente diferentes, no caso a Petrobrás

⁵ Dados percentuais fornecidos pelo Jornal do Brasil de 30 de junho de 2005.

⁶ Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil.

e a TBG, o acesso ao duto da TBG foi favorecido à própria Petrobrás que é seu acionista majoritário⁷.

O governo tem como meta fazer com que a participação do gás natural na nossa matriz energética seja de 12% até 2010 e o maior responsável por esse incremento é o Programa Prioritário de Termelétricas que foi criado no período de racionamento de energia que assolou o Brasil em 2001, mas perdeu um pouco de força nos últimos anos dado que o risco desse racionamento diminuiu.

Contudo, a crise boliviana no setor de gás natural está fazendo reviver o risco de racionamento energético em território brasileiro dado que a nossa demanda é extremamente dependente do gás importado da Bolívia.

De qualquer maneira, a participação do gás natural na nossa matriz energética irá aumentar dado que se trata de um energético que tem função de substituto de energia elétrica (em utilizações como calefação, aquecimento de água, fornos industriais, entre outros) e é combustível para a geração de energia em Usinas Termelétricas. Além disso, seu aumento também será impulsionado pelo aumento esperado do número de veículos movidos a GNV⁸ nos próximos anos e pelo melhor uso das reservas da Bacia de Campos através da implementação de programas de redução de queima e a descoberta de significativas acumulações offshore⁹ nas bacias de Santos e de Camamu-Almada que estabeleceram um novo nível de reservas de gás para o país, triplicando-as em volume.

Estas descobertas além de importantes por assegurar a formação de um mercado de gás no país, aconteceram em locais estratégicos. Na Bacia de Santos, por estar perto do maior mercado e da região economicamente mais movimentada do país e na Bacia de Camamu-Almada, por também estar próxima ao mercado consumidor e ser de menor custo de desenvolvimento (está localizada em lâminas d'água rasas e perto da infra-estrutura de dutos já existentes). As acumulações dessa bacia também são importantes na medida em que aparecem como estratégia para abastecer o isolado sistema nordestino (cuja demanda por gás supera a atual oferta), gerando energia através de suas térmicas.

⁷Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural, fevereiro de 2002.

⁸ Gás Natural Veicular.

⁹ No mar, afastado da costa.

CAPÍTULO 2

2.1 ANP e Competência Regulatória

Uma regulação¹⁰ forte e transparente pode resolver parte das questões cruciais para a expansão do mercado de gás brasileiro. A competitividade deve ser garantida nas atividades da cadeia produtiva em que isso seja possível para que ocorram os investimentos privados necessários no setor.

O marco regulatório tende a ser mais desenvolvido nos mercados mais maduros. Como vimos, o mercado brasileiro é muito incipiente e assim sendo, a regulação não é das mais desenvolvidas.

Além disso, os riscos de mercado são elevados e como existe uma pressão pelo lado da oferta em alguns casos, esses riscos são assumidos pelos produtores que querem monetizar as suas reservas de gás.

Diversos modelos de acesso são discutidos uma vez que parte do governo demora em estabelecer um novo marco regulatório e institucional para o gás natural. Além disso, a regulação que vigora no setor é frágil.

Vários fatores contribuem para essa dificuldade em introduzir um novo e eficiente marco regulatório. Entre eles, o pequeno número de agentes presentes no mercado e a posição hegemônica da Petrobrás na produção, transporte e distribuição.

O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás assim como o de outros países que também contam com um mercado incipiente, está diretamente relacionado com a questão da infra-estrutura. Por sua vez, para que essa infra-estrutura seja desenvolvida é necessário que os investimentos se tornem viáveis através da existência de contratos para distribuição e transporte de longo prazo fazendo com que sejam mantidas condições de flexibilidade no caso de flutuações de demanda.

Essa questão de flexibilidade não é função apenas da infra-estrutura nas também de uma coordenação e regulação em comum que deverá existir advinda de uma maior integração física dos mercados de gás e energia no Cone Sul. Porém, isso demandaria

¹⁰ Consiste em exercer algum tipo de controle por parte do Estado sobre determinada atividade considerada de interesse público, normalmente monopólica, para garantir tarifas que remunerem os serviços mas que também garantam a qualidade do produto ofertado e os interesses dos consumidores.

marcos regulatórios mais desenvolvidos entre outros fatores para integrar sistemas além de mercados, o que ainda é uma realidade bem distante para a região.

No caso brasileiro, a regulação também visa controlar o processo de transição entre o monopólio e a concorrência nas atividades produtivas do mercado de gás natural em que isso seja possível. Na indústria de gás as atividades se constituem sob a forma de uma rede física onde a dinâmica da interconexão é fundamental para que o serviço seja prestado de maneira eficiente.

“A ANP deve promover a regulação, contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo¹¹”. Entre suas principais funções estão obedecer aos princípios estabelecidos pela política energética nacional (protegendo os interesses dos consumidores quanto ao preço, qualidade e oferta dos produtos), estabelecer os blocos a serem licitados e os editais para essas licitações, arbitrar possíveis conflitos entre os agentes, autorizar as atividades da cadeia produtiva (exceto distribuição e exploração) e fiscalizar essas atividades diretamente ou através de convênios.

Com os estados, fica o direito de explorar os serviços de gás canalizado de acordo com a Constituição Federal, isto é, lhes é garantida a responsabilidade pela distribuição. Dessa maneira, a responsabilidade da regulação do mercado fica dividida entre a esfera federal e a estadual. A ANP regula a produção, importação e transporte. Já os estados, devem regular a distribuição do gás natural. Na próxima página, segue o modo organizacional da estrutura regulatória do setor brasileiro de gás natural.

¹¹ Artigo 8º da Lei do Petróleo.

Estrutura Organizacional da Regulação no Setor Brasileiro de Gás Natural

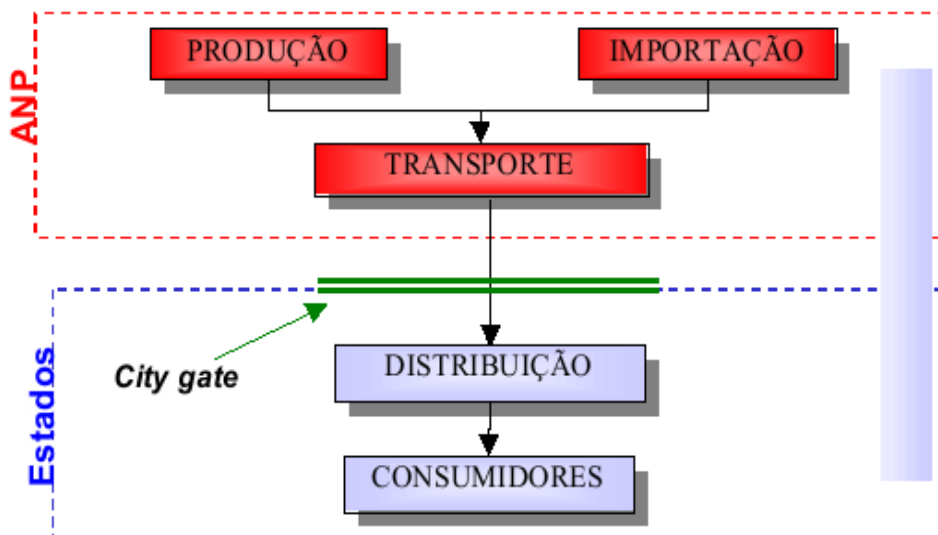


Gráfico 4: Estrutura Organizacional da Regulação no Setor Brasileiro de Gás Natural. Fonte: ANP, Nota Técnica 033/2002-SCG. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios, Rio 23 de julho de 2002.

De acordo com a Lei do Petróleo, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de gás são concedidas à uma empresa através de contratos de concessão, previamente obtidos com licitação.

A atividade de exploração seria avaliar áreas e identificar jazidas para futura determinação se é possível comercializá-las. O desenvolvimento se trata do conjunto de operações e investimentos necessários para viabilizar a produção de uma jazida. Já a produção consiste no conjunto de operações coordenadas de extração de gás natural de determinada jazida e a preparação para movimentá-la.

Para que a empresa consiga a específica concessão de exploração é preciso atender aos requisitos técnicos, jurídicos e econômicos determinados pela própria ANP. Nesses contratos de concessão fica claro que o concessionário deve explorar as áreas por sua conta e risco e caso seja bem sucedido, produzir o gás natural.

Uma brecha na lei¹² permite à Petrobrás expandir seu domínio nesse mercado através de parcerias com outras empresas, pois é permitido que haja transferência de contratos de concessão desde que autorizada pela ANP.

Por sua vez, para que ocorra a atividade de transporte não é preciso obter licitação, basta autorização da reguladora, ou seja, da ANP que garante à empresa transportadora exercer sua função tanto para suprimento interno quanto para importação e exportação. Além disso, é garantido o livre acesso à infra-estrutura de transporte¹³.

A ANP autoriza também a construção de gasodutos através de uma de suas portarias que estabelecem os requisitos e documentos necessários para tal. Vários desses empreendimentos foram muito importantes para o desenvolvimento da nossa malha de gasodutos, como o Gasoduto Bolívia-Brasil em 2001.

A autorização para sua instalação e operação foi concedida à empresa TBG. O trecho norte tem 1.418 Km de extensão e a maior capacidade diária de transporte dos nossos gasodutos com 30 milhões de metros cúbicos. Já o trecho sul consiste em 1.165 Km e uma capacidade diária variável¹⁴.

