



Nota Técnica 033/2002-SCG

Rio de Janeiro, 23 de julho de 2002

PANORAMA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL: ASPECTOS REGULATÓRIOS E DESAFIOS

1. INTRODUÇÃO

As mudanças recentemente ocorridas na indústria de petróleo e gás natural fazem parte de um processo mais amplo, de reforma do papel do Estado na economia. Ao longo de diversas décadas o desenvolvimento de tais indústrias esteve atrelado ao investimento estatal e a regulação, por sua vez, na maioria dos casos, se dava internamente à empresa.

No caso dos setores de petróleo e gás natural, por mais de quatro décadas, a Petrobras exerceu o monopólio das diferentes atividades da cadeia, sendo verticalmente integrada. Entretanto, o questionamento da gestão estatal em setores relacionados à infra-estrutura levou a um processo de reforma institucional nestes segmentos. No que diz respeito ao setor petrolífero, essa reforma se pautou na eliminação das barreiras institucionais à entrada, por meio da quebra do monopólio estatal das atividades de produção, refino, comércio internacional e transporte¹ destes produtos.

2. REGULAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

1.1. REGULAÇÃO E SUAS FUNÇÕES

Regulação consiste em exercer algum grau de controle, normalmente por parte do Estado, sobre uma determinada atividade considerada de interesse público. Normalmente, está relacionada à existência de setores nos quais o monopólio seja a solução mais eficiente para a prestação do serviço. Entretanto, a estrutura monopólica poderia fazer com que os prestadores de serviço auferissem da renda de monopólio gerada na atividade. Assim, a regulação surge como forma de garantir o interesse público, proporcionando tarifas que remunerem os serviços mas,

¹ O monopólio continua sendo da União, que pode, mediante concessão ou autorização, permitir o exercício das atividades à qualquer empresa constituída sobre as leis brasileiras. (Lei 9.478/97, Art 4º e 5º).

considerando também os interesses dos consumidores e a qualidade dos produtos ofertados.

No caso específico da Regulação no Brasil, esta também tem o papel de regular o mercado durante o processo de transição entre o ambiente monopólico e o ambiente concorrencial que se pretende instaurar.

Pode-se salientar, ainda, a questão de que as atividades reguladas, na maioria das vezes, se caracterizam como indústrias de rede. Isso quer dizer que a indústria é composta por diferentes atividades que se constituem sob a forma de uma rede física. Nessas indústrias, a dinâmica da interconexão é fundamental para a prestação do serviço de forma eficiente.

1.2. O CASO DO GÁS NATURAL

As duas principais Leis relacionadas à indústria brasileira de gás natural² são a Constituição Federal e a Lei do Petróleo.

A primeira estabelece, em seu artigo 25 (com o texto dado pela Emenda Constitucional nº5, de 15/08/1995), que *os estados da federação têm o direito de explorar os serviços locais de gás canalizado*³.

A Lei do Petróleo estabelece os princípios básicos que norteiam as atividades que compõem as indústrias de petróleo e gás natural⁴. Muitos desses princípios são apenas explicitados na Lei, devendo ser, posteriormente, regulamentados pela ANP, também criada pela Lei.

O Artigo 8º estabelece que a ANP deve “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo”. Neste sentido, suas principais atribuições são:

- Obedecer os princípios definidos na política energética nacional, dando ênfase à proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- Estabelecer os blocos a serem licitados, bem como elaborar os editais para estas licitações (isso tem sido feito e pode ser visto através das 3 Rodadas de Licitação de Blocos já promovidas pela ANP);
- Autorizar o exercício das demais atividades da cadeia, excetuando-se a exploração e a distribuição;

² Com relação à indústria brasileira de gás natural, a principal característica que merece ser salientada é a natureza associada ao petróleo do gás nacional (77% do gás natural produzido no país é associado ao petróleo). Esse aspecto, muitas vezes faz com que a lógica de exploração do gás natural esteja subordinada à lógica de exploração e aproveitamento do petróleo.

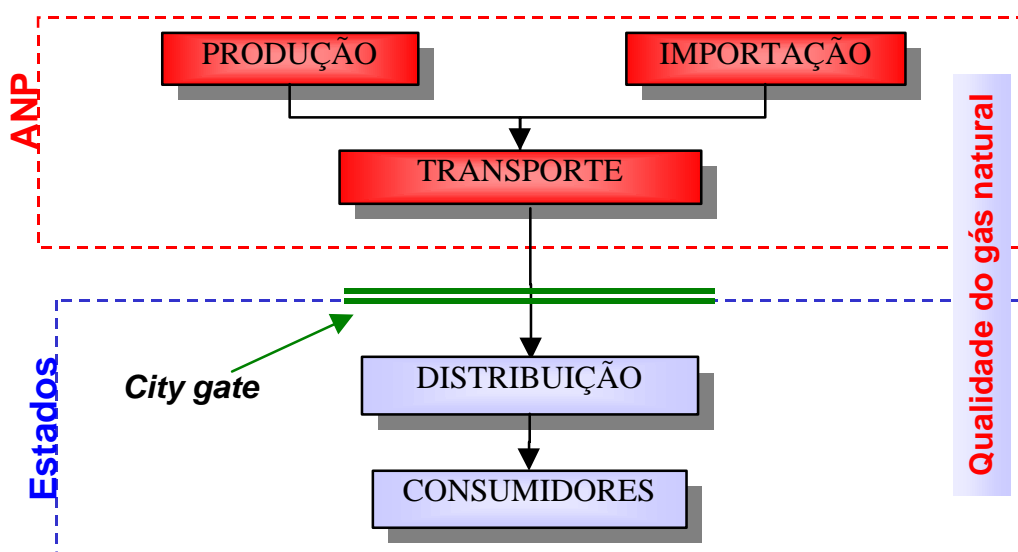
³ Existe uma indefinição quanto às atribuições regulatórias no tocante à distribuição de gás. A Constituição estabelece que “os estados da federação têm o direito de explorar os serviços locais de gás canalizado”, mas não dá a eles o poder de regular a exploração destes serviços. Está em tramitação no Congresso Nacional um Projeto de Lei que visa regulamentar o §2º do Art. 25 da Constituição.

⁴ Esta Legislação estabelece ainda os princípios e objetivos da política energética nacional e a criação do CNPE (um Conselho formado por Ministros de Estado, que tem como funções: promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos; assegurar seu fornecimento em todo o território nacional; rever as matrizes energéticas das regiões; estabelecer diretrizes para programas específicos e diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás).

- No caso de não haver acordo entre as partes, a ANP deve estabelecer tarifas que remunerem o serviço prestado, bem como arbitrar o conflito entre os agentes;
- A fiscalização das atividades da cadeia pode se dar diretamente ou mediante convênios.

Desta forma, a regulação na indústria brasileira de gás natural se encontra sob responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual. A estrutura regulatória do setor, por atividades da cadeia de valor do gás, pode ser vista no esquema abaixo.

Figura 1 - COMPETÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE GÁS NATURAL



A ANP é, portanto, responsável pela regulação das atividades de produção, importação e transporte de gás natural. Desta forma, a Agência tem, através de Portarias, regulamentado estas atividades, de acordo com os princípios e diretrizes estabelecidos na Lei 9.478/97, conforme pode ser observado no Anexo I.

