



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE TECNOLOGIA
ESCOLA DE QUÍMICA



APROVEITAMENTO DE GÁS NATURAL NA COSTA BRASILEIRA – ESTUDO DE CASO DA BACIA DE SANTOS

Fernanda Marques Pereira
(mpfernanda@gmail.com)

Monografia em Engenharia Química

Orientador Responsável: Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D.Sc.

Março, 2007

APROVEITAMENTO DE GÁS NATURAL NA COSTA BRASILEIRA – ESTUDO DE CASO DA BACIA DE SANTOS

FERNANDA MARQUES PEREIRA

Monografia em Engenharia Química submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários a obtenção do grau de Engenharia Química.

Aprovado por:

Flávia Chaves Alves, Professor D.Sc. – DEQ/EQ/UFRJ

Mário Sérgio Oliveira Castro, Professor – DPO/EQ/UFRJ

Peter Rudolf Seidl, Professor Ph.D. – DPO/EQ/UFRJ

Orientado por:

Luís Eduardo Duque Dutra, Professor D.Sc. – DEQ/EQ/UFRJ

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Março de 2007

Pereira, Fernanda Marques.

Aproveitamento de gás natural na costa brasileira – estudo de caso da Bacia de Santos / Fernanda Marques Pereira. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2007.

xii, 89 p.; il., graf., tab.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2007.

Orientador: Luís Eduardo Duque Dutra, *D.Sc.*

1. Aproveitamento de Gás Natural na Bacia de Santos. 2. Avaliação do projeto Mexilhão. 3. Gás natural não associado. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Luís Eduardo Duque Dutra. I. Aproveitamento de gás natural na costa brasileira – estudo de caso da Bacia de Santos.

A Deus, por me manter saudável e confiante nesta longa caminhada;
aos meus pais Regina e Maurício, que sempre investiram na minha educação
e me apóiam de todas as formas possíveis na minha vida;
ao meu noivo Paulo Cesar, por todo incentivo, amor, compreensão e muita paciência;
ao meu tio Paulo Couto por todos os incentivos e experiências compartilhadas;
e a toda minha família que rezou e torceu muito pelo meu sucesso.

“Eu já não sou o que era: devo ser o que me tornei.”

(Gabrielle Coco Chanel)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram com a elaboração deste trabalho, em particular àqueles que foram mais presentes nesta jornada:

- ao Prof. Luís Eduardo, meu orientador, que foi mestre e amigo, me dedicando seu tempo e atenção durante todo este caminho de construção da tese, a quem eu agradeço de todo coração pela confiança depositada e pelo carinho;
- aos meus pais, ao meu noivo e a minha família em geral, que me deram total suporte para que eu pudesse alcançar mais este objetivo;
- a todos os amigos, sempre dispostos a contribuir de alguma forma;
- aos professores e aos funcionários da Escola de Química, que procuram facilitar a nossa estada no ambiente universitário.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheira Química

APROVEITAMENTO DE GÁS NATURAL NA COSTA BRASILEIRA – ESTUDO DE CASO DA BACIA DE SANTOS

Fernanda Marques Pereira

Março, 2007

Orientador: Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, *D.Sc.*

No Brasil, a oferta de energia baseada especificamente na energia hidráulica dificultava o aumento da participação de outros produtos na matriz energética brasileira, porém, após os choques do petróleo ocorridos em 1973 e 1979, as políticas energéticas instauradas objetivavam a auto-suficiência, dando prioridade a investimentos em alternativas energéticas, com o objetivo de diminuir a importação de petróleo e reduzir a sua vulnerabilidade internacional.

Historicamente, o gás natural surgiu como insumo energético com a finalidade básica de promover a expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país. Pela primeira vez, a produção de gás é prioridade no planejamento estratégico da Petrobras, principalmente, como consequência dos altos preços do barril de petróleo, da expansão da oferta nos países vizinhos e das dificuldades impostas pela importação. Nacionalmente, os próximos anos serão decisivos a expansão do gás natural e o período de maior exploração de gás não associado ao petróleo nas bacias da costa brasileira, em especial na Bacia de Santos.