Como a rede de dutos brasileira não é suficiente para atender à demanda prevista, outros pedidos de autorização para construção e operação de gasodutos estão sob análise da ANP. Temos sob análise, por exemplo, as estações de Compressão Atibaia e Estação de Compressão Guararema ambas pelo gasoduto GASBOL através da empresa TBG .

Hoje, o livre acesso às instalações de transporte de gás natural é regulamentado por um conjunto de portarias. Há a portaria de livre acesso às instalações de transporte, a que regulamenta o processo de resolução de conflitos, outra que prevê as informações que serão enviadas pelos transportadores e carregadores ao mercado, consumidores e à ANP, além de uma portaria de critérios tarifários e uma de cessão de capacidade de transporte.

Os objetivos¹⁵ levados em consideração pela ANP nos pareceres de resolução de conflitos são: o transportador deve buscar maximizar a utilização de sua infra-estrutura e não deixar de disponibilizar capacidade de transporte para proteger seus acionistas, todos os agentes do mercado devem ter tratamento igual, garantir o livre acesso aos gasodutos para

¹² Artigo 29 da Lei do Petróleo.

¹³ Artigo 58 da Lei do Petróleo.

¹⁴ Dados da ANP.

¹⁵ ANP. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. Julho de 2002.

que esse mercado se desenvolva e buscar estabelecer a competição no setor produção / suprimento via entrada de novos agentes.

Já a comercialização de gás natural de origem doméstica pode ser desempenhada por qualquer agente, não precisando autorização da ANP. No entanto, o gás importado precisa dessa autorização que consiste num longo processo de cumprimento de exigências. O solicitante tem que enviar requerimento à ANP junto com a documentação que inclua informações acerca de volume a ser importado, o país de origem, o local de entrega do gás e etc. Após análise prévia, esses documentos são enviados à Procuradoria Geral da Agência, que no caso do cumprimento de todos os requisitos, encaminha o pedido à reunião da Diretoria da ANP, que formaliza a autorização e encaminha para que seja publicado no Diário Oficial da União.

Autorizações Válidas Concedidas pela ANP para Importação de Gás Natural

Empresa Importadora	País de Origem	Data de Início da Importação	Volume Máximo Milhões m³/dia	Mercado Potencial
Sulgás	Argentina	2ºtrim./2000	15	RS
EPE – Empresa Produtora de Energia (2)	Argentina	4ºtrim./2001	2,21	Usina de Cuiabá
Pan American Energy (2)	Argentina	1ºtrim./2003	15	RS, SC, PR
Pan American Energy (3)	Bolívia	2ºtrim./2000	3,5	SP
Enron Comercializadora de Energia (ECE)	Bolívia	Janeiro/2003	2,8	Usina de Cuiabá II
BG Comércio e Importação Ltda.	Bolívia	Abril/2001	3	Comgás
Petrobras	Bolívia	Julho/1999	30	MS, SP, RJ, MG, PR, SC, RS;
Gasocidente	Bolívia	Agosto/2001	4,718	Linepack
Guardian do Brasil	Bolívia	Dezembro/2002	0,150	Uso Próprio (fábrica de vidro)
Nadir Figueiredo	Bolívia	Março/2002	0,100	Uso Próprio (fábrica de vidro)

Tabela 1: Autorizações Válidas Concedidas pela ANP para Importação de Gás Natural. Fonte: ANP, Nota Técnica 033/2002-SCG. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios, Rio 23 de julho de 2002.

O volume de gás hoje importado pela Petrobrás através do GASBOL é demandado principalmente pelas companhias locais de distribuição de gás canalizado e os principais consumidores são refinarias, grandes indústrias e usinas termelétricas.

“A construção, ampliação e a operação de unidades de processamento de gás natural”¹⁶ é feita mediante prévia autorização da Agência Nacional de Petróleo. Fica também estabelecido que existe a possibilidade de transferência de titularidade dessas unidades de processamento desde que aprovada pela agência.

Como anteriormente explicitado, a regulação da distribuição do gás natural canalizado é de responsabilidade da esfera estadual, sendo feita através das agências reguladoras estaduais ou das secretarias estaduais. Abaixo segue tabela com as agências reguladoras estaduais.

Agências Reguladoras Estaduais

Alagoas	ARSAL – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas
Amazonas	ARSAM – Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Amazonas
Bahia	AGERBA – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
Ceará	ARCE – Agência de Regulação do Ceará
Goiás	AGR – Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos
Mato Grosso	AGER/MT – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso
Mato Grosso do Sul	Agência Campo Grande
Pará	ARCON – Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará
Pernambuco	ARPE – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Pernambuco
Rio de Janeiro	ASEP – Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro
Rio Grande do Norte	ARSEP – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte
Rio Grande do Sul	AGERGS – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS
São Paulo	CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia
Sergipe	ASES – Agência Reguladora dos Serviços Concedidos do Estado de Sergipe

Tabela 2: Agências Reguladoras Estaduais. Fonte: ANP, Nota Técnica 033/2002-SCG. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios, Rio 23 de julho de 2002.

¹⁶ Portaria ANP número 28/99.

Diversas empresas passaram a atuar nas diferentes atividades da indústria de gás natural com a quebra do monopólio legal da Petrobrás. A maior parte na atividade de E&P através da participação nos Blocos licitados pela ANP. Com relação à atividade de transporte esse ingresso de novos agentes é mais complicado na medida em que vultuosos montantes são demandados para a formação da infra-estrutura de escoamento de gás. As empresas que tem entrado nessa atividade têm sido através de participação em consórcio ou em empresas formadas apenas para a construção de gasodutos.

Esses novos agentes estão entrando na atividade de distribuição por meio de aquisição de participação nas distribuidoras (onde geralmente os Estados são os acionistas majoritários).

No que se refere ao transporte (atividade monopólica), a instauração do Concurso Aberto¹⁷ com a ampliação dos dutos já existentes, possibilitará a entrada de novos agentes. Os novos carregadores vão concorrer entre si na venda aos grandes consumidores (inclusive termelétricas) e às distribuidoras. Nesse concurso, a Petrobrás está limitada a contratar no máximo 40% da capacidade a ser expandida da malha de transporte de gás natural no Brasil, visando a entrada de novos agentes supridores de maneira não discriminatória e concorrencial. Isso passa a ser um ponto chave para que seja possível garantir o livre acesso às redes de transporte.

Essas manifestações de interesse para transporte, recebidas pela TBG, fizeram com que a capacidade pretendida transportada da Bolívia para o Brasil passasse de 43,23 milhões de metros cúbicos por dia em 2001 para 67,14 milhões de metros cúbicos por dia em 2004¹⁸. Esse grande volume de gás enfatiza o fato do mercado brasileiro ser extremamente dependente do gás importado de origem boliviana e que a atual crise na Bolívia impacta bastante nesse mercado.

Apesar dessa diversidade de agentes que atualmente compõe a indústria nacional de gás natural, a Petrobrás permanece como ator principal e participante de todas as atividades, organizada através de integração vertical. Essa verticalização se dá porque a empresa atua em vários estágios da cadeia produtiva e tem como vantagem a supressão dos custos de transação entre as distintas atividades da cadeia, uma maior flexibilidade frente a

¹⁷ Leilão de capacidade firme de transporte.

¹⁸ Segundo a TBG.

mudanças inesperadas como inovações no produto, entre outras vantagens. Como principal desvantagem dessa forma de organização temos a concorrência desleal nas atividades competitivas devido aos subsídios cruzados vindos dos recursos conseguidos nas atividades monopólicas da cadeia, que acabam por inviabilizar uma maior entrada de novos agentes no mercado.

Com isso, a ANP através da SCG¹⁹, está implementando esforços no sentido de garantir o acesso não discriminatório à estrutura de transporte visando proporcionar uma alocação mais eficiente dos recursos econômicos através da introdução da concorrência na indústria brasileira de gás natural.

A SCG pretende criar mecanismos que introduzam pressões competitivas nas atividades da cadeia em que isso seja possível (E&P e comercialização), promovendo uma efetiva separação das atividades monopólicas das concorrenciais. Nesse modelo idealizado para o setor, contratos de compra e venda seriam estabelecidos entre produtor e carregador e entre distribuidor e carregador. Entre transportador e carregador, existiriam contratos de transporte. Com isso, as distintas atividades da cadeia estariam independentes umas das outras, se relacionando por meio de contratos entre os agentes. Segue abaixo o modelo.

Modelo Idealizado pela ANP

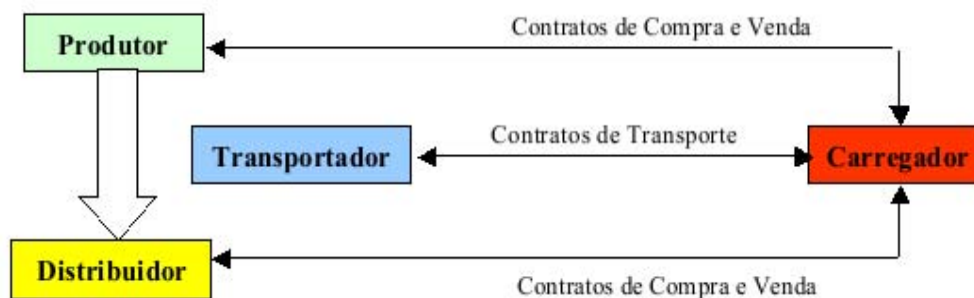


Gráfico 5: Modelo Idealizado pela ANP. Fonte: ANP. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural, fevereiro de 2002.

¹⁹ Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural.