Atividade de Produção

A Lei do Petróleo estabelece, em seu artigo 21, que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural pertencem à União, cabendo sua administração à ANP. No artigo 23, a mesma legislação prescreve que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural⁵ serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, e no

⁵ A Lei 9.478/97 define as distintas atividades: Exploração – avaliação de eventual descoberta de petróleo ou GN, para sua determinação de comercialidade (avaliar áreas e identificar jazidas); Produção – conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou GN de uma jazida e preparação para sua movimentação; Desenvolvimento – conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo.

artigo 25, determina que somente poderão obter concessão para exploração de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

A regulamentação dessa atividade ocorre mediante os contratos de concessão de produção de petróleo e gás natural assinados entre ANP e os vencedores das Rodadas de Licitação de Blocos instaurados por esta Agência. Esses contratos de concessão deverão prever duas fases distintas: a de exploração e a de produção (incluindo as atividades de desenvolvimento), que explicitam para o concessionário a obrigação de explorar áreas por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo e gás natural.

O artigo 29 da referida legislação estabelece que existe a possibilidade de transferência do contrato de concessão, desde que previamente autorizada pela ANP. Com isto, a partir de janeiro de 1999, começaram a ser estabelecidas parcerias entre a Petrobras e outras empresas, para o desenvolvimento desta atividade.

Atividade de Transporte

No que diz respeito a este segmento, a Lei do Petróleo estabelece que não é necessário haver processo licitatório, pois o exercício desta atividade deve se dar mediante a autorização da ANP. De acordo com o artigo 56, qualquer empresa ou consórcio poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para suprimento interno, seja para importação e exportação.

Merece destaque o fato de que a Lei prevê o livre-acesso à infra-estrutura de transporte, em seu artigo 58.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída aos proprietário das instalações para a movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

A regulamentação da construção e operação da infra-estrutura de transporte se dá de acordo com a Portaria ANP 170/98. Esta Portaria apresenta os requisitos necessários, bem como os documentos que devem ser enviados à ANP para obtenção de autorização de construção e autorização de dutos. Ela entrou em vigor em novembro de 1998 e, desde então, a ANP autorizou a construção de diversos empreendimentos importantes para o incremento da malha nacional de gasodutos (verificar Anexo II). Essas autorizações estão compiladas na tabela abaixo.

TABELA 1 - AUTORIZAÇÕES CONCEDIDAS PARA CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DE GASODUTOS

Instalação	Empresa	Tipo	Extensão (Km)	Capacidade (Milhões m ³ /dia)
Gasoduto Bolívia - Brasil (Trecho Norte)	TBG	Operação	1418	30
Gasoduto Lateral Cuiabá	Gasocidente do Mato Grosso	Operação	267	2,8
Gas. Uruguaiana - Porto Alegre (Trechos 1 e 3)	TSB	Operação	50	12
Gasoduto Bolívia - Brasil (Trecho Sul)	TBG	Operação	1165	variável
Gasoduto Guamaré – Pecém	Transpetro	Operação	382	-
Gas. Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 2)	TSB	Construção	564	12
Gasoduto Camaçari - FAFEN (Transferência)	PETROBRAS	Operação	4	2,1
Gasoduto Pilar – Cabo	Transpetro	Operação	203,6	1,7
Gasoduto Miranga - Santiago (Transferência)	Petrobras	Operação	20	1,9
Novos Compressores no Terminal de Cabiúnas	Petrobras	Operação	-	-
City-gate de Macaé (Interligação GASDUC I/II)	Petrobras	Operação	-	-
City-gate de Juiz de Fora	Petrobras	Operação	-	-
City-gate de Japeri	Petrobras	Operação	-	-
Sistema de Recompressão Gas. Lagoa Parda	Petrobras	Operação	-	-
Ramal de Interligação Betim - UTE Ibitiré	Petrobras	Operação	0,1288	2,0
City-gate de Mossoró	Transpetro	Operação	-	-
Estação de Compressão de Mantiqueira	Petrobras	Operação	-	-
City-gate de Guapimirim	Petrobras	Construção	-	-
City-gate de São Bernardo do Campo	Petrobras	Construção	-	-
City-gate de Canoas	TBG	Operação	-	-
Estação de Compressão de Tapinhoã	Petrobras	Construção	-	-
City-gate de Três Lagoas	TBG	Construção	-	-
Gasoduto Candeias - Dow Química	NTN	Construção	15,4	-
City-gate UTE Termorio	Petrobras	Construção	-	-
Estação de Compressão Volta Redonda	Petrobras	Construção	-	-

Fonte: ANP

O processo de solicitações de autorização para construção e operação de dutos persiste, uma vez que a rede de dutos no país não é suficiente para atender à demanda prevista. Desta forma, no âmbito da Agência, diversos pedidos para autorização estão em análise. Tais pedidos são sintetizados na tabela que se segue.

TABELA 2 – PEDIDOS DE AUTORIZAÇÃO PARA CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DE GASODUTOS - EM ANÁLISE

Instalação	Empresa	Tipo	Extensão (Km)	Capacidade (Milhões m ³ /dia)
Gasoduto Cruzeiro do Sul	Gasoducto Cruz del Sur do Brasil	Construção	410	12
Gasoduto São Carlos – BH	Petrobras	Construção	500	7,5
Gasoduto Itu – Gasan	Petrobras	Construção	145	6
Gasoduto Campinas – Rio	Petrobras	Construção	480	5,8
City-gate de Paracambi (GASVOL)	Petrobras	Construção	-	-
Estação de Compressão Atibaia (GASBOL)	TBG	Construção	-	-
Estação de Compressão Guararema (GASBOL)	TBG	Construção	-	-
Gasoduto da Integração	ADTP	Construção	nd	nd
Gasoduto do Oeste	ADTP	Construção	731	nd

Nota: Os gasodutos marcados em vermelho não são instalações que estão sendo analisadas pela ANP. São apenas atuais sinalizações do mercado quanto a novos gasodutos

Fonte: ANP

No que diz respeito à regulamentação do acesso à infra-estrutura de escoamento do energético, a Portaria ANP 169/98 foi o instrumento regulatório que vigorou de 26 de novembro de 1998 até 19 de abril de 2001. A Portaria baseava-se na garantia de acesso não discriminatório de terceiros interessados às instalações de transporte de gás natural, já existentes ou a serem constituídas em território brasileiro.

Este regulamento, entretanto, necessitava de aperfeiçoamento. Desta forma, a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG/ANP) elaborou uma Minuta de Portaria sobre Livre Acesso, disponibilizada para consulta pública em fevereiro de 2001. Nesse ínterim, a PANP 169/98 foi revogada. Como resultado da consulta aos agentes, foram recebidas inúmeras sugestões de 25 distintos agentes, entre representantes da indústria e do meio acadêmico.

A abrangência e complexidade dos temas relacionados à minuta colocada à disposição dos agentes para apreciação aliada à necessidade rápida de expansão da capacidade de dutos no país, a fim de atender às demandas impostas pelo Programa Prioritário de Termoeletricidade, levou à publicação, em junho de 2001, da Portaria ANP nº098/01. Esta norma introduziu apenas uma parte da regulamentação proposta, referente à expansão de capacidade das malhas de transporte, contida na minuta original.

O processo de elaboração de uma regulamentação definitiva a respeito do livre acesso teve continuidade porém, optou-se por segmentar a norma em um série de regulamentos distintos, de acordo com os temas incluídos na minuta original. Assim, o livre acesso às instalações de transporte de gás natural, que seria regulamentado por apenas uma Portaria, será regulamentado por um conjunto de normas, conforme relacionado a seguir:

- Portaria de livre acesso às instalações de transporte de gás natural;
- Portaria que regulamenta o processo de resolução de conflito;⁶
- Portaria de informações a serem enviadas pelos transportadores e carregadores de gás natural à ANP, ao mercado e aos carregadores;
- Portaria de cessão de capacidade de transporte de gás natural; e
- Portaria de critérios tarifários.