Neste trabalho serão apresentados critérios de avaliação econômica que podem justificar o uso do gás como produto energético, analisando as possíveis vantagens econômicas obtidas a partir da inserção do mesmo no mercado nacional por meio do aproveitamento de gás não associado das novas jazidas e do desenvolvimento da infraestrutura de transporte para suprir o mercado nacional. Será possível estabelecer o custo marginal de fornecimento do gás originário das reservas de Mexilhão através da estimativa dos custos e dos investimentos neste empreendimento.

Abstract of Monograph presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineer.

NATURAL GAS EXPLOITATION IN THE BRAZILIAN COAST- SANTOS BASIN CASE STUDY

Fernanda Marques Pereira

March 2007

Advisor: Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, *D.Sc.*

In Brazil, the energy's bid based specifically on hydraulic energy raise difficulties to increase other products' participation on the Brazilian energy matrix, nevertheless before petroleum's shocks in 1973 and 1979, energy policies established intend to self sufficiency, giving priority to investments on energetic alternatives, directing the mind on petroleum importation and reduce yours international vulnerability.

Historically, natural gas came out as a energetic input for the basic purpose of promoting the installed capacity expansion to generate electric energy at this country. For the first time, the gas production is the priority in the strategic planning of Petrobras, mainly as a result of petroleum barrel fancy prices, gas supply expansion at the surrounding countries and difficulties imposed by importation. Nationally, the coming years will be decisive to the natural gas expansion and the period of major non-associated gas exploitation at Brazilian coast basins, in particular the Santos Basin.

At this work the rules of economic evaluation will be presented to justify the use of natural gas as a energetic product, analyzing possible economic profits obtained from its insertion in the national market by means of new non-associated gas beds exploitation and of transportation infrastructure development to fill in the demanding market. It will be possible to establish the marginal cost of gas supply original from Mexilhão reserves through costs and investments valuation on this enterprise.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	1
1. BREVE DESCRIÇÃO DA CADEIA DE PRODUÇÃO	2
1.1 MOTIVAÇÃO	2
1.2 ESCOPO E OBJETIVO	3
1.3 METODOLOGIA E ESTRUTURA	4
1.4 PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL	4
1.5 CADEIA PRODUTIVA	11
1.6 REGULAÇÃO DO GÁS NATURAL	18
1.6.1 – POLÍTICA ECONÔMICA ATUAL	22
2. HISTÓRICO DO GÁS NATURAL	25
2.1 GÁS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA	25
2.2 O CRESCIMENTO INTERNACIONAL APÓS A DÉCADA DE 1970	28
2.3 INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE E COMÉRCIO INTERNACIONAL DO GÁS NATURAL	31
3. O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA GASÍFERA BRASILEIRA	33
3.1 A QUESTÃO REGULATÓRIA	33
3.2 DESCOBERTAS INICIAIS NO NORDESTE BRASILEIRO	34
3.3 O FOCO EM GÁS NATURAL NA COSTA DO SUDESTE	35
3.4 IMPORTAÇÃO: ÚLTIMA BARREIRA À EXPANSÃO DA OFERTA	37
3.5 O IMBRÓGLIO DA DISTRIBUIÇÃO É O GARGALO DO TRANSPORTE	40
4. CAPACIDADE PRODUTIVA E CONJUNTURA ATUAL DA INDÚSTRIA DO GÁS	44
4.1 UMA PRODUÇÃO CRESCENTE	44
4.2 O INCREMENTO DA DEMANDA	46
4.3 O RISCO DA PERMANENTE ESCASSEZ DO GÁS NATURAL	48
4.4 A ESTRATÉGIA DA EXPANSÃO DA OFERTA	49
5. PRODUÇÃO OFFSHORE E AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS EM SANTOS	57
5.1 A PRODUTIVIDADE DO PÓLO DE MERLUZA	61
5.2 RECENTES DESCOBERTAS NA BACIA DE SANTOS	62
5.3 AS RESERVAS DO PÓLO DE MEXILHÃO	67
5.4 AVALIAÇÃO DE PROJETOS PARA APROVEITAMENTO DE GÁS NÃO ASSOCIADO DE MEXILHÃO	70
5.4.1 – ESTUDO DE CASO DO CAMPO DE MEXILHÃO	73
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO	79
7. SUGESTÕES	81
BIBLIOGRAFIA	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Caracterização da produção em reservatório terrestre	5
Figura 2. Esquema de exploração de poço de gás associado	9
Figura 3. Esquema de exploração de poço de gás não associado	10
Figura 4. Caracterização da produção em reservatório marítimo.....	10
Figura 5. Atividades e segmentos envolvidos na cadeia do Gás Natural	14
Figura 6. <i>Upstream</i> da cadeia produtiva do Gás Natural	15
Figura 7. <i>Downstream</i> da cadeia produtiva do Gás Natural	17
Figura 8. Sistema padrão de regulação das atividades da indústria de gás natural	19
Figura 9. Elo de produtos finais para geração de energia a partir do Gás Natural	26
Figura 10. Distribuição da oferta interna de eletricidade por fontes energéticas	28
Figura 11. Distribuição das Reservas Mundiais de Gás Natural por regiões ...	29
Figura 12. Distribuição das Reservas provadas de Gás Natural por países da América do Sul.....	30
Figura 13. Mapa de localização das concessionárias de distribuição de GN no Brasil em março/2006	41
Figura 14. Mapa das malhas de distribuição do gás natural atual e projetos de expansão.....	42
Figura 15. Comparativo entre a produção de petróleo e de gás natural no período de 2000-2006.....	45
Figura 16. Evolução comparativa de recursos e reservas provadas entre petróleo e gás natural.....	45
Figura 17. Comparativo de crescimento da produção nacional de gás associado e gás não associado	46
Figura 18. Visão geral de todos os projetos do Plangás até 2010	52
Figura 19. Evolução da carteira de projetos da Petrobras para gás associado e não associado	53
Figura 20. Previsão de produção, importação, incremento produtivo e o uso de GNL.....	54
Figura 21. Cronograma da Petrobras de exploração e produção em águas profundas	55
Figura 22. Quadro atual e previsão de mercado de gás natural.....	56
Figura 23. Áreas de concessão nas bacias brasileiras e oportunidades relacionadas.....	59
Figura 24. Oferta e demanda do mercado de Gás Natural na Região Sul-Sudeste em 2006	60
Figura 25. Mapa de localização geográfica dos pólos da Bacia de Santos.....	61
Figura 26. Metas do Plangás 2008 de ampliação do pólo de Merluza	62
Figura 27. Descobertas de campos na Bacia de Santos.....	63
Figura 28. Blocos exploratórios BS-400 e BS-500 sob concessão na 7ª rodada de licitações da ANP	64
Figura 29. Projetos de expansão de dutos e UPGNs elaborados na Plangás .	65
Figura 30. Ilustração do esquema produtivo da plataforma de Mexilhão (PMXL-1)	70
Figura 31. Distribuição prevista dos tributos do projeto de Mexilhão	73
Figura 32. Evolução dos preços médios de gás natural no mercado mundial .	77