Para que esse modelo seja efetivado, é necessário que sejam criados mecanismos que garantam uma separação clara dos distintos agentes da cadeia e suas funções. Dessa maneira, com essa diferenciação e clareza das atividades da cadeia produtiva do gás natural, a regulação seria facilitada e as práticas discriminatórias de subsídios cruzados e anti-competitivas, dificultadas. Assim, seria possibilitada a entrada de novos agentes no mercado brasileiro de gás natural, o que é um ponto considerado crucial para o desenvolvimento desse nosso mercado.

No cenário brasileiro de integração das atividades da indústria de gás natural, a regulação pode ser desempenhada de duas maneiras distintas que são a regulação de estrutura e a de condutas. Na regulação estrutural, se visa estabelecer limitações à participação dos agentes em diferentes atividades da cadeia como separação contábil das empresas, constituição de empresas juridicamente separadas ou limitações de um mesmo grupo econômico à participação nas diferentes etapas da cadeia produtiva. Dentre suas principais vantagens estão o fortalecimento da distinção entre as diferentes atividades, a redução do incentivo à prática de subsídio cruzado e do incentivo ao monopolista de limitar a concorrência nas atividades potencialmente competitivas. Com isso, a regulação se tornaria mais fácil de ser exercida. Porém, como desvantagens teríamos o aumento dos custos de transação, a redução das economias de escopo e dos incentivos ao investimento no mercado de gás natural nacional.

Já a regulação de condutas, busca estabelecer diretrizes para se orientar o comportamento dos agentes no que se refere às condições de acesso aos dutos de transporte para que seja garantido o acesso não discriminatório às redes, através da regulação das tarifas de acesso, requerimentos de informação, entre outros instrumentos de controle. Nesse caso, as vantagens são a possibilidade de redução dos custos de transação, a possibilidade do ingresso de novos agentes no mercado e o aumento das economias de escopo. No entanto, as desvantagens seriam dadas pela necessidade de fiscalização e auditoria por parte do regulador já que a assimetria de informações persiste entre as empresas reguladas e as agências de regulação.

O fato da indústria brasileira de gás natural ser incipiente pesa contra a introdução de limitações à participação cruzada no setor porque frente às suas necessidades de investimento, isso seria um fator inibidor de investimentos na medida em que alguns

agentes veriam essas limitações como danosas ao desenvolvimento do mercado. Assim, a introdução gradual dessas limitações é justificada.

O mercado se depara com um dilema. De um lado, a necessidade de se introduzir a concorrência nas atividades da indústria que são potencialmente competitivas e promover a entrada de novos agentes no mercado via limitações à participação cruzada. De outro, espera-se continuar a oferecer grandes incentivos para se investir no setor com custos reduzidos através da possibilidade dos agentes poderem atuar nas distintas atividades da cadeia produtiva. Nesse cenário, de dois objetivos conflitantes, é função da ANP através de uma regulação eficiente conciliá-los.

A agência busca fazer isso via implantação do modelo de regulação relatado acima. Nele não se objetiva desverticalizar qualquer empresa, busca-se a existência de relações contratuais entre as atividades que regeriam o comportamento dos agentes. Além disso, ocorreria uma efetiva separação das diferentes atividades da indústria do gás e o fortalecimento dos agentes e seus papéis no setor. Como consequência, cada agente teria sua atribuição definida e meta de otimização da venda de seus serviços ou produtos (maximizando o uso da infra-estrutura), e não intenções meramente comerciais ou de reserva de mercado.

Dessa maneira, a ANP tem como objetivo promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades pertencentes à cadeia de produção de gás natural, onde suas responsabilidades são implementar a política nacional do setor, autorizar atividades de refino, fazer estudos que possibilitem e promovam as licitações de blocos, além de consolidar e divulgar informações sobre as reservas de gás. No que contempla o processo decisório, a Agência deve seguir os princípios da legalidade, impessoalidade, publicidade e moralidade.

Assim, se pode concluir que as regras de acesso e a identificação dos custos da atividade monopólica por parte da agência reguladora são de suma importância para atrair novos agentes e investimentos ao mercado de gás natural, definindo as atividades monopólicas e concorrenciais, e consolidando o modelo de regulação proposto ao setor.

Algumas propostas são discutidas com o objetivo de reduzir os efeitos negativos da integração vertical na indústria de gás. São elas: as limitações de propriedade acionária,

liberação de usuários finais por classe de consumo, separação jurídica, exigência de aprovação dos contratos entre os agentes por parte da ANP e separação contábil.

A proposta de se limitar a propriedade acionária visa restringir o poder de mercado de um agente via limitação da participação acionária em mais de uma atividade produtiva. Porém, isso requer que, por exemplo, a Petrobrás venda vários de seus ativos nesse mercado, fato que somente seria possível mediante publicação de nova lei no setor porque a ANP não apresenta poder para que isso ocorra. Essa proposta teria que ser implementada gradualmente porque o mercado nacional de gás natural se encontra em estado inicial de desenvolvimento e os prejuízos dessas limitações à concretização de investimentos poderiam ser maiores que seus benefícios.

Por sua vez, a liberação de usuários por classe de consumo visa introduzir a concorrência. Primeiro, indústrias e usinas termelétricas, depois consumidores de menor demanda teriam a possibilidade de escolher de quem comprar o gás. Porém, a dificuldade para a implementação de tal proposta reside no fato de que já existem contratos de concessão para distribuição de gás firmados entre estados e concessionárias, e eles não prevêem a utilização dessa prática de escolha de fornecedor por parte dos consumidores.

A proposta de separação jurídica nada mais é do que exigir a formação de empresas juridicamente distintas nas diferentes atividades produtivas da indústria, proporcionando uma maior transparência no que se refere aos custos por atividade. Entretanto, isso aumentaria os custos de transação advindos dos contratos entre as empresas das distintas atividades e no caso brasileiro, o aumento da carga tributária no preço final do gás com a presença de mais empresas no processo. Com isso, essa proposta não é vista como possível de implantação no mercado incipiente nacional de gás natural no curto prazo.

Com relação à exigência de aprovação, por parte da ANP, dos contratos entre os agentes, a sua lei de criação não lhe confere esse poder. A mesma somente pode intermediar conflitos e estabelecer soluções caso estes ocorram, pois, baseado na lei, as partes integrantes de um contrato devem negociar livremente e firmá-los sem a interferência da agência reguladora. Por esse motivo, os contratos podem conter cláusulas discriminatórias que dificultam o estabelecimento da concorrência no setor, e uma vez assinados devem ser respeitados porque são legítimos juridicamente. Logo, para que essa

proposta de que a ANP aprove os contratos firmados seja implementada, é necessário a publicação de uma nova legislação que garanta esse poder à agência.

A última proposta, a de separação contábil, assim como a de separação jurídica, também visa tornar os custos da empresa por atividade, mais claros, evitando as práticas de subsídios cruzados que restringem a concorrência na indústria. A tarefa de estabelecimento de tarifas também seria facilitada com essa proposta. Porém, ela requer um processo contínuo de auditoria e monitoramento por parte do regulador das contas das empresas reguladas, para que as práticas discriminatórias sejam identificadas. De qualquer forma, o saldo da proposta é positivo e se propõe que seja implementada o quanto antes. A necessidade de alteração de contratos de concessão e da participação das agências reguladoras estaduais freiam a efetiva implementação da proposta.

2.2 Outros Desafios relacionados à Regulação

Outras questões pendentes relacionadas à regulação podem representar um entrave ao desenvolvimento do setor de gás natural do Brasil. O modelo institucional ainda está em processo de transição e isso faz com que haja altas incertezas que dificultam o desenvolvimento dessa indústria. Assim sendo, a ANP vem trabalhando na regulamentação das leis que guiam o mercado nacional de gás. Porém se trata de um processo complexo e longo.

As questões pendentes têm inibido ou impedido a entrada de mais agentes novos nas distintas atividades da cadeia. São elas: a posição dominante da Petrobrás na indústria, os limites da regulação estabelecidos pela Lei do Petróleo e a dificuldade em se estabelecer a fronteira de competência de regulação entre a ANP e as agências estaduais.

A Petrobrás é historicamente detentora do monopólio do petróleo e gás natural no mercado brasileiro. Se trata de uma empresa verticalmente integrada e maior operadora da indústria que busca preservar seus mercados, impedindo ou dificultando a entrada de novos agentes e retardando a introdução da concorrência nas atividades em que são possíveis de serem introduzidas. O impasse é da ordem legal na medida em que não se pode obrigá-la a vender sua participação em outras empresas (para reduzir seu domínio) e nem dividi-la.

Os limites da regulação advindos da Lei do Petróleo também representam uma questão pendente porque essa lei não delega à ANP qualquer papel com relação ao processo

de negociação e elaboração dos contratos no transporte do gás. Essa lei também não define quanto à possibilidade de limitações graduais à participação cruzada dos agentes como meio de introdução da concorrência e aumento da eficiência das atividades que compõem o setor.

Outra questão é dada pela fronteira de competência regulatória entre a ANP e as agências estaduais de regulação. Conforme já explicitado anteriormente, é de responsabilidade dos estados regular a distribuição de gás natural (direito assegurado pela Constituição de 1988) e nas demais atividades da cadeia essa responsabilidade cabe à ANP. Assim, temos uma divisão no que se refere à regulação dada na entrega do gás no city-gate²⁰. Isso dificulta a homogeneização e a continuidade de um marco regulatório eficiente. Além disso, a diversidade da indústria (no que diz respeito ao seu grau de maturação) combinada com a existência de vários reguladores estaduais (devido ao grande número de estados no Brasil) faz com que fique ainda mais complexa a tentativa de unificar os instrumentos regulatórios que são utilizados desde a atividade de E&P até a entrega ao consumidor final.