Até o momento, o livre-acesso tem sido resultado de processos de resolução de conflitos entre agentes, mediados pela ANP. Os resultados dos conflitos, todos envolvendo a TBG (Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil) e algum outro agente, são apresentados na tabela a seguir.

TABELA 3 – RESOLUÇÃO DE CONFLITOS DE LIVRE-ACESSO

Empresa	Tipo de Serviço	Volume Milhões m ³ /dia	Período	Mercado Potencial
Enersil	Não-firme	1	Set 2000 a Set 2001 (renovável por mais um ano)	MS e SP
BG	Não-firme	0,8	Abr 2001 a Ago 2001	SP
		1	Set 2001 a Dez 2003	
	Firme CP	2,1	Set 2001 a Dez 2002	SP

Fonte: ANP

⁶ Portaria ANP nº254/01, de 11/09/2001.

Os princípios que nortearam os pareceres de resolução de conflitos estão baseados na Lei do Petróleo (em seus artigos 1º e 58) e na PANP 169/98, agora revogada. Os principais objetivos levados em consideração durante a elaboração desses pareceres foram:

- 1) O papel do transportador deve ser a maximização da utilização de sua infra-estrutura de transporte e não deixar de disponibilizar capacidade a fim de proteger o mercado de seus acionistas;
- 2) Garantia do livre acesso, a fim de beneficiar o desenvolvimento do mercado;
- 3) Tratamento não discriminatório a todos os agentes; e
- 4) Promover a competição no segmento de suprimento/produção de gás natural, por meio da entrada de novos agentes.

Comércio de Gás Natural

A atividade de comercialização de gás natural de origem nacional não necessita de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente. No que diz respeito ao gás importado, é necessária autorização da ANP para o exercício da atividade de comercialização em território nacional. Os requisitos necessários a obtenção da autorização estão contidos na Portaria ANP 43/98. Para obter a Autorização de Importação, o solicitante deverá enviar requerimento à ANP, juntamente com toda a documentação solicitada na referida Portaria (o que inclui informações relacionadas ao volume de gás a ser importado, o país de origem, o local de entrega do gás, entre outras). Esses documentos, após análise prévia, são enviados à Procuradoria Geral da Agência. No caso de cumprimento de todos os requisitos o pedido é encaminhado à reunião de Diretoria da ANP, que formalizará a autorização e a encaminhará para publicação no Diário Oficial da União.

A tabela a seguir sintetiza as autorizações concedidas, e atualmente válidas, pela ANP para importação de gás natural.

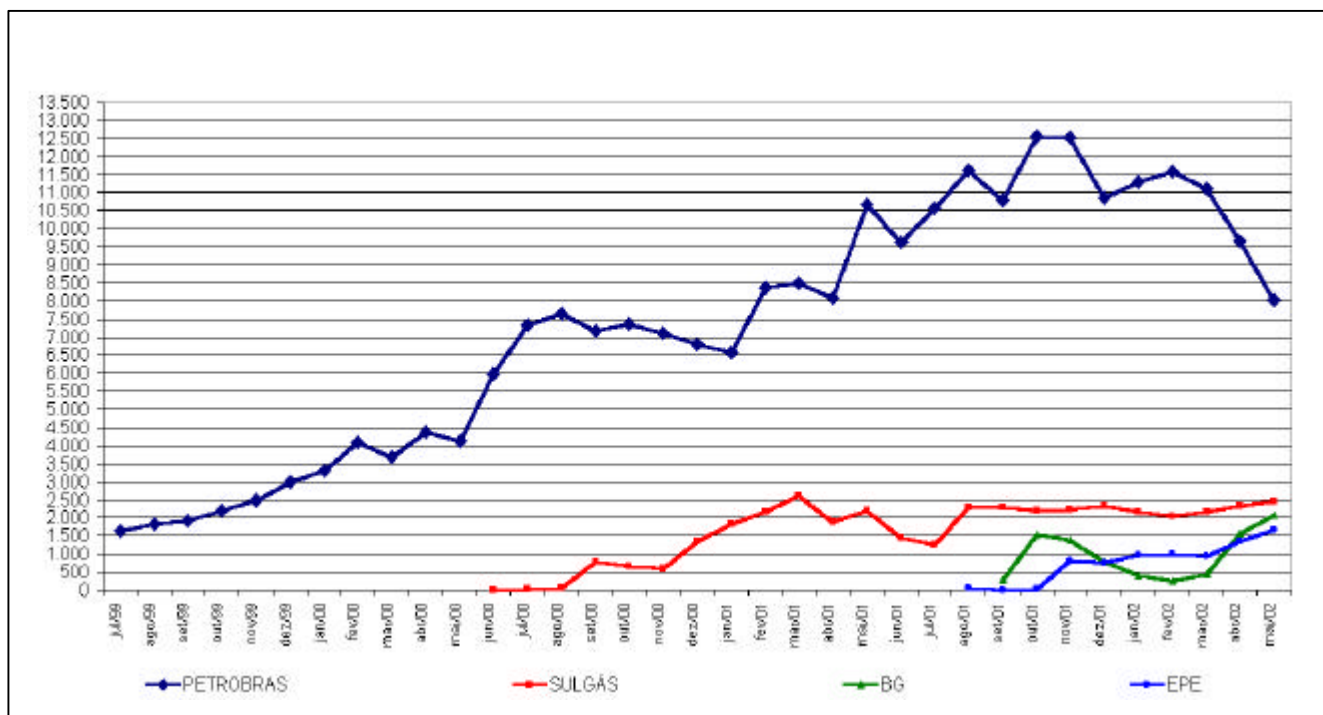
TABELA 4 – AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL NO BRASIL

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)

Fonte: ANP.

Apesar de atualmente estarem válidas autorizações que perfazem um montante de 71,76 Milhões m³/dia, os volumes de gás natural efetivamente importados, estão entorno de 14 Milhões m³/dia (maio de 2002), e podem ser visualizados no gráfico a seguir.

Gráfico 1 - IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL (EM MILHÕES m³/DIA)



Fonte: ANP

Os volumes atualmente importados pela Sulgás destinam-se exclusivamente ao atendimento da UTE de Uruguaiana operada e controlada pela AES, com uma potência instalada de 600 MW. Os volumes importados pela Petrobras, via Gasoduto Bolívia-Brasil (que corta os estados de Mato Grosso, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul), são demandados principalmente pelas companhias locais de distribuição de gás canalizado e os principais consumidores são refinarias, grande indústrias e usinas termelétricas.

Processamento

Segundo determinações descritas na Portaria ANP n.º 28/99, ficou estabelecido que a "construção, a ampliação e a operação de unidades de processamento de gás natural" é feita mediante prévia e expressa autorização da ANP. Ademais, esta Portaria, em seu artigo 5º, identifica que a outorga da autorização para a execução das atividades acima estabelecidas não tem caráter de concessão e exclusividade de exercício da atividade, seja relativamente ao tempo,

seja relativamente à localização do projeto. Fica também estabelecido que há a possibilidade de transferência de titularidade, desde que previamente submetida à aprovação da ANP.

As tabelas a seguir sintetizam a situação das unidades de processamento de gás natural (UPGNs).