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Especificações técnicas para comercialização do gás natural no país	6
Tabela 2. Composição típica do gás natural	8
Tabela 3. Planejamento de tarifas básicas previstas no PAC	23
Tabela 4. Evolução do volume de gás importado da Bolívia em milhões de m ³ /dia.	39
Tabela 5. Distribuição dos investimentos do PAC por área de aplicação dos investimentos	50
Tabela 6. Reservas provadas de gás natural do Brasil por regiões em dezembro/2005	58
Tabela 7. Composição do gás natural não associado do campo de Mexilhão.	68
Tabela 8. Valores base de cálculos do custo	71
Tabela 9. Alternativas e cenários para exploração do campo de Mexilhão.....	72
Tabela 10. Quadro comparativo de resultados de análise de sensibilidade do VPL	74

LISTA DE SIGLAS E NOMENCLATURAS

Abegás	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ASPE	Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo
BEN	Balanço Energético Nacional
Bcf	<i>Billions cubic feet</i> (Bilhões de pés cúbicos)
boe	Barril de óleo equivalente
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
E & P	Exploração & Produção
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
G & E	Gás & Energia
Gasbol	Gasoduto Bolívia-Brasil
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNC	Gás Natural comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
IE	Instituto de Economia
kWh	Quilowatt-hora
LGN	Líquidos de Gás Natural
LNG	Liquified Natural Gas
MME	Ministério das Minas e Energia
PIB	Produto Interno Bruto
SCG	Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.
tep	Tonelada equivalente de petróleo
Tcf	<i>Trillion cubic feet</i> (Trilhões de pés cúbicos)
TWh	Terawatts-hora (1 TWh = 10 ⁹ kWh)
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
COPPE	Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro

INTRODUÇÃO

A crescente dificuldade ambiental imposta ao aproveitamento do potencial hidroelétrico brasileiro criou a oportunidade da inserção do gás natural na matriz energética do país. Hoje, a indústria gasífera tem a possibilidade de ganhar relevância e se tornar um segmento estratégico da economia, relacionando-se com diversos outros setores energéticos e não energéticos.