²⁰ Cidade em que o gás natural chega e é distribuído.

CAPÍTULO 3

3.1 História da formação boliviana – Território e Política

A Bolívia é um país que tem em sua história a tradição de ser instável politicamente. Os diversos golpes de estado que lá já ocorreram dão a dimensão dessa instabilidade além do sério problema de cultivo de coca e do tráfico de cocaína, onde durante vários anos soldados americanos estiveram lá para ajudar o governo boliviano a combater os produtores da droga.

Conseqüentemente, o risco de se investir no país é considerável e é claro que isso também se aplica ao mercado de gás. A ameaça de nacionalização de suas reservas que desencadeou a crise do início desse ano no mercado de gás boliviano está tendo reflexos no mercado de gás brasileiro e para entendê-la é preciso antes apresentarmos a história de formação boliviana e as características de seu mercado de gás.

O território boliviano já foi bem maior do que é hoje. Durante a Guerra do Paraguai, se uniu ao Peru no combate ao Chile e com a posterior vitória chilena, perdeu o território de Atacama para o Chile e, mais que isso, seu acesso direto ao Oceano Pacífico que era feito por meio do mesmo. Essa falta de acesso direto ao mar levou a Bolívia a uma alta dependência com relação a outros países para exportar e importar bens.

No início do século XX perdeu para o Brasil o território que hoje corresponde ao estado do Acre e após a Guerra do Chaco perdeu parte da região do Chaco para o Paraguai.

Sem acesso ao mar, o país se tornou muito dependente da rede hidrográfica da Bacia do Prata controlada por Buenos Aires para desenvolver seu comércio exterior. Porém, no início do século XX na disputa Brasil-Argentina pela hegemonia regional, o Brasil colocou em prática a estratégia de resgatar a Bolívia da “condição de prisioneiro geopolítico da Argentina²¹”. O plano esboçado na década de 30 só foi posto em prática nos anos 60. Era a Política dos Corredores de exportação, onde se objetivava criar um sistema de transporte, orientado no sentido leste-oeste, para reequipar e modernizar os principais portos das regiões Sul e Sudeste do Brasil.

²¹ Olic Bacic Nelson; Geopolítica da América Latina, Editora Moderna 1997, São Paulo.

Essa aproximação entre os dois países ficou ainda mais clara com a construção da Estrada de ferro Brasil-Bolívia que colocou em contato a importante região econômica do leste boliviano com o porto de Santos em São Paulo. Ao mesmo tempo, foram estabelecidos acordos entre os dois países e o Chile que possibilitariam a ligação entre o porto de Santos no Atlântico ao porto chileno Arica no Pacífico. No entanto, a construção da última ligação entre Bolívia e Chile tem sido prejudicada até hoje pelas pretensões bolivianas de recuperação, de pelo menos em parte, de sua saída marítima para o Pacífico perdida para o Chile no final do século XIX.

3.2 Mercado de gás

O mercado de gás boliviano teve seu novo ordenamento estabelecido pela Lei de Hidrocarbonetos²² de abril de 1996. Através dela foram estabelecidos uma nova distribuição de responsabilidades institucionais entre o Vice-Ministério de Energia e Hidrocarbonetos, a YPFB²³ e a Superintendência de Hidrocarbonetos.

O Vice-Ministério ficou encarregado da elaboração, proposta e execução da continuidade das políticas setoriais. A Superintendência se encarrega da regulação do transporte através de dutos, refino e distribuição de gás natural por meio de redes além de regular a comercialização dos derivados de hidrocarbonetos, ou seja, é responsável por promover a concorrência e eficiência dos agentes.

Já a YPFB, antes das reformas que vieram com a nova lei, era uma empresa estatal constituída sob um monopólio verticalmente integrado desde a exploração dos hidrocarbonetos até a venda no varejo dos derivados de petróleo. Até 1996, possuía os direitos exclusivos na prospecção e extração de gás natural em todo território boliviano.

Após as reformas, esse monopólio foi transferido pela Lei de Capitalização²⁴ de 1994 ao setor privado sob uma configuração organizacional diferente que se caracterizou por separações verticais e horizontais na indústria de gás, visando introduzir a concorrência nas atividades da cadeia produtiva em que isso fosse possível. Nesse processo de transferência, algumas empresas foram privatizadas e outras capitalizadas. Como resultado,

²² Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural; Visão comparativa do desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em países selecionados, junho de 2004.

²³ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

²⁴ Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural; Visão comparativa do desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em países selecionados, junho de 2004.

as sociedades anônimas, Andina e Chaco, passaram a executar as atividades de E&P e a Transredes o transporte de hidrocarbonetos por dutos.

Com a ineficiência interna das empresas públicas e as crescentes necessidades de investimento e inovação veio a justificativa para que essas privatizações e capitalizações ocorressem. Com a privatização, se buscou resolver a ineficiência interna e promover uma maior concorrência na economia boliviana para que recursos fossem liberados para o Estado investir em atividades sociais pelo país.

Os investimentos da YPFB em E&P não seriam suficientes para cobrir a demanda interna do mercado de derivados de petróleo, inclusive o mercado doméstico de gás. Assim sendo, era fundamental resolver o problema dos investimentos na infra-estrutura de transporte de hidrocarbonetos, especialmente naquela direcionada à exportação de gás natural.

Hoje, a YPFB participa do processo de licitação na atividade de exploração e subscreve os contratos de risco compartilhado em nome do Estado boliviano com as empresas petrolíferas que operam no upstream²⁵ para prospecção, exploração e comercialização de gás natural na área concedida. Além disso, a empresa atua como agregadora, fazendo a alocação das quotas correspondentes aos volumes de entrega de gás para o Brasil e para o mercado doméstico às empresas produtoras do mesmo e como carregadora do gás que é exportado ao Brasil. Outras funções da YPFB são certificar as reservas de gás no país, supervisionar o desenvolvimento das atividades petroleiras e armazenar e fracionar GLP²⁶, além de distribuir gás à algumas cidades bolivianas²⁷.

²⁵ Atividade de extração do gás natural.

²⁶ Gás Liquefeito de Petróleo.

²⁷ Cidades de La Paz, El Alto, Oruro, Potosí e Camiri.

Segue abaixo diagrama com o modo organizacional das instituições bolivianas do setor de hidrocarbonetos.

Organização das Instituições Bolivianas do Setor de Hidrocarbonetos

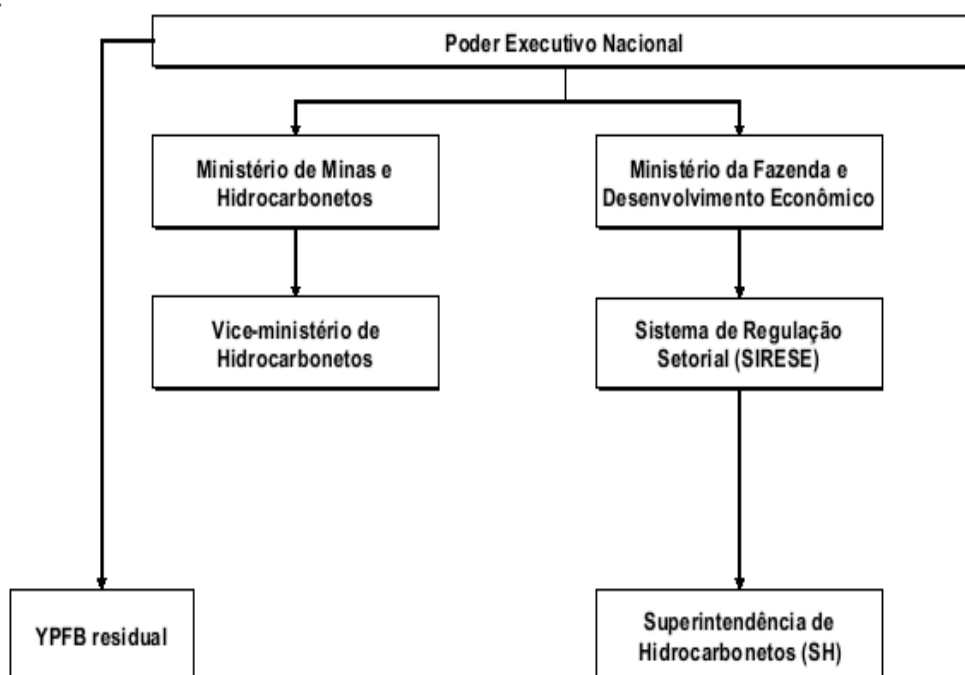


Gráfico 6: Organização das Instituições Bolivianas do Setor de Hidrocarbonetos. Fonte: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Visão Comparativa do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em Países Selecionados, junho de 2004.

Nesse sistema de organização, o Vice – Ministério define a política setorial e tem poder normativo, isto é, prepara a regulação setorial. Regular, controlar e supervisionar as atividades do setor de hidrocarbonetos são atividades desempenhadas pelo SIRESE (Sistema de Regulação Setorial). Já a Superintendência de Hidrocarbonetos (SH) fiscaliza a prestação dos serviços, opera a resolução de conflitos, defende a concorrência e tem como funções: aplicar sanções e aprovar tarifas e outorgar concessões de transporte e distribuição.

No que diz respeito à exploração e produção no país, com a capitalização da YPFB²⁸ e das empresas que desenvolveram novas reservas, houve uma entrada de operadores privados na atividade de produção devido às licitações em E&P.