TABELA 6 – CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL
UNIDADES EM OPERAÇÃO

Nome	Município	Estado	Início	mil m³/dia
UGN-RPBC	Cubatão	SP	1993	2.400,00
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias	RJ	1983	2.500,00
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias	RJ	1987	2.000,00
URGN-Cabiúnas	Macaé	RJ	1997	3.000,00
UPCGN-Cabiúnas	Macaé	RJ	1987	1,50
UPGN-Cabiúnas	Macaé	RJ	1987	610,00
UPGN-Lagoa Parda	Linhares	ES	1983	450,00
UPGN-Candeias	Candeias	BA	1972	2.900,00
UPGN - Catu	Pojuca	BA	1962	1.900,00
UPGN-Atalaia	Aracaju	SE	1981	2.950,00
UPGN-Carmópolis	Carmópolis	SE	1989	350,00
UPGN-Guamaré	Guamaré	RN	1985	2.200,00
UPGN-Guamaré II	Guamaré	RN	1985	2.000,00
UPGN-ASFOR	Fortaleza	CE	1987	350,00
UPGN-Urucu	Coari	AM	1993	700,00
UPGN - Urucu II	Coari	AM	2000	6.000,00
TOTAL				30.311,50

Fonte: ANP.

TABELA 7 – CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL
UNIDADES EM CONSTRUÇÃO

Nome	Município	Estado	mil m³/dia
UPGN - Pilar	Pilar	AL	1.800
URL - Cabiúnas	Macaé	RJ	9.000
TOTAL			10.800

Fonte: ANP

Distribuição

A regulação da distribuição de gás natural canalizado é realizada por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes. A lista das Agências reguladoras estaduais é apresentada na tabela abaixo.

TABELA 8 – 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 Goiânia 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 – Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de 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

Fonte: ABAR (Associação Brasileira das Agências de Regulação).

3. PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GÁS E ENTRADA DE NOVOS AGENTES

Com a quebra do monopólio legal da Petrobras diversas empresas passaram a atuar nas diferentes atividades da indústria de gás natural. A maior parte dessas empresas se inseriu na atividade de exploração & produção, através da participação nos Blocos licitados pela ANP nas três rodadas de licitação ocorridos até o momento.

No que diz respeito ao segmento de transporte, a inserção de novos agentes é mais complexa, em função dos elevados montantes necessários à constituição da infra-estrutura de escoamento do gás. Não obstante, como já apresentado anteriormente, algumas empresas têm se inserido nesta atividade por meio da participação em consórcios e/ou em empresas constituídas especificamente para a construção de gasodutos.

Na distribuição a entrada de novos operadores ocorre mediante a aquisição de participações nas empresas distribuidoras de gás natural, que normalmente possuem os Estados da federação como acionistas majoritários.

Atualmente, portanto, a indústria brasileira de gás natural apresenta uma diversidade de agentes, que operam nas distintas atividades da cadeia. Entretanto, a Petrobras continua sendo o ator principal, participando em todas as atividades da cadeia e organizada de forma verticalmente integrada. O Anexo III apresenta a participação dos diferentes atores no mercado brasileiro de gás natural.

Diante do atual contexto energético do país, espera-se uma participação cada vez maior do gás natural na matriz energética brasileira, uma vez que este energético aparece tanto como substituto da energia elétrica (em algumas utilizações como a calefação, aquecimento de água, fornos industriais, entre outros), como combustível para a geração de energia em UTEs. Este incremento deve acontecer também em função do aumento da frota de veículos movidos a GNV (gás natural veicular) nos próximos anos.

TABELA 8 – DEMANDA ATUAL DE GÁS NATURAL POR REGIÕES (EM MIL m³/DIA)
TOTAL DA DEMANDA

	Distribuidora	Set/01	Dez/01	Mar/02
NORDESTE	ALGAS (AL)	415,1	480,0	463,0
	BAHIAGAS (BA)	3.272,2	3.571,0	3.128,0
	CEGAS (CE)	274,2	308,0	307,0
	PBGAS (PB)	195,9	219,0	202,0
	COPERGAS (PE)	702,4	754,0	758,0
	POTIGAS (RN)	163,1	157,0	195,0
	EMSERGAS (SE)	151,4	166,0	187,0
	Total Nordeste	5.174,3	5.655,0	5.240,0
SUDESTE	BRGAS (ES)	942,0	934,0	842,0
	GASMIG (MG)	1.002,2	1.239,0	1.302,0
	CEG/CEG RIO (RJ)	5.453,0	7.455,0	7.545,0
	COMGAS (SP)	6.723,0	6.613,0	7.539,0
	GAS BRASILIANO (SP)	-	-	-
	GAS NATURAL SPS (SP)	-	-	-
	Total Sudeste	14.120,2	16.241,0	17.228,0
SUL	COMPAGAS (PR)	416,6	349,0	418,0
	SCGAS (SC)	65,0	674,0	746,0
	SULGAS (RS)	3.001,6	2.888,0	2.835,0
	Total Sul	3.483,2	3.911,0	3.999,0
N e CC	MSGAS (MS)	678,0	525,0	341,0
	RONGAS (RO)	-	-	-
	Total Norte e Centro Oeste	678,0	525,0	341,0
TOTAL BRASIL		23.455,7		26.808,0

Fonte: Distribuidoras

TABELA 9 – DEMANDA ATUAL DE GÁS NATURAL (EM MIL M³/DIA)
VENDAS PARA A INDÚSTRIA

	Distribuidora	Set/01	Dez/01	Mar/02
NORDESTE	ALGAS (AL)	385,0	444,0	429,0
	BAHIAGAS (BA)	2.254,8	2.134,0	2.070,0
	CEGAS (CE)	148,3	143,0	172,3
	PBGAS (PB)	150,7	165,3	148,6
	COPERGAS (PE)	522,3	555,3	566,6
	POTIGAS (RN)	102,6	82,8	105,0
	EMSERGAS (SE)	125,6	131,9	151,6
	Total Nordeste	3.689,3	3.656,3	3.643,1
SUDESTE	BRGAS (ES)	891,6	874,8	782,5
	GASMIG (MG)	850,0	877,6	858,2
	CEG/CEG RIO (RJ)	3.459,5	3.447,9	3.028,8
	COMGAS (SP)	5.033,3	4.806,5	5.554,8
	GAS BRASILIANO (SP)	-	-	-
	GAS NATURAL SPS (SP)	-	-	-
Total Sudeste	10.234,4	10.006,8	10.224,3	
SUL	COMPAGAS (PR)	399,7	324,9	391,9
	SCGAS (SC)	647,5	670,4	738,3
	SULGAS (RS)	734,8	601,5	659,7
	Total Sul	1.782,0	1.596,8	1.789,9
N e CO	MSGAS (MS)	-	-	-
	RONGAS (RO)	-	-	-
	Total Norte e Centro Oeste	-	-	-
TOTAL BRASIL	15.705,7	15.259,9	15.657,3	