Considerando apenas as suas aplicações energéticas, o gás participa intensivamente no setor de transporte como combustível veicular, no comércio e nas residências para refrigeração, cocção e aquecimento de água e na indústria também como combustível.

Com amplo apoio do governo federal, seu novo uso para geração de energia por meio de usinas termelétricas foi iniciado em fevereiro de 2000, através do decreto nº. 3371/00, que instituiu no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade.

O gás natural produz uma combustão limpa, com reduzida emissão de poluentes e melhor rendimento térmico que outros energéticos (MARTINS, 2006). No mundo e no Brasil, ele tende a continuar ganhando espaço como fonte de energia em detrimento do próprio petróleo e do carvão. Contando com sua vantagem ambiental, o gás natural compete com o gás liquefeito de petróleo (GLP), a eletricidade, o óleo combustível, o diesel, a gasolina e o carvão.

1. Breve descrição da cadeia de produção

1.1 Motivação

A capacidade em atender a demanda em potencial de gás natural ainda é bastante limitada em virtude das restrições no abastecimento de gás e da falta de infra-estrutura de distribuição, que se encontra em estudo e em desenvolvimento.

Os preços para o gás natural dependem dos custos de outras fontes de energia que podem ser substituídos por este produto energético. Um fator determinante na concorrência é a existência de uma malha dutoviária de transporte e distribuição que permita o acesso às reservas.

Neste estudo busca-se, em primeiro lugar, entender o atual estágio de desenvolvimento da indústria do gás natural. Em segundo lugar, procura-se uma estimativa que reflita qual seria o custo marginal gás natural nacional. As informações sobre o campo de Mexilhão nos permitem chegar a esta estimativa. De subproduto da extração de petróleo até seu estágio atual de produto estratégico de alto valor econômico, o processo de valorização do gás natural foi bastante lento no Brasil. A chegada do gás natural não associado marca provavelmente o início da consolidação da indústria.

Dentro da conformação atual do setor energético, os custos do gás natural serão muito maiores do que foram até aqui. Reflete-se o provável encarecimento da produção do gás natural baseado no desenvolvimento de jazidas de gás não associado. Abre-se também a oportunidade da importação

de gás natural liquefeito (GNL) e mesmo a possibilidade de construção de novos gasodutos que permitam a importação da Venezuela ou do Peru.

1.2 Escopo e Objetivo

A economia do gás natural e do Brasil são abordadas com base em dados recentes, na tentativa de se vislumbrar o futuro próximo e os prováveis problemas de oferta.

É preocupante o risco de racionamento de gás no país ao longo dos próximos anos em decorrência de desequilíbrios entre oferta e demanda. O tema é amplamente abordado, e não apenas, neste estudo. Não é por acaso, que em todos os cenários, admite-se que as importações de gás mantenham o importante papel na oferta de gás. Isso ocorrerá, mesmo que se confirmem novas grandes descobertas, pois, a entrada em operação dos campos não é imediata.

Não obstante sua grande relevância, alguns temas serão abordados resumidamente, por não serem o foco do estudo, como: a evolução da demanda do gás e sua composição, a necessidade de aumentar a malha de transporte interno e a possibilidade de importação de GNL.

Este trabalho tem como objetivo apresentar as condições de produção nas reservas de gás na bacia de Santos e ao Sul da bacia de Campos, de modo a se ter uma referência econômica do custo mínimo de fornecimento a partir de reservas de gás não associado daquela região.

1.3 Metodologia e Estrutura

O presente capítulo possibilita contextualizar este trabalho, de forma que analisa a cadeia produtiva e revisa alguns aspectos técnicos e comerciais relevantes da estrutura da indústria gasífera.

O capítulo 2 relata o histórico do gás natural no mundo e algumas transformações pelas quais passa o setor energético, especialmente no segmento de utilização do gás natural como insumo.

O terceiro capítulo, por sua vez, revela o desenvolvimento da infraestrutura de produção, processamento e transporte atualmente disponível na indústria de gás natural e aborda a regulação.