A seguir, gráfico com os principais produtores de gás natural na Bolívia.

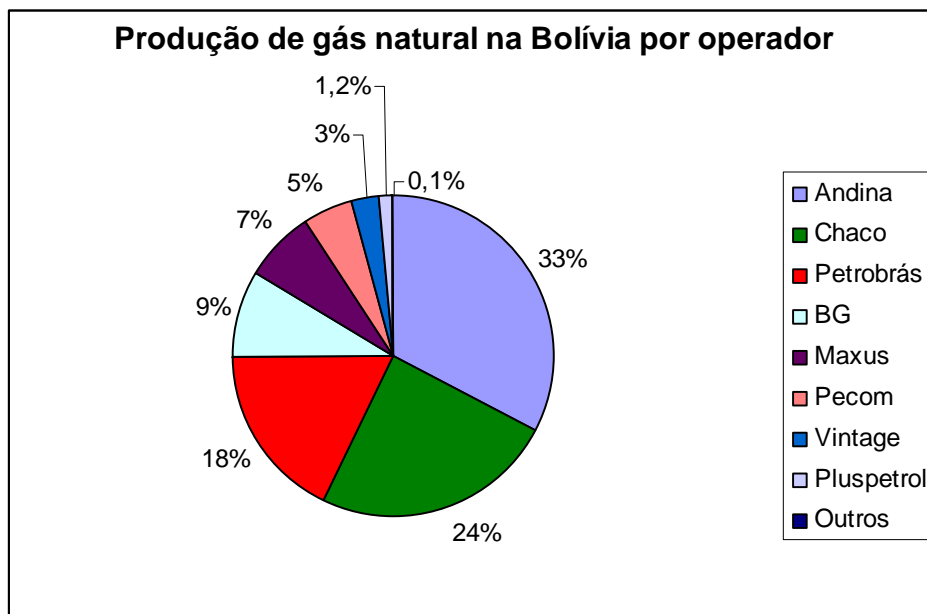


Gráfico 7: Produção de gás natural na Bolívia por operador. Fonte: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Visão Comparativa do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em Países Seleccionados, junho de 2004.

Com isso, foram realizados grandes investimentos privados nas atividades de E&P e isso fez com que as reservas bolivianas²⁹ tivessem um crescimento rápido e muito significativo.

Em relação ao transporte de gás natural, com a publicação do Decreto Supremo, em 2001, pelo governo boliviano a orientação foi dada no sentido de estabelecer uma política tarifária que promovesse a competição na indústria.

Seguem abaixo os principais elementos relacionados à regulação no transporte³⁰:

- Serviço com caráter de utilidade pública.
- Regulação via taxa de retorno, com período regulatório de 4 anos.

²⁸ Andina e Chaco.

²⁹ Gás Natural: Reservas de 790 bilhões de metros cúbicos; Produção de 13,7 bilhões de metros cúbicos/dia; Consumo de 3,2 bilhões de metros cúbicos/dia.

³⁰ Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural; Visão comparativa do desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em países seleccionados, junho de 2004.

- Concessões outorgadas por um prazo máximo de 40 anos.
- Regulamentação sob o princípio de livre acesso não discriminatório à capacidade disponível dos dutos, em relação aos contratos de serviço interruptível e firme, e para a alocação de capacidade de transporte (resultante de expansões) onde as partes devem chegar a um acordo sobre as condições dessa alocação.
- Limitações à integração vertical da atividade.
- Autorização da revenda livre da capacidade contratada pelos carregadores.
- Condições de serviço devem ser aprovadas pela SH³¹ e podem ser acordadas livremente com os carregadores.

Com relação ao mercado doméstico, foi adotada uma política de estímulo aos investimentos privados em todas as atividades da cadeia produtiva que visa assegurar o abastecimento desse mercado e promover uma mudança do uso de petróleo e derivados em favor do gás.

Além disso, após a tentativa fracassada de privatização da distribuição de gás no país em 2001 e 2002, e visando a reversão da estagnação desse mercado doméstico, o governo boliviano está promovendo um Plano de Massificação que tem como objetivo aumentar bastante o uso do gás natural nas residências, uma vez que se trata de um recurso abundante no país e pode melhorar o padrão de vida dos bolivianos.

No que se refere à exportação de gás natural, o Brasil é o principal mercado boliviano com expressivos 89% do total das exportações em 2002. As licenças de exportação são reguladas pela SH e são permitidas desde que o consumo interno não seja afetado.

Os preços do gás para o mercado de exportação são negociados entre as partes integrantes da transação. No caso do contrato Bolívia-Brasil (GSA), o preço base determinado no city-gate Río Grande flutua entre 0,95 e 1,06 US\$ / milhões de BTU para 20 anos e para qualquer volume de gás adicional à 16 milhões de metros cúbicos / dia o preço base é de 1,20 US\$ / milhões de BTU. Estes preços do gás commodity são ajustados trimestralmente e variam de acordo com a fórmula³²: $P \text{ gás commodity} = 0,5P_i + 0,5 P(t-1)$

³¹ Superintendência de Hidrocarbonetos.

³² Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural; Visão comparativa do desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em países selecionados, junho de 2004.

onde $P_i = P_{\text{base}} \times \text{Variação trimestral de uma cesta que contempla preços de combustíveis do mercado internacional}$.

Como podemos ver no gráfico seguinte, esse mercado de exportação teve um aumento substancial após a reforma do setor em 1999. O grande aumento de 2000 veio com o início das operações do Gasbol³³.

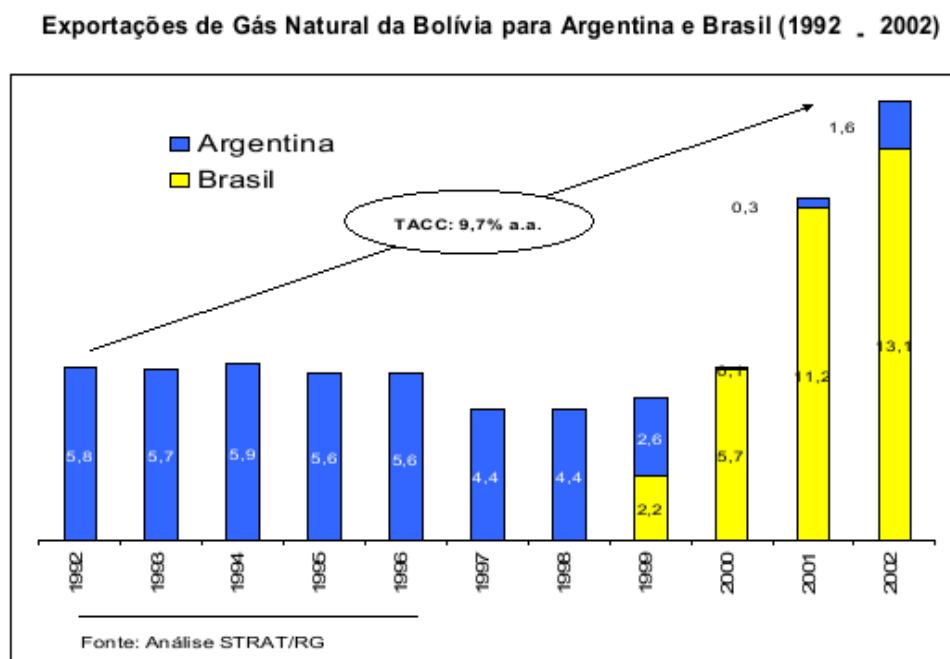


Gráfico 8: Exportação de Gás Natural da Bolívia para Argentina e Brasil (1992 – 2002). Fonte: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Visão Comparativa do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em Países Selecionados, junho de 2004.

As tarifas de transporte de gás natural são aprovadas pela SH e têm vigência de 20 anos, revisadas a cada 4 anos³⁴. Assim como o preço do gás difere entre o doméstico e o de exportação, as tarifas de transporte também.

A tarifa para exportação com uso da Transredes para entregas em Ríó Grande está regulamentada e é de U\$S 0,24/MPC. Essa tarifa é formada pela base tarifária, contribuição para o mercado interno e uma conta de pagamento que visa compensar a Transredes pelas receitas que ela deixou de obter de 2000 à 2004 oriundas do uso de subsídios cruzados sobre a tarifa de transporte para o mercado doméstico boliviano. À esse preço em Ríó

³³ Gasoduto Bolívia-Brasil.

³⁴ Caso haja variação de mais ou menos 8% nos volumes de gás transportado a revisão das tarifas será feita num prazo inferior a 4 anos.

Grande, é preciso somar o custo de transporte correspondente ao Gasoduto da GTB para se chegar ao preço de fronteira com o Brasil em Mútun.

Com relação à atividade de distribuição de gás natural por redes, o serviço é prestado através de monopólios regionais não existindo até hoje, regras para a regulação tarifária.

As concessões de distribuição são outorgadas pela SH em coordenação com as prefeituras correspondentes por meio de licitação pública e têm um prazo máximo de 40 anos. A fiscalização dessas concessões é feita também pela SH em parceria com os municípios nas áreas sob sua jurisdição. A YPFB é a principal prestadora do serviço de distribuição de gás natural no território boliviano.

Como a demanda interna por gás na Bolívia é pequena, cerca de 80% de seu gás é exportado.

Na tentativa do governo boliviano de instaurar a competitividade nas etapas da cadeia produtiva de gás em que isso era possível, as empresas transportadoras por meio de dutos não podem comprar ou vender gás, distribuir por meio de redes e nem participar da geração de energia elétrica.