Fonte: Distribuidoras

TABELA 10 – DEMANDA ATUAL DE GÁS NATURAL (EM MIL M³/DIA)
VENDAS PARA GERAÇÃO E CO-GERAÇÃO

	Distribuidora	Set/01	Dez/01	Mar/02
NORDESTE	ALGAS (AL)	-	-	-
	BAHIAGAS (BA)	960,3	1.360,7	978,8
	CEGAS (CE)	34,6	60,8	28,1
	PBGAS (PB)	-	-	-
	COPERGAS (PE)	19,5	12,6	12,5
	POTIGAS (RN)	-	-	2,0
	EMSERGAS (SE)	-	-	-
	Total Nordeste	1.014,4	1.434,1	1.021,4
SUDESTE	BRGAS (ES)	-	-	-
	GASMIG (MG)	-	178,9	250,4
	CEG/CEG RIO (RJ)	726,8	2.648,3	1.927,2
	COMGAS (SP)	930,0	1.064,5	1.187,1
	GAS BRASILIANO (SP)	-	-	-
	GAS NATURAL SPS (SP)	-	-	-
Total Sudeste	1.656,8	3.891,7	3.364,7	
SUL	COMPAGAS (PR)	1,2	0,6	0,9
	SCGAS (SC)	-	-	-
	SULGAS (RS)	2.253,6	2.256,0	2.138,4
	Total Sul	2.254,8	2.256,6	2.139,3
N e CO	MSGAS (MS)	678,3	525,0	341,0
	RONGAS (RO)	-	-	-
	Total Norte e Centro Oeste	678,3	525,0	341,0
TOTAL BRASIL	5.604,3	8.107,4	6.866,4	

Fonte: Distribuidoras

TABELA 11 – DEMANDA ATUAL DE GÁS NATURAL (EM MIL m³/dia)
VENDAS DE GNV

	Distribuidora	Set/01	Dez/01	Mar/02
NORDESTE	ALGAS (AL)	30,0	35,0	34,0
	BAHIAGAS (BA)	57,1	76,0	79,5
	CEGAS (CE)	83,2	98,9	98,9
	PBGAS (PB)	44,9	53,3	53,2
	COPERGAS (PE)	160,6	185,8	179,1
	POTIGAS (RN)	60,5	74,0	87,8
	EMSERGAS (SE)	25,8	34,0	35,1
	Total Nordeste	462,1	557,0	567,6
SUDESTE	BRGAS (ES)	50,4	59,3	59,4
	GASMIG (MG)	152,2	181,4	191,9
	CEG/CEG RIO (RJ)	896,9	956,6	1.067,2
	COMGAS (SP)	323,3	387,1	403,2
	GAS BRASILIANO (SP)	-	-	-
	GAS NATURAL SPS (SP)	-	-	-
	Total Sudeste	1.422,8	1.584,4	1.721,7
SUL	COMPAGAS (PR)	15,5	23,8	25,9
	SCGAS (SC)	1,2	3,2	7,2
	SULGAS (RS)	13,2	30,0	36,9
	Total Sul	29,9	57,0	70,0
N e CC	MSGAS (MS)	-	-	-
	RONGAS (RO)	-	-	-
	Total Norte e Centro Oeste			-
	TOTAL BRASIL	1.914,8	2.198,4	2.359,3

Fonte: Distribuidoras.

No que diz respeito aos investimentos no segmento do transporte do gás natural, um importante passo foi dado mediante a instauração do Concurso Aberto, um leilão de capacidade firme de transporte, por meio da ampliação dos dutos já existentes. Esse leilão possibilitará a entrada de novos agentes na atividade de transporte, reconhecidamente monopólica, favorecendo a introdução da concorrência no suprimento de gás natural. Os novos carregadores vão concorrer entre si, a fim de venderem gás às distribuidoras ou grandes consumidores, inclusive, às novas usinas termelétricas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade que, sozinhas, vão consumir cerca de 60 milhões de m³/dia de gás natural, supondo a viabilização das 40 UTEs integrantes do programa (dados da Aneel, em junho de 2002).

Merece destaque o fato de que o Concurso Aberto, que resultará na ampliação da malha de transporte de gás natural no país, foi instituído de forma a limitar a participação da Petrobras na ampliação dos dutos de transporte. Desta forma, a estatal está limitada a contratar no máximo 40% da capacidade a ser expandida. Por meio deste instrumento será possível introduzir, de forma não discriminatória e concorrencial, a entrada de novos fornecedores neste mercado.

O resultado das manifestações de interesse enviadas aos transportadores mostra a avidez de diversos agentes por capacidade de transporte dos dutos. Neste sentido, a implementação efetiva do concurso aberto é de suma importância para possibilitar a garantia de acesso às redes de transporte.

O sumário das manifestações de interesse pode ser visto na tabela a seguir.

TABELA 13 – MANIFESTAÇÕES DE INTERESSE RECEBIDAS PELA TBG

Empresa	Capacidade Pretendida (MM m ³ /dia)				Ponto de Recepção	Zona de Entrega	Mercado a ser Atendido	Início do Serviço de Transporte	Duração do Contrato (anos)
	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04					
BG BOLGAS LTDA.	0,30	0,30	0,30	0,30	Corumbá	COMGAS Sul	ind., com., resid., cogeração, UTE e outros	Jan/04	19
BG BOLGAS LTDA.	0,50	0,50	0,50	0,50	Corumbá	COMGAS Leste	ind., com., resid., cogeração, UTE e outros	Abr/04	19
BG BOLGAS LTDA.	1,60	1,60	1,60	1,60	Corumbá	COMGAS Oeste	ind., com., resid., cogeração, UTE e outros	Jul/04	19
BG BOLGAS LTDA.	3,00	3,00	3,00	3,00	Corumbá	Gas Brasileiro	UTE	Jul/04	19
TOTAL BG BOLGAS	5,40	5,40	5,40	5,40					
BG COMÉRCIO LTDA.	0,30	0,30	0,30	0,30	Corumbá	COMGAS Sul	ind., com., resid., cogeração e outros	Jan/03	20
BG COMÉRCIO LTDA.	2,32	2,62	2,62	2,62	Corumbá	COMGAS Leste	ind., com., resid., cogeração e outros	Jan/03	20
BG COMÉRCIO LTDA.	0,98	0,98	0,98	0,98	Corumbá	COMGAS Oeste	ind., com., resid., cogeração e outros	Jan/03	20
TOTAL BG COMERCIO	3,60	3,90	3,90	3,90					
SHELL BRASIL S.A	0,10	0,20	0,20	0,20	Corumbá	COMGAS Sul	Não informado	Jan/04	20
SHELL BRASIL S.A	1,50	3,00	3,50	4,00	Corumbá	COMGAS Leste	Não informado	Mar/03	20
SHELL BRASIL S.A	0,80	5,50	5,50	6,00	Corumbá	COMGAS Oeste	Não informado	Mar/03	20
TOTAL SHELL	2,40	8,70	9,20	10,20					
PAN AMERICAN ENERGY DO BRASIL LTDA.	2,00	3,00	4,00	4,00	CORUMBÁ	GAS BRASILIANO	UTE	JUL/03	20
PAN AMERICAN ENERGY DO BRASIL LTDA.	0,10	0,50	0,50	0,50	CANOAS	COMPAGAS	Industrial e UTE	Jan/04	20
PAN AMERICAN ENERGY DO BRASIL LTDA.	0,10	0,50	1,00	1,00	CANOAS	SCGAS	Industrial e UTE	Jan/04	20
PAN AMERICAN ENERGY DO BRASIL LTDA.	0,20	0,50	1,00	1,00	CANOAS	SULGAS	Industrial e UTE	Jan/04	20
TOTAL PAN AMERICAN	2,40	4,50	6,50	6,50					