Em seguida, o quarto capítulo trata da evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil e averigua o papel que este energético poderá desempenhar no país nos anos subseqüentes.

No último capítulo são reproduzidas as informações sobre o projeto de Mexilhão, a partir do qual obtém-se o custo marginal do gás natural nos próximos anos 3 a 5 anos.

1.4 Produção e Processamento de Gás Natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves, que, à temperatura ambiente e à pressão atmosférica, permanece no estado gasoso. Na natureza, é encontrado acumulado em rochas porosas no subsolo, freqüentemente acompanhado por petróleo, constituindo um reservatório. As

características dos reservatórios, neste caso, do tipo terrestre, se verificam na figura abaixo (Figura 1):

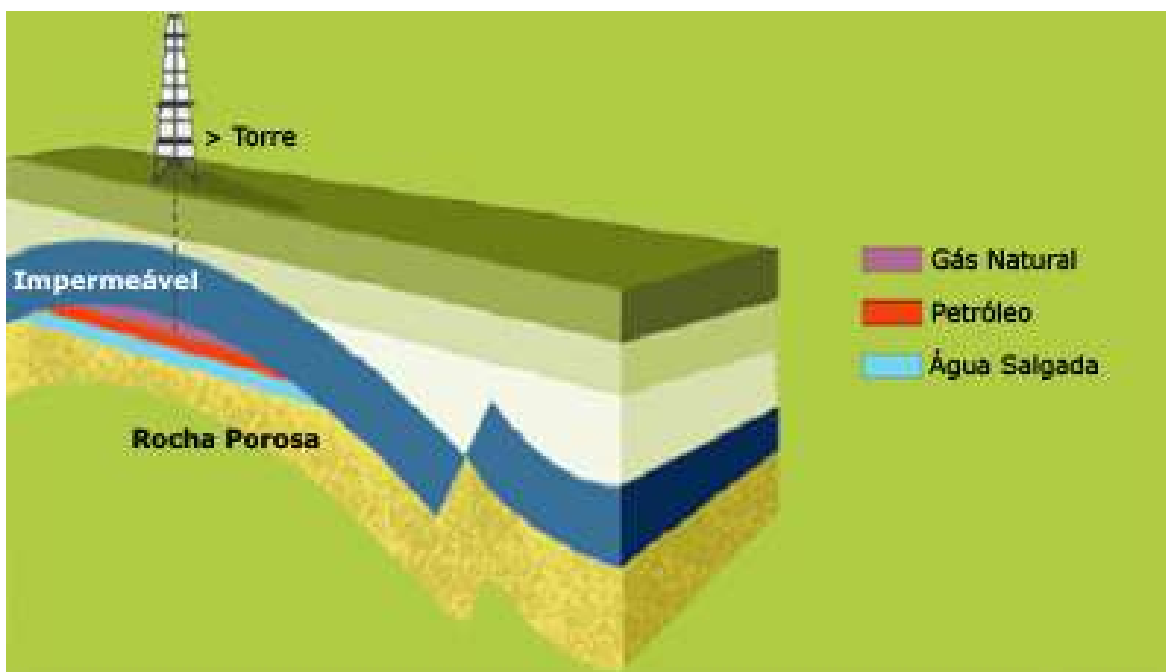


Figura 1. Caracterização da produção em reservatório terrestre
Fonte: ASPE (2007)

Predominantemente, o gás natural é composto por metano e quantidades menores de etano, propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular, apresentando ainda contaminantes, tais como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

É mister o tratamento do gás para a eliminação das substâncias indesejáveis ou para a adequação das propriedades físico-químicas do gás natural às características técnicas especificadas para o consumo. As especificações técnicas do gás natural, de origem nacional ou importada, a ser comercializado em todo o território nacional, são definidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, através da Portaria ANP nº 104/2002 como se averigua na Tabela 1.