No que diz respeito ao restante da estrutura da indústria de gás natural, não há restrições para que uma empresa se integre verticalmente em direção às outras atividades da cadeia produtiva, somente sendo necessário aprovação dos reguladores dessas atividades.

A Petrobrás em parceria com outras empresas, integrou as atividades de E&P e de transporte através de dutos, relacionadas à exportação de gás natural para o Brasil.

O governo boliviano estabeleceu limitações à integração vertical e horizontal, proibiu fusões e acordos que limitem a concorrência e garantiu o livre acesso no que se refere à prestação dos serviços para promover sua eficiência e a livre concorrência.

Dessa maneira, além da transferência ou capitalização de ativos estatais e da entrada de novos agentes no setor boliviano de hidrocarbonetos (petróleo, gás natural e demais derivados) esse processo de reformas também se caracterizou pela formulação, implementação e continuidade da regulação setorial.

CAPÍTULO 4

4.1 Crise Boliviana

A crise eclodiu em maio de 2005 com furiosos protestos populares e bloqueios de estradas a favor da nacionalização das reservas bolivianas, que levaram a renúncia do então presidente Carlos Mesa. Nesse mesmo mês foi proposta a nova Lei de Hidrocarbonetos no país.

Um decreto presidencial que incluiu um ambíguo artigo convocando ajuda militar para assegurar o controle das instalações de óleo e gás na Bolívia causou confusão entre as empresas de energia, que passaram a temer a nacionalização da indústria no país.

Esse decreto assinado pelo presidente interino Eduardo Rodriguez em junho determina que os ministros de Hidrocarbonetos, do Interior e da Defesa “coordenem tarefas e ações, com o propósito de assegurar o controle dos recursos de hidrocarbonetos pelo Estado, garantindo as condições necessárias para manutenção e segurança dos poços e reservas³⁵”. Nele, as Forças Armadas bolivianas ganharam um novo papel no controle da principal fonte de recurso do país.

As forças de oposição alertaram o novo presidente de que os protestos recomeçariam caso suas demandas não fossem atendidas. A nova lei em vigor impõe pesados aumentos nos impostos e royalties³⁶ pagos pelas companhias, aumentos esses que são inclusive retroativos a maio. Além disso, foi estabelecido ainda a criação de um Comitê de Medição da Produção, onde o governo boliviano pretende acompanhar de perto a produção e evitar a sonegação de impostos.

Embora as autoridades bolivianas afirmem publicamente que a participação militar tem como objetivo único garantir a segurança e o livre acesso aos campos de gás no país, e as companhias de energia tenham aceitado a presença de tropas para proteção dos campos de exploração, várias estão agora preocupadas com a possibilidade de perda de controle

³⁵ Lei de Hidrocarbonetos.

³⁶ No Brasil, a Lei do Petróleo (estabeleceu o novo modelo de exploração e produção de petróleo e gás natural no país), em vigor desde 1997, diz que além dos tributos e contribuições sociais pagos pelas empresas concessionárias, estas também devem pagar uma compensação financeira aos estados e municípios brasileiros, ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia. Essa compensação são os royalties que são pagos mensalmente e têm a função de remunerar a sociedade pela exploração de um recurso escasso e não renovável como o gás natural.

sobre as operações, isto é, não têm certeza se o decreto não passa de um primeiro passo rumo a nacionalização ou se apenas garante a segurança da produção.

A produção de gás natural que teve início em 2002, dos campos de San Alberto e San Antonio, descobertos e operados pela Petrobrás no sul da Bolívia (mais precisamente, em Yacuíba) é escoada através do Gasbol para o Brasil.

A tributação que era de 16%, com a nova lei passou a ser de 50% sobre a produção de gás e petróleo. Assim, a Petrobrás foi forçada a reavaliar investimentos da ordem de US\$ 850 milhões, como a ampliação do Gasoduto Brasil-Bolívia e a instalação de uma unidade petroquímica em parceria com outras duas empresas na fronteira entre os dois países. Como a nova lei elevou a tributação do gás que é exportado ao Brasil, os projetos da Petrobrás no país ficaram menos atrativos, ou seja, ficaram menos rentáveis e perderam prioridade para projetos em outros países.

A crise e a ameaça de desabastecimento provocaram uma onda especulativa nos postos de gasolina das principais capitais brasileiras. Um levantamento da ANP em junho de 2005, constatou um aumento de 1,56%³⁷ dos preços médios do GNV³⁸ nas vendas espalhadas pelo Brasil.

Apesar da calma ter retornado a Bolívia com a nova Lei de Hidrocarbonetos, as empresas distribuidoras e os governos estaduais do Brasil começaram a adotar medidas com o objetivo de minimizar os efeitos de uma eventual suspensão do fornecimento de gás natural de origem boliviana e que é hoje da ordem de 24 milhões de metros cúbicos por dia. No estado do Rio de Janeiro, o governo anunciou que os 50 maiores consumidores industriais do insumo deverão substituir o gás natural por outros insumos como o óleo combustível. Além disso, o governo carioca também garantiu que não haverá suspensão do fornecimento de GNV nos postos com o objetivo de racionamento, mesmo no caso do Ministério de Minas e Energia adotar tal medida. Com isso, se busca reduzir o impacto econômico para aqueles que dependem do GNV para o seu trabalho, como os que desempenham atividades de transporte rodoviário, de cargas e coletivo.

Outra medida anunciada pelo governo do Rio de Janeiro é a de proibir qualquer iniciativa que possa comprometer o abastecimento do consumidor residencial.

³⁷ Jornal do Brasil de 14 de Junho de 2005.

³⁸ Gás Natural Veicular.

Já o estado de São Paulo, registrou a maior alta³⁹ no metro cúbico de GNV no início de junho de 2005, advinda da especulação dos postos e, principalmente, da mudança dos critérios de cálculo de seu preço. O preço, que antes era determinado somente pelo gás produzido internamente no país, passou a ser computado a partir de um mix que inclui os valores do gás natural produzido tanto no Brasil, quanto na Bolívia.

De acordo com estudos e especialistas do setor, a dependência brasileira do gás natural de origem boliviana⁴⁰ continuará até, pelo menos, 2008 porque segundo a Petrobrás, a empresa não produzira gás na Bacia de Santos antes disso. Do ponto de vista técnico, são necessários pelo menos quatro anos desde a descoberta da reserva de gás até seu desenvolvimento e produção para consumo. No caso do campo de Mexilhão em Santos, como a descoberta ocorreu em fins de 2003, esse somente estará desenvolvido e pronto para produzir gás no início de 2008.

Além disso, na avaliação das operadoras privadas de gás natural, as reservas bolivianas são determinantes para evitar o risco de um novo racionamento de energia no Brasil nos próximos anos. De acordo com um estudo do IBP⁴¹, a perspectiva de crescimento econômico do país e as dificuldades de licenciamento ambiental de novas usinas hidrelétricas fazem com que seja necessário, nos próximos dois anos, a ampliação da capacidade de volume transportado do Gasbol, dos atuais 30 milhões de metros cúbicos diários para 34 milhões, para atender a previsão de crescimento da demanda no setor. A capacidade de transporte do duto terá que aumentar na avaliação das empresas, não só pelo aumento do consumo no Brasil, mas devido à necessidade de precaução contra a possibilidade de uma baixa dos reservatórios de gás.

Analistas também avaliam que para atender a demanda energética prevista para 2008, com o consumo de gás no país estando próximo de 100 milhões de metros cúbicos, todas as usinas termelétricas do país terão que estar operando no máximo de suas respectivas capacidades. Como a oferta para 2008 está estimada em 70 milhões de metros cúbicos por dia, o gás importado da Bolívia é fundamental para suprir a demanda.

³⁹ Alta de 3,5% de acordo com o Jornal do Brasil de 14 de junho de 2005.

⁴⁰ Do total de gás natural hoje consumido pelo Brasil, 60% tem origem nas reservas bolivianas, isto é, 24 milhões de metros cúbicos diários.

⁴¹ Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás Natural.

Mesmo com a volta da calma na Bolívia após o início da aplicação da nova Lei de Hidrocarbonetos, as indústrias brasileiras começaram a se antecipar a um eventual corte no abastecimento de gás natural ao país. O setor de GLP⁴², que estava com retração de demanda de 2,2% nos últimos meses, teve um aumento em vendas em junho de 2005. Além do segmento industrial, a procura pelo produto também aumentou no comércio e no setor residencial, onde todos estão preocupados em preservar os lucros da crise boliviana.

Em agosto de 2005, três meses após deflagrada a crise que resultou na sobretaxação do gás natural produzido na Bolívia, a Petrobrás anunciou um pacote de medidas que fará com que o insumo encareça a partir de setembro. Os percentuais de reajuste do gás nacional e do gás natural de origem boliviana seguem na tabela abaixo.

Reajuste do Preço de Gás Natural no Brasil

Gás Natural	01/setembro	01/novembro
Nacional	6,5%	5%
Boliviano	13%	10%

Tabela 3: Reajuste do Preço de Gás Natural no Brasil. Fonte: Jornal O Globo de 20 de agosto de 2005.

O pacote de medidas também prevê que os valores do gás importado passarão a acompanhar, a partir de 1º de janeiro de 2006, a flutuação das cotações de uma cesta internacional de derivativos. Com isso, a volatilidade das cotações do petróleo deverá ser transferida aos preços de gás natural porque a Petrobrás passará a aplicar as condições do contrato firmado com a Bolívia na determinação do preço do insumo.