TUCUNARÉ EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA (REPSOL)	5,00	5,00	5,00	5,00	Corumbá	COMGAS Leste	UTE e Mercado Convencional	Set/04	20
TUCUNARÉ EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA (REPSOL)	4,00	4,00	4,00	4,00	Corumbá	Gás Natural	UTE e Mercado Convencional	Jan/04	19
TOTAL TUCUNARÉ	9,00	9,00	9,00	9,00					
TOTALFINAELF PETROLEO DO BRASIL LTDA	4,00	4,00	4,00	4,00	Corumbá	COMGAS Leste	Não informado	Jan/04	14
TOTAL TOTALFINAELF	4,00	4,00	4,00	4,00					
GUARDIAN DO BRASIL VIDROS PLANOS LTDA.	0,15	0,15	0,15	0,15	CORUMBÁ	COMPAGAS	CITY GATE CURITIBA (USO PRÓPRIO)	MAR/03	11
TOTAL GUARDIAN	0,15	0,15	0,15	0,15					
NADIR FIGUEIREDO INDÚSTRIA E COMÉRCIO S.A	0,08	0,08	0,08	0,08	Corumbá	COMGAS Leste	City Gate São Paulo (uso próprio)	Mar/03	5
TOTAL NADIR	0,08	0,08	0,08	0,08					
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRAS	0,50	0,50	0,50	0,50	Corumbá	MS Fronteira	Não informado	Jan/04	20
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRAS	2,40	2,44	2,44	2,44	Corumbá	MSGAS	Não informado	Jan/04	20
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRAS	0,33	0,37	0,37	0,37	Corumbá	Gas Brasileiro	Não informado	Jan/04	20
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRAS	0,77	6,70	6,70	6,70	Corumbá	COMGAS Oeste	Não informado	Jan/04	20
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRAS	2,70	2,70	2,70	2,70	Canoas	SCGAS	Não informado	Jan/04	20
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A - PETROBRAS	0,30	0,30	0,30	0,30	Canoas	SULGAS	Não informado	Jan/04	20
TOTAL PETROBRAS	7,00	13,01	13,01	13,01					
EL PASO ENERGY INTERNATIONAL DO BRASIL LTDA	1,30	4,80	4,80	4,80	Corumbá	COMGAS Leste	Não informado	Jan/03	20
EL PASO ENERGY INTERNATIONAL DO BRASIL LTDA	1,70	1,70	1,70	1,70	Corumbá	SCGAS	Não informado	Jan/03	20
TOTAL EL PASO	3,00	6,50	6,50	6,50					
VIGESIMUS (REPSOL, PAN AMERICAN E BG)	2,20	2,20	4,40	4,40	Corumbá	Gas Brasileiro	UTE	Abr/03	20
TOTAL VIGESIMUS	2,20	2,20	4,40	4,40					
REPSOL YPF BRASIL S.A	4,00	4,00	4,00	4,00	Canoas	Gás Natural	UTE e Convencional	Set/04	20
TOTAL REPSOL	4,00	4,00	4,00	4,00					

TOTAL BOLÍVIA-BRASIL	43,23	61,44	66,14	67,14					
-----------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--	--	--	--	--

Fonte: TBG.

TABELA 14 – MANIFESTAÇÕES DE INTERESSE RECEBIDAS PELA TRANSPETRO

Empresa	Capacidade Pretendida (MM m³/dia)	Ponto de Recepção	Zona de Entrega	Início do Serviço de Transporte	Duração do Contrato (anos)
BRITISH GAS	1,30	Guararema	Capuava (SP)	Jul/03	20
TOTALFINAELF	2,00	Guararema	Volta Redonda - Japerí (RJ)	Jan/04	15
TUCUNARÉ (REPSOL)	0,20	Guararema	Norte Fluminense	Set/03	20
TUCUNARÉ (REPSOL)	4,05	Guararema	Rio (metropolitano)	Set/03	20
TUCUNARÉ (REPSOL)	0,75	Guararema	Vale do Paraíba	Set/03	20
SHELL	0,20	Guararema	Suzano (SP)	Jan/04	20
SHELL	1,30	Guararema	Capuava (SP)	Jan/04	20
EL PASO	1,30	Guararema	Paracambi - Rio (metropolitano)	Jan/03	15
EL PASO	1,30	Guamaré	Rio Grande do Norte	Jan/03	15
PETROBRAS	2,35	Guamaré	Pecém (CE)	Jan/03	20

Total - Gás Boliviano 11,10

Fonte: Transpetro.

4. QUESTÕES PENDENTES

Alguns fatores podem ser decisivos para o franco desenvolvimento de uma indústria, em especial, se ela possui fortes características de monopólio e necessita, portanto, de regulação. Um dos principais determinantes do comportamento dos agentes é o ambiente regulatório-institucional no qual a empresa está inserida. Neste sentido, a estabilidade e a clareza das regras que norteiam o comportamento dos agentes é de fundamental importância, uma vez que, assim, a percepção do risco regulatório, por parte dos agentes seria minorada, possibilitando menores incertezas e maiores possibilidades de investimentos no setor.

Entretanto, frente a um modelo institucional que ainda se encontra em processo de transição, as incertezas permanecem elevadas, dificultando o desenvolvimento da indústria. Por esta razão, a ANP vem trabalhando na regulamentação das leis que regem o mercado nacional de petróleo e de gás natural. Todavia, o processo de construção do marco regulatório é complexo e tem ocorrido de acordo com as necessidades regulatórias apresentadas pela indústria.

Com relação ao mercado de gás natural, algumas pendências têm impedido ou inibido a entrada de novos operadores nas distintas atividades ou, ainda, retardado o investimento nos diferentes segmentos da cadeia. Algumas dessas pendências podem ser regulamentadas por Portarias da ANP. Outras, entretanto, referem-se a assuntos os quais perpassam o escopo de atuação da Agência, sendo responsabilidade do Ministério das Minas e Energia, do Ministério da Fazenda, do CADE, da Aneel, das agências de regulação estaduais entre outros órgãos.

É, portanto, importante salientar esses pontos que, no momento, representam entraves para o pleno desenvolvimento da indústria nacional de gás natural.

1. Competição do Gás Natural X Óleo Combustível – o reduzido preço do óleo combustível, em especial dos mais pesados, pode representar uma barreira à introdução do gás natural, uma vez que os energéticos concorrem entre si.
2. Posição dominante da Petrobras – historicamente detentora do monopólio do petróleo e gás, a empresa, verticalmente integrada, é a maior operadora do setor. Em suas estratégias comerciais a estatal procura preservar seus mercados, impedindo ou dificultando a entrada de outros agentes e retardando a introdução do processo de concorrência que se pretende instaurar. Legalmente é impossível dividir a Petrobras ou obrigá-la a vender sua participação em outras empresas.
3. Dificuldade de harmonizar cláusulas do tipo *take or pay* de contratos de gás com a otimização hidrotérmica do sistema elétrico – espera-se um incremento importante do gás natural como combustível para a geração de energia. Entretanto, a natureza dos contratos de gás natural e de compra/venda de energia dificulta a conciliação de ambos.
4. Tributação do gás natural – o principal problema consiste na imposição de tributação em cascata do gás natural, em cada uma das distintas atividades da cadeia. Soma-se a isso, a tributação nos diferentes estados por onde passa um gasoduto.