Especificação do Gás Natural ⁽¹⁾

Característica	Unidade	Limite ^{(2) (3)}			Método	
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste, Centro-Oeste	ASTM	ISO
Poder calorífico superior ⁽⁴⁾	kJ/m ³ kWh/m ³	34.000 a 38.400 9,47 a 10,67	35.000 a 42.000 9,72 a 11,67		D 3588	6976
Índice de Wobbe ⁽⁵⁾	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 52.500		-	6976
Metano, mín.	% vol.	68,0	86,0		D 1945	6974
Etano, máx.	% vol.	12,0	10,0			
Propano, máx.	% vol.	3,0				
Butano e mais pesados, máx.	% vol.	1,5				
Oxigênio, máx.	% vol.	0,8	0,5			
Inertes (N ₂ + CO ₂), máx.	% vol.	18,0	5,0	4,0		
Nitrogênio	% vol.	anotar	2,0			
Enxofre Total, máx.	mg/m ³	70			D 5504	6326-2 6326-5
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10,0	15,0	10,0	D 5504	6326-2 6326-5
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45	D 5454	-

Observações:

- (1) O gás natural deve estar tecnicamente isento, ou seja, não haver traços visíveis de partículas sólidas e partículas líquidas.
- (2) Limites especificados são valores referidos a 293,15 K (20 °C) e 101,325 kPa (1 atm) em base seca, exceto ponto de orvalho.
- (3) Os limites para a região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e para esse uso específico devem ser atendidos os limites equivalentes à região Nordeste.
- (4) O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15 K, 101,325 kPa, respectivamente em base seca.
- (5) O índice de Wobbe é calculado empregando o Poder Calorífico Superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do Poder Calorífico Superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado pela fórmula constante do Regulamento Técnico.
- (6) O gás odorizado não deve apresentar teor de enxofre total superior a 70 mg/m³.

Tabela 1. Especificações técnicas para comercialização do gás natural no país
Fonte: Conpet/MME/ANP (2007)

As especificações visam reduzir riscos durante a produção, no transporte ou no próprio uso do produto. Adiciona-se uma substância odorante,

facilitadora da percepção de vazamentos. As propriedades são balizadas de acordo com a legislação ambiental vigente e os padrões técnicos de referência.

Os limites de ponto de orvalho da água garantem a remoção do condensado de água na desidratação a fim de evitar a formação de hidratos sólidos. Estes últimos juntamente com hidrocarbonetos ou gás sulfídrico (H_2S) propiciam perdas de pressão no duto e promovem a corrosão do mesmo.

Do ponto de vista econômico é preponderante a retirada de componentes de maior peso molecular. O gás liquefeito de petróleo (GLP) e o líquido de gás natural (LGN) compõem-se de C_{2+}^1 e podem ser comercializados separadamente. Sob o aspecto técnico, a concentração destes elementos interfere nos valores especificados do índice de Wobbe e do poder calorífico. Ao mesmo tempo, podem condensar-se nos dutos e causar problemas nas tubulações ou nas demais instalações.

As especificações determinam a minimização de reações indesejáveis e limitam o percentual de gás carbônico (CO_2), que diminui o seu poder calorífico. É vital também reduzir percentuais de substâncias tais como os inertes e os hidrocarbonetos cíclicos. O nitrogênio (N_2) e o CO_2 como inertes ocupam grande volume nos gasodutos de transporte e distribuição. Enquanto, os hidrocarbonetos cíclicos podem gerar emissões tóxicas.

A composição físico-química do gás natural varia de campo para campo, em função da matéria orgânica da qual é originário, bem como dos processos naturais a que foi submetido.

¹ Hidrocarbonetos com dois ou mais carbonos em sua cadeia.

Composição típica do gás natural						
Componentes e Propriedades	Campo Peroá	Bacia do Espírito Santo	Bacia de Campos	Campo Recôncavo	Bacia de Santos	Bolívia
	ES	ES	RJ	BA	SP	
Metano (%vol)	94.74%	91.36%	89.44%	88.85%	88.32%	89.09%
Etano (%vol)	1.76%	3.66%	6.70%	8.99%	6.06%	5.93%
Propano e maiores (%vol)	1.22%	2.57%	2.72%	0.51%	4.57%	2.89%
Sulfetos de hidrogênio	Traços	Traços	Traços	Traços	*	Traços
CO₂ (%vol)	0.91%	0.35%	0.34%	0.86%	0.16%	0.65%
N₂ (%vol)	1.38%	2.05%	0.80%	0.79%	0.68%	1.20%
Densidade relativa do ar (ar=1)	0.592	0.620	0.623	0.612	0.660	0.631
Poder calorífico Inferior MJ/Nm³	36.27	39.02	40.26	39.25	*	39.89

*dados não encontrados

Tabela 2. Composição típica do gás natural

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Petrobras/MME/MARTINS (2006)

A diversidade de composição do gás relativa à área geográfica de seu reservatório original fica latente a partir da análise da tabela acima. Na Tabela 2 mostra-se a composição típica do gás natural de origem nacional e importado por meio do Gasbol². Em uma mesma região delimitada por fronteiras estaduais, os produtos resultantes da exploração se distinguem expressivamente.