O impacto nos preços finais para os consumidores (indústrias, residências e veículos) não será imediato porque dependerá dos valores que as distribuidoras serão autorizadas a fixar para cada tipo de consumidor em seus estados. “Cada distribuidora vai analisar quais os preços ideais do gás para manter sua competitividade frente aos outros combustíveis⁴³”.

⁴² Gás liquefeito de petróleo.

⁴³ Romero Oliveira, presidente da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás).

A estatal brasileira absorveu os reajustes do contrato firmado com a estatal boliviana YPF⁴⁴ desde janeiro de 2003, visando minimizar o impacto dos preços sobre o mercado consumidor brasileiro do gás importado da Bolívia. De acordo com a Petrobrás, o pacote é necessário devido ao crescimento dos custos de exploração, produção, aquisição e transporte do produto em território boliviano, advindos da nova Lei de Hidrocarbonetos que aumentou para 50% a tributação sobre a produção do insumo de empresas estrangeiras instaladas no país.

Um outro entrave para ampliar a oferta de gás natural do Brasil e impedir um novo racionamento de energia nos próximos anos, reside no aumento da queima do insumo pela Petrobrás no processo de produção de petróleo, principalmente na Bacia de Campos em Urucum (AM). "O país vive uma situação semelhante a que vivíamos as vésperas de 2001, quando houve o racionamento. A semelhança reside na solução prevista nos dois casos: a necessidade de se construir usinas termelétricas a gás⁴⁵". Isso porque entre dezembro de 2005 (para quando está previsto o leilão de energia nova), e 2010, o provável ano de um novo racionamento energético, não existe tempo hábil para a construção de hidrelétricas suficientes para suprir a demanda esperada de energia.

Uma das soluções apontadas pelo governo brasileiro para superar a dependência ao gás boliviano, seria um novo gasoduto trazendo o insumo do Peru. O projeto, estimado em US\$ 2,5 bilhões e de iniciativa argentina e chilena, contempla a construção de um gasoduto que escoaria a produção peruana de gás natural. A capacidade aproximada de exportação de gás seria de 30 à 35 milhões de metros cúbicos por dia. O gasoduto teria origem no Peru e passaria por Chile e Argentina, antes de chegar ao Brasil no city- gate de Uruguaiana.

Esse gasoduto de integração regional, garantiria ao Brasil receber de 5 `a 7 milhões de metros cúbicos diários de gás peruano devido ao aumento da capacidade de transporte na Argentina . O BID⁴⁶ ficaria responsável pela assistência técnica e financeira à construção do anel sul-americano integrado de gasodutos.

⁴⁴ Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

⁴⁵ Rodolpho Tourinho, senador pelo PFL da Bahia, autor do projeto de lei do novo marco regulatório do setor de gás natural que hoje se encontra sob avaliação na Comissão de Constituição e Justiça do Senado.

⁴⁶ Banco Interamericano de Desenvolvimento.

O Brasil está interessado no projeto porque ele viabilizaria o gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre e a segurança do abastecimento de gás na Argentina, garantiria ao Brasil o fornecimento necessário, que hoje é insuficiente.

Anel Sul-Americano de Gasodutos

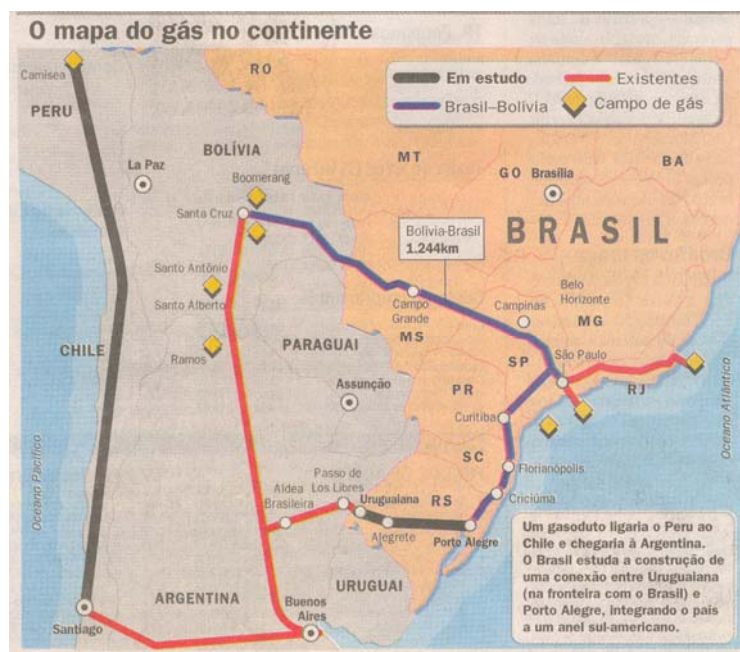


Gráfico 9: Anel Sul-Americano de Gasodutos. Fonte: Jornal do Brasil de 14 de Junho de 2005.

4.2 Outros Desafios – Estimação de Custos e Preço de Mercado

O gás natural, diferentemente do petróleo, apresenta um alto custo de transporte e, conseqüentemente, a maior parte do insumo é consumido no país que o produz. Além disso, não existe um preço mundial do gás como existe para o carvão ou petróleo, cada contrato no setor tem que ser especialmente elaborado o que faz com que seu preço varie muito ao redor do globo. Outro diferencial importante com relação à outros insumos energéticos, é que o gás natural é um combustível mais limpo, menos danoso ao meio ambiente.

No Brasil, um dos principais problemas para desenvolver um mercado eficiente e competitivo de gás natural está no preço final ao consumidor. O gás compete com diversos combustíveis em diferentes usos e geralmente, isso induz o governo a tentar aplicar tarifas complexas para o comércio do insumo. A não ser que essas tarifas sejam perfeitamente calculadas e ajustadas sempre que preços de outros energéticos mudem, elas geram pouco

incentivo e muita incerteza à consumidores potenciais que estão considerando passar a consumir gás natural.

O mercado de gás natural brasileiro enfrenta vários obstáculos ao seu rápido desenvolvimento. O primeiro seria sua estrutura de custos. Para a construção de gasodutos e sistemas de distribuição são necessários vultuosos investimentos antes mesmo que o gás possa ser usado, consumido. Depois, o consumo de volumes adicionais requer um pequeno gasto adicional até que a capacidade máxima do sistema seja alcançada. Assim como outros bens de utilidade pública, é muito difícil começar com baixo investimento, não importando se no início a demanda pelo produto será pequena. Dessa maneira, o produtor enfrenta problemas de ordem financeira no momento em que ele está precisando aumentar investimentos para atender a demanda futura, projetos atrasam devido às incertezas que emergem da estrutura de custos do insumo. Além disso, não existe padrão na indústria de gás natural com relação a como o cálculo de seus custos deve ser feito para que se possa realizar uma comparação fácil e válida com custos de energéticos alternativos ou com os benefícios de se investir em gás.

O segundo obstáculo seria as percepções erradas de economistas e políticos acerca de qual é o melhor uso do gás natural. Existe um preconceito no que diz respeito ao seu uso como combustível aquecedor dado talvez pelo seu papel de combustível nobre usado principalmente em indústrias na maioria dos países industrializados. Esse preconceito ignora as vastas diferenças nas condições de demanda e oferta de gás em países em desenvolvimento, assim como ignora também o papel crucial que grandes consumidores interruptíveis podem ter nos primeiros estágios de utilização da infra-estrutura do energético.

O terceiro entrave ao desenvolvimento do mercado de gás é o fato dos seus preços domésticos não serem os mais apropriados uma vez que refletem os resultados de negociações antigas entre produtores individuais e consumidores. Economistas discordam de qual deve ser a melhor estrutura de impostos para arrecadação do governo do uso do recurso não renovável e da relevância de modelos de precificação no que se refere ao estabelecimento do preço de mercado do insumo.

O quarto e último obstáculo, se origina do link geológico entre gás e petróleo. A maioria das reservas de gás natural é descoberta no curso de perfuração em busca de

petróleo, o que faz com que se torne mais difícil o estabelecimento do custo específico do gás. Um número considerável de modelos complexos foram desenvolvidos para lidar com esse problema dos custos compartilhados, mas não existe até o momento solução aceita universalmente. “Deixar a responsabilidade pelo desenvolvimento do gás com o descobridor de gás resulta em um progresso num ritmo muito devagar⁴⁷”.

Existem três métodos de alocação dos custos compartilhados entre petróleo e gás natural. O primeiro seria de acordo com o valor de mercado, o segundo de acordo com o valor calorífico e o terceiro e mais usado, se dá através da subtração de benefícios dos produtos derivados do custo total e alocação dos custos restantes ao produto principal.

O problema no uso do primeiro método está no fato de que, geralmente, o valor de mercado do gás não é conhecido de antemão. Já o problema do segundo método é que o valor calorífico de derivados não está necessariamente relacionado aos seus valores de mercado fazendo com que, essa alocação seja arbitrária.

Portanto, o terceiro método é mais usado na medida em que o valor de mercado dos produtos derivados é mais facilmente observável e assim, pode ser deduzido dos custos totais para se encontrar os custos líquidos da produção de gás natural.

O custo de oportunidade ou preço de mercado do gás natural, determinado pela interseção de suas curvas de demanda e oferta agregadas, é um parâmetro chave para avaliar projetos individuais de desenvolvimento, escolhas de alocação de gás, guiar políticas relativas ao insumo e outras decisões com relação ao seu uso. O planejador sempre enfrentará incertezas com relação aos preços futuros de insumos energéticos competitivos. Nesse cenário, o problema especial do analista do mercado de gás está em como determinar o valor do insumo, propriamente dito.