5. Limites da regulação estabelecidos pela Lei 9478/97 – a Lei do Petróleo não atribui à ANP qualquer papel com relação ao processo de negociação e elaboração contratual na atividade de transporte de gás natural. De igual maneira, a lei de criação da Agência não versa sobre a possibilidade de limitações graduais à participação cruzada dos agentes como meio de introduzir a concorrência, visando ao aumento da eficiência nas atividades da cadeia.
6. Dificuldades de licenciamento ambiental – muitos projetos não têm sua construção iniciada em função de dificuldades impostas por órgãos ambientais.
7. Indefinição com relação ao acesso às redes – o livre acesso às redes de transporte está estabelecido pelo artigo 58 da Lei 9478/97 mas, no momento, ainda não está regulamentado pela ANP. No momento há quatro Minutas de Portaria, todas referentes ao livre acesso, em fase de Consulta Pública, para o recebimento de comentários dos agentes. Espera-se que, no curto prazo tais regulamentos já estejam em vigor.
8. Fronteira de competência entre a ANP e as agências estaduais de regulação – a Constituição estabelece que “cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os *serviços locais de gás canalizado*”. A divisão da regulação, portanto, se dá na entrega do gás no *city-gate*. Esta divisão com relação à tarefa regulatória dentro de uma mesma indústria, dificulta a homogeneização e a continuidade desejada do processo regulatório. A existência de muitos estados e reguladores estaduais aliados à diversidade da indústria, em especial no que diz respeito ao seu grau de maturação, tornam ainda mais complexa a tentativa de unificação do processo e dos instrumentos regulatórios utilizado ao longo da cadeia do gás natural, desde a exploração ou importação até sua entrega ao consumidor final.

5. OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA A CONSOLIDAÇÃO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

Não obstante os problemas acima relacionados, alguns elementos contribuem para a consolidação da indústria nacional de gás natural.

No que diz respeito à demanda, espera-se uma elevação significativa do consumo de gás natural via aumento da utilização deste energético como combustível veicular (GNV). O país já tem experimentado uma ampliação no consumo de GNV, que aparece como uma alternativa barata frente a outros combustíveis. Espera-se, entretanto, para os próximos anos, um incremento ainda maior (há perspectivas de substituição do diesel pelo GNV na frota de ônibus dos grande centros). Entretanto, são necessários investimentos em postos revendedores de GNV, na distribuição de GNC a granel, e na infra-estrutura de distribuição de gás canalizado. O desafio regulatório consiste na interação da ANP com órgãos estaduais competentes, no sentido de regular as relações entre as concessionárias de distribuição de gás canalizado, a distribuidora de combustível e os postos revendedores.

Outro fator que deve ser responsável pela ampliação da participação do gás natural na matriz energética nacional é o aumento na utilização do gás no setor industrial, deslocando, mais facilmente o consumo de energia elétrica para fins térmicos e, já com alguma dificuldade, as diferentes categorias de óleos

combustíveis. As áreas atendidas com o gás de origem boliviana enfrentam hoje problemas de competitividade do gás natural frente aos óleos, especialmente os mais pesados (altamente poluentes). É preciso explorar as vantagens ambientais do gás natural, de forma que esses fatores venham a se refletir em termos de competitividade. À ANP caberia a garantia da estabilidade de regras e da credibilidade necessárias ao processo de decisão pela conversão.

Com relação à oferta, as perspectivas crescentes do aumento da produção do gás natural nacional e o de origem importada vão viabilizar esse incremento no consumo. Por meio das rodadas de licitação de blocos promovidas pela ANP, espera-se que haja uma ampliação na descoberta de reservas nacionais de gás, decorrente do aumento de investimentos das empresas na atividade de exploração dos blocos.

Por outro lado, o aumento dos investimentos em E&P na Bolívia implicou a descoberta de novas reservas para as quais ainda não há demanda local (as reservas bolivianas totalizam cerca de 45 TCF). O mercado brasileiro vai ser o principal demandante dessa oferta. Entretanto, para que a importação do deste gás ocorra de forma não discriminatória, o desafio da ANP é garantir o livre acesso ao Gasbol, de modo a permitir que as pressões competitivas na oferta do gás boliviano se reflitam no mercado brasileiro.

Os desafios são, portanto, a resolução dos pontos anteriormente apresentados, em especial, a consolidação do modelo concorrencial, do processo de definição dos critérios tarifários e das condições de acesso para gasodutos de transporte, diante dos limites de atuação impostos pelo modelo de acesso negociado; a adequação da estrutura tributária, complexa e cumulativa, que tem se mostrado incompatível com a nova estrutura da indústria de gás do país; a compatibilidade entre as ações dos órgãos reguladores federal e estaduais, assim como da harmonização dos modelos adotados em cada estado; conciliação das questões contratuais e regulatórias entre os mercados de gás natural e energia elétrica; e compatibilização internacional de regras e ações regulatórias com os países vizinhos, garantindo o desenvolvimento de um mercado regional competitivo e integrado.

Anexo I – REGULAMENTAÇÃO VIGENTE DA ANP PARA A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

- ✓ Portaria ANP n.º 043, de 15/04/1998 - Estabelece que a importação de gás natural será efetuada mediante autorização da ANP;
- ✓ Portaria ANP n.º 170, de 26/11/1998 - Estabelece a necessidade de autorização da ANP para a construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência;
- ✓ Portaria ANP n.º 028, de 05/02/1999 - Estabelece a necessidade de autorização da ANP para a construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e unidades de processamento de gás natural;
- ✓ PORTARIA ANP n.º 009, de 21/01/2000 - Aprova o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas;
- ✓ Portaria ANP n.º 014, de 1º/02/2000 - Estabelece os procedimentos para comunicação de acidentes de natureza operacional e liberação acidental de poluentes, a serem adotados pelos concessionários e empresas autorizadas a exercer atividades pertinentes à exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como pelas empresas autorizadas a exercer as atividades de armazenamento e transporte de petróleo, seus derivados e gás natural;
- ✓ Portaria ANP/INMETRO n.º 1, de 19/06/2000 - Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos;
- ✓ Portaria ANP n.º 118, de 11/07/2000 - Regulamenta as atividades de distribuição de gás natural líquido (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL;
- ✓ Portaria ANP n.º 243, de 18/10/2000 - Regulamenta as atividades de distribuição e comercialização de gás natural comprimido (GNC) a granel e a construção e operação de Unidades de Compressão e Distribuição de GNC;
- ✓ Portaria ANP n.º 249, de 01/11/2000 - Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural;
- ✓ Portaria ANP n.º 032, de 06/03/2001 - Regulamenta o exercício da atividade de revenda varejista de Gás Natural Veicular - GNV em posto revendedor que comercialize exclusivamente este combustível;
- ✓ Portaria ANP n.º 098, de 22/06/2001 - Determina a elaboração do Manual do Concurso Aberto pelos transportadores, detalhando os procedimentos de oferta e alocação de capacidade para o serviço de transporte firme decorrente da expansão de suas instalações de transporte de gás natural;
- ✓ Portaria ANP n.º 254, de 11/09/2001 - Regulamenta a resolução de conflito de que trata o art. 58 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- ✓ Portaria ANP n.º 104, de 08/07/2002 - Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