Como já foi observado, o gás encontra-se nos poços dentro do reservatório sob a forma associada ao petróleo e não-associada. O gás associado está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás como se

² Gasoduto Bolívia-Brasil.

destaca na Figura 2. Neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo.

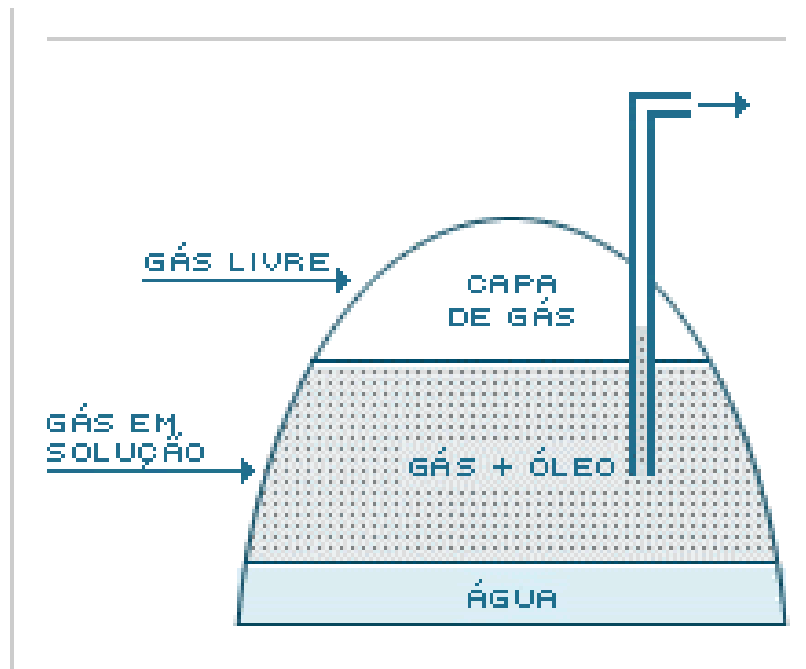


Figura 2. Esquema de exploração de poço de gás associado
Fonte: GasEnergia (2006)

O gás também pode ser encontrado não associado ao petróleo. Ele está livre, ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Neste caso é necessário, justificar comercialmente o aproveitamento exclusivo do gás como se segue na Figura 3.

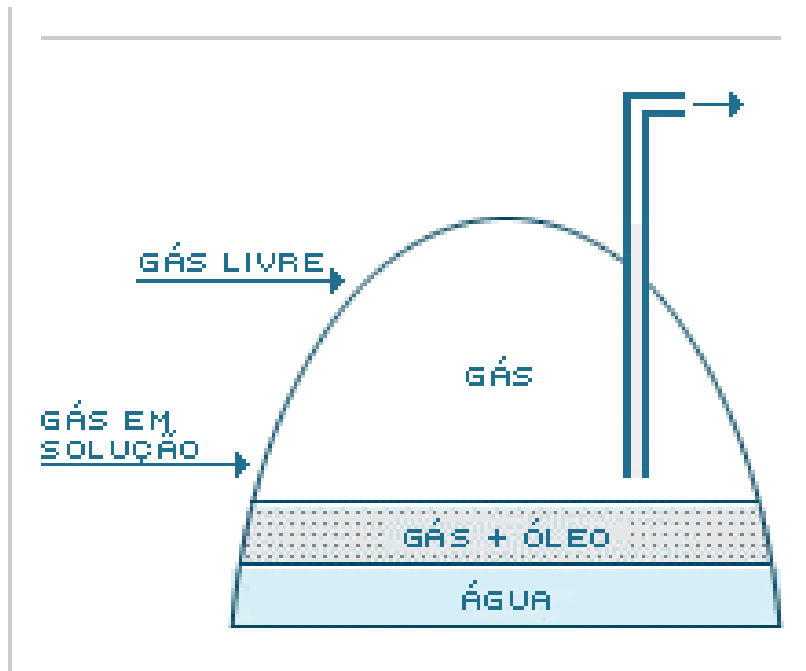


Figura 3. Esquema de exploração de poço de gás não associado
 Fonte: GasEnergia (2006)

No Brasil, a produção de gás natural é *offshore* como é o caso das reservas na Bacia de Santos na costa do sudeste do Brasil. O esquema a seguir (Figura 4), permite visualizar o processo de produção de gás natural em ambiente marítimo.

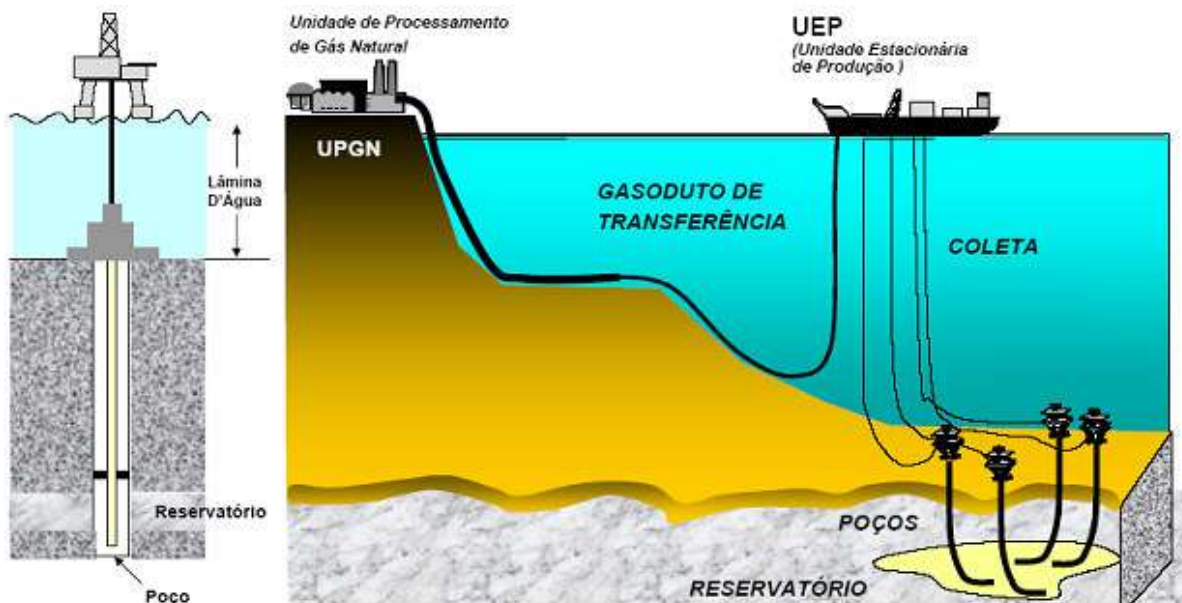


Figura 4. Caracterização da produção em reservatório marítimo
 Fonte: Petrobras (2007)

Diferentemente dos energéticos concorrentes, o gás natural pode ser utilizado praticamente *in natura*; sendo necessário unicamente desidratá-lo e dessulfurizá-lo³ (ANP, 2001).

O gás natural é produzido nas Unidades Estacionárias de Produção (UEP) que são embarcações (navios ou plataformas) que posicionadas numa mesma locação, em geral por alguns anos, ancorada ou, em alguns casos, em posicionamento dinâmico, para receber a produção de poços e injetar fluidos na formação.

O gás natural é, então levado a uma Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN, onde se obtém os condensados – gás liquefeito e gasolina natural, principalmente –, que constituem os hidrocarbonetos de maior valor agregado. O gás produzido é composto essencialmente de metano, denominado gás natural seco⁴.

De fato, vários são os condensados que se podem obter, além de uma diversidade de produtos ao final de sua cadeia produtiva, em especial para sua utilização não só como energia, mas também, como matéria-prima para a petroquímica.

1.5 Cadeia produtiva

A indústria de gás natural é um exemplo típico de indústria de rede. Caracteriza-se pela formação de uma rede física, a qual interliga distintas atividades essenciais à sua operação e à prestação do serviço. A falha de um dos equipamentos pertencentes à rede invariavelmente inviabiliza toda a

³ Eliminação de água salgada, hidratos e compostos de enxofre.

⁴ Utilizado diretamente pelo cliente industrial sem processamento.

cadeia