Existem diversas razões para que o preço de mercado de gás natural não seja, geralmente, tão facilmente observável. A primeira é que não se trata de uma commodity negociada em todos os lugares devido aos seus altos custos de transporte.

A segunda razão tem origem no fato do gás não ser um substituto perfeito de todos produtos derivados de petróleo. Por exemplo, enquanto usado para aquecimento residencial e geração de energia, tanto o gás quanto o petróleo podem ser considerados insumos

⁴⁷ *The Economics of Natural Gás*. Julius, DeAnne e Mashayekhi, Afsaneh.

substitutos, mas para a maioria dos usos de transporte, o gás somente seria substituto do petróleo à um custo proibitivo altíssimo.

A terceira razão é que em mercados domésticos de gás, fatores políticos e econômicos geralmente levam à regulação do preço devido ao monopólio nas atividades de produção e de distribuição.

A quarta e última razão que explica porque o preço de mercado de gás natural não pode ser imediatamente observável vem do fato do estoque do insumo ser fixo. O Brasil, assim como qualquer outro país produtor de gás, tem um estoque fixo, porém desconhecido em sua totalidade. Assim, o consumo de um btu hoje significa abrir mão do consumo de um btu em uma data futura. O valor da ação de abrir mão de um consumo futuro recebe o nome de royalty que é o valor presente desse consumo futuro. Dessa maneira, o que distingue o preço do gás natural (um recurso escasso) de um recurso renovável é que seu custo de oportunidade além incluir o seu custo de extração, produção, inclui também o royalty que cresce de acordo com a taxa de desconto ao longo do tempo.

Assim que o gás natural se torna disponível em um país, é esperado que seu consumo cresça rapidamente já que indústrias e termelétricas existentes são convertidas a gás. Além disso, o consumo deve crescer em linha com a demanda geral por energia. Logo, para a estimativa inicial da demanda por gás assume-se que o seu preço de mercado não é maior que o preço de carvão importado para uso no setor de energia.

Esse preço de mercado é dado pelo custo de produção do gás que ainda não foi processado, menos o benefício derivado da separação líquida do gás, acrescidos do custo de transporte e da taxa de royalty em prática.

O custo marginal da oferta de gás natural é uma ferramenta necessária para várias decisões importantes relacionada à investimento e à estabelecimento de preço. Primeiramente, o custo relativo do gás com relação a outros combustíveis é importante para se decidir questões de escolha de insumo. Em segundo lugar, benefícios líquidos de custos de diferentes usos de gás podem ser comparados para se determinar a alocação ótima do mesmo. Além disso, para se planejar eficientemente uma estratégia de desenvolvimento de um campo de produção, é necessário se ter conhecimento dos custos de produção e de transporte dos diferentes campos. Finalmente, os custos de oferta de gás natural são

componentes importantes dos preços e dados necessários na negociação dos mesmos com produtores, companhias transportadoras e consumidores.

Os custos totais de desenvolvimento e produção de gás são função crescente do número de reservas e do volume produzido, e função decrescente da sua produtividade e da qualidade. Como vimos anteriormente, a alocação desses custos entre petróleo e gás associado é difícil.

Investimentos em unidades de transmissão são vultuosos e seus custos⁴⁸ são sujeitos à economias de escala, que por sua vez dependem principalmente do diâmetro do gasoduto (função do seu tamanho e da demanda máxima).

Já os custos de distribuição do gás natural podem diferir dependendo do tamanho e formato da demanda dos consumidores. De um lado, enquanto o custo de entrega de gás para uma usina termelétrica é alto, o custo incremental por metro cúbico é baixo devido às economias de escala envolvidas. Do outro, o custo de uma estrutura de distribuição para os setores residencial e comercial é alto devido ao fato de suas demandas serem relativamente pequenas. Assim, na maior parte das vezes, os custos de distribuição são sensíveis à média e a volumes máximos da demanda, à densidade da população e às características técnicas do sistema. Além disso, geralmente, o mesmo método usado para se estimar os custos de transmissão pode ser usado na estimação dos custos de distribuição.

No caso do gás natural, onde economias de escala são um determinante no tamanho do investimento, custos marginais de longo prazo são tidos como parâmetro mais útil para planejamento, precificação e outros tipos de análises econômicas.

⁴⁸ Geralmente, um método de cálculo de custo médio marginal é usado na estimação desses custos. *The Economics of Natural Gas*. Julius, DeAnne e Mashayekhi, Afsaneh.

CONCLUSÃO

O mercado brasileiro incipiente de gás natural apresenta uma regulação pouco desenvolvida que é regida por duas leis, a Lei do Petróleo e a Constituição Federal de 1988. Nelas, a responsabilidade pela regulação do setor se divide entre a ANP, que regula a produção, importação e transporte, e os estados que regulam a distribuição. Assim, um dos desafios para que esse mercado se desenvolva reside na necessidade de se estabelecer um novo marco regulatório eficiente. Esse marco tem que ser capaz de conciliar o fato dessa indústria de rede precisar estabelecer a concorrência nas atividades (E&P e distribuição) em que isso seja possível, ao mesmo tempo que outras atividades (transporte e distribuição) da cadeia permaneçam monopólicas.

É muito difícil se administrar o desenvolvimento do mercado de gás natural em seus estágios iniciais. A sua estrutura de custos (altos custos de transporte, dificuldade e complexidade de estimação de seus custos específicos, entre outros fatores) e dificuldade de observação de preço de mercado representam um desafio adicional. Sem infra-estrutura não existe gás a ser consumido, mas é complicado justificar o seu alto investimento quando existe pouco uso histórico do insumo para projetar a demanda.

Além disso, um outro grande desafio está no estabelecimento do preço final do insumo. Devido à alta competitividade de energéticos em seus diferentes usos, geralmente, o governo é induzido a tentar aplicar tarifas complexas para o comércio do gás natural no país.

A crise na indústria de gás boliviana, que elevou a tributação do gás natural produzido e exportado para o Brasil de 16 para 50%, gerou um grande aumento nos custos de produção do insumo no país e aflorou a preocupação, entre analistas e empresas do setor, com a possibilidade de um novo racionamento energético nos próximos anos em solo brasileiro. A Petrobrás, maior empresa no país, anunciou um pacote de medidas em agosto de 2005 que fará com que o insumo encareça a partir de setembro do mesmo ano.

Assim, o Governo precisa adotar medidas que minimizem a dependência do mercado brasileiro de gás natural do insumo originário da Bolívia. Surge como proposta a construção de um novo gasoduto que traria gás natural do Peru via Argentina. Porém, além do alto custo do empreendimento, a nossa dependência seria apenas transferida da Bolívia para o Peru e Argentina. Para que a solução seja de caráter doméstico e independente de

outros países, além de editar a nova lei do setor, que dará mais segurança aos investidores e aos agentes integrantes do mercado, o país deveria adotar uma política de combustíveis que permita ao consumidor escolher a alternativa mais apropriada para o mercado em que se encontra.

“Se fossem levadas em conta só o mercado, o Rio, com a Bacia de Campos, tem no GNV uma alternativa barata. Já São Paulo tem no álcool seu melhor combustível, já que é o estado com grande número de usinas. Isso contribuiria para desenvolver o mercado sem pressões sobre a oferta do gás⁴⁹”.

Apesar do gás natural representar apenas 8% da matriz energética nacional, o reajuste nos seus preços (tanto nacional quanto o importado da Bolívia), que se dá pelo fato de atualmente existir um desequilíbrio entre oferta e demanda no setor do país, apesar de necessário, sinaliza como um fator para conter a expansão da sua demanda.

Assim pode se concluir que, o impacto nos preços finais para os consumidores ainda é incerto e não será imediato porque dependerá dos valores que as distribuidoras estarão autorizadas pelo governo a fixar para cada categoria de consumo em seus respectivos estados.

⁴⁹ Adriano Pires. Consultor do Centro Brasileiro de Infra-estrutura (CBIE).

BIBLIOGRAFIA

- KRAUSE, Gilson G.; PINTO JR., Helder Q. *Estrutura e Regulação do mercado de gás natural: Experiência Internacional*. ANP Setembro de 1998. *Estrutura e Regulação do mercado de gás natural: Especificidades do caso brasileiro*. ANP Setembro de 1998.
- SUPERINTENDÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO E MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NATURAL. *Visão Comparativa do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em Países Selecionados*. ANP Junho de 2004. *Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural*. ANP Fevereiro de 2002.
- ANP. *Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios*. Julho de 2002.
- TORRES, Rodolfo; PINTO JR., Helder Q. *Repartição das Rendas Econômicas na Indústria Brasileira do Gás Natural*. Instituto de Economia / UFRJ-ANP Fevereiro de 2003.
- ANDRADE, Mauro. *Integração dos Mercados de Gás do Cone Sul e a Inserção do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira*.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION / INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2004. *World Energy and Economic Outlook*.
- GIAMBIAGI, Fabio; ALÉM Ana Cláudia. *Finanças Públicas: Teoria e Prática no Brasil*. 2 edição revista e atualizada Rio de Janeiro: Editora Campus Ltda. 2001.
- OLIC, Nelson Bacic. *Geopolítica da América Latina*. 17 edição: Editora Moderna 1997.
- O GLOBO e JORNAL DO BRASIL. Jornais.
- JULIUS, DeAnne; MASHAYEKHI, Afsaneh. *The Economics of Natural Gás*.