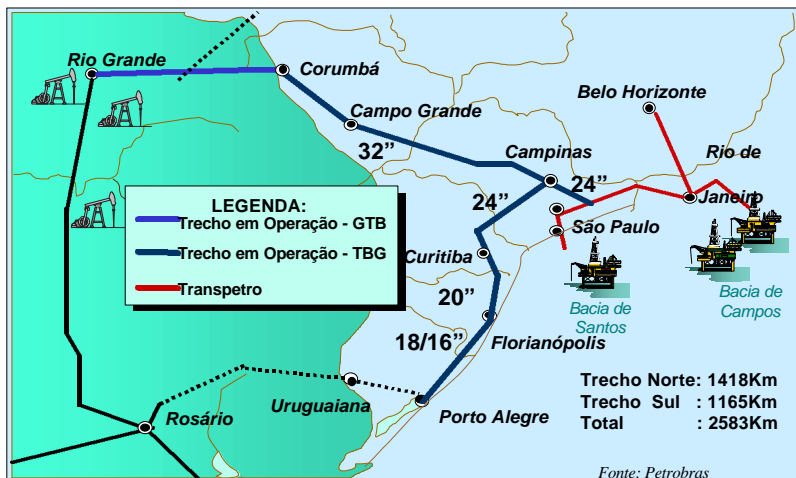
Anexo II – INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL



Fonte: ANP

INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL (Continuação)

GASODUTO BOLÍVIA - BRASIL



GASODUTO URUGUAIANA - PORTO ALEGRE



GASODUTO LATERAL CUIABÁ



Anexo III – PRINCIPAIS AGENTES DO MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL

Empresa	Atividades	Participações no Brasil (nas Atividades da Cadeia de Produção de Gás Natural e Energia)	Parceiros no Brasil (nas Atividades da Cadeia de Produção de Gás Natural)	Área Geográfica de Atuação / Mercados Estratégicos
Petrobras (Brasil)	Toda a cadeia produtiva do petróleo e derivados e gás natural; fabricação e comercialização de lubrificantes; indústria petroquímica; geração de energia	Transpetro, Gaspetro, BR Distribuidora, Blocos Licitados, CEG (RJ), UTEs	Shell, TotalFinaElf, El Paso, BG, Agip, Enterprise Oil, BP, ESSO, MOBIL, Petroserv, Santa Fe, Texaco, Repsol-YPF, Chevron, outros.	Brasil, Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Cuba, Equador, Estados Unidos, Guiné Equatorial, Líbia, Nigéria, Peru, Reino Unido, Trinidad e Tobago
BG (Inglaterra)	E&P; transporte; armazenamento e distribuição de petróleo e gás natural; comercialização de GNL; geração de energia elétrica	TBG; Gasoduto Cruz del Sur; Comgás; Blocos Licitados	Enron, Gaspetro, Shell, El Paso, Petrobras, Chevron, YPF, Petroserv, Pan American, Petrouuguay	Inglaterra, Argentina, Bélgica, Bolívia, Brasil, Cazaquistão, Egito, Filipinas, Índia, Itália, Malásia, Rússia, Singapura, Tailândia, Tunísia, Trinidad e Tobago
Enron (EUA)	Transporte de gás natural; cadeia de energia no atacado (petróleo, gás e eletricidade); infra-estrutura	TBG, Gasocidente, Algás (AL), Bahiagás (BA), Compagás (PR), Copergás (PE), Emsergás (SE), UTEs	BG, Gaspetro, Shell, TotalFinaElf, El Paso, BR Distribuidora	EUA, Argentina, Brasil, China, Colômbia, Índia, Trinidad e Tobago, Bolívia
Gaspetro (Brasil)	Subsidiária da Petrobras, responsável pela comercialização do gás natural no país	TBG, TSB, CEG-Rio (RJ)	BG, Enron, Shell, TotalFinaElf, El Paso, Ipiranga, Tecgas, YPF, Iberdrola, Gas Natural, Pluspetrol, BR Distribuidora	Brasil
Ipiranga (Brasil)	E&P, refino, transporte e distribuição de petróleo e derivados, transporte de gás natural, indústria petroquímica, fabricação de óleos	TSB, Blocos Licitados	Gaspetro, Tecgas, TotalFinaElf, YPF	Brasil, Argentina, Chile
Shell (Holanda / Reino Unido)	E&P e distribuição de petróleo e gás natural; fabricação e distribuição de lubrificantes; geração de energia elétrica; estudos de fontes renováveis; indústria química	TBG, Gasocidente, Comgás (SP), Blocos Licitados, UTEs	BG, Enron, Gaspetro, TotalFinaElf, El Paso, Petrobras, Enterprise Oil, Transredes, ESSO, Mobil, Petrogal, BP, British Borneo	Oriente Médio, Europa, África do Sul, Argentina, Brasil, Bolívia, Canadá, China, Colômbia, Equador, EUA, Índia, Japão, Malásia, Peru, Rússia, outros.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *homepage* www.gasenergia.com.br, em 23/07/2002, e da ANP.

PRINCIPAIS AGENTES DO MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL – Continuação

Empresa	Atividades	Participações no Brasil (nas Atividades da Cadeia de Produção de Gás Natural e energia)	Parceiros no Brasil (nas Atividades da Cadeia de Produção de Gás Natural)	Área Geográfica de Atuação / Mercados Estratégicos
TotalFinaElf (França / Bélgica)	E&P, refino e distribuição de petróleo e derivados, distribuição de lubrificantes, comercialização de GLP, transporte e distribuição de gás natural	TBG, TSB, Blocos Licitados	BG, Enron, Gaspetro, Shell, YPF, Tecgas, Ipiranga, Petrobras, Enterprise, ESSO	França, Argélia, Argentina, Bolívia, Brasil, Canadá, Cazaquistão, China, Colômbia, EUA, Índia, Inglaterra, Itália, México, Nigéria, Rússia, Trinidad e Tobago, Venezuela, Oriente Médio
El Paso (EUA)	E&P de petróleo e gás natural; transporte, armazenamento e processamento de gás natural; geração de energia elétrica; serviços de telecomunicações	TBG, Blocos Licitados, UTEs	BG, Enron, Gaspetro, Shell, TotalFinaElf, Petrobras, Petroserv	EUA, Brasil, Eslováquia, Hungria, Inglaterra, Portugal, República Tcheca, Turquia
Agip (Itália)	Produção, refino e distribuição de petróleo e derivados e gás natural	GasBrasileiro (SP), Blocos Licitados	ENI, Texaco, YPF, Petrobras	Itália, Arábia Saudita, Brasil, China, Equador, Espanha, EUA, França, Indonésia, Portugal, Romênia, Rússia, Venezuela
Repsol-YPF (Espanha / Argentina)	Petroleira que atua de forma integrada nos setores de petróleo, química, gás e eletricidade	Gas Natural (RJ), TSB, Blocos Licitados, CEG (RJ), CEG-Rio (RJ), Gas Natural Sul (SP), UTEs	Gaspetro, Ipiranga, Tecgas, TotalFinaElf, Santa Fe, Petroserv, Petrobras, JAPEX, Texaco, Agip, Unocal, BG, Statoil, Enterprise	Espanha, Argentina, Alemanha, Argélia, Bolívia, Brasil, Cazaquistão, Chile, Colômbia, Dinamarca, Equador, França, Indonésia, Inglaterra, Líbia, Marrocos, México, Peru, Portugal, Trinidad e Tobago, Venezuela
BR Distribuidora (Brasil)	Distribuição de petróleo e derivados e gás natural	Algás (AL), Bahiagás (BA), CEG (RJ), CEG-Rio (RJ), Cegás (CE), Compagás (PR), Copergás (PE), Emsergás (SE), E.Santo (ES), MSGás (MS), PBGás (PB), Potigás (RN), Rongás (RO), SCGás (SC), Sulgás (RS)	Enron, Pluspetrol, Gaspetro, Gas Natural, Iberdrola	Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *homepage* www.gasenergia.com.br, em 23/07/2002, e da ANP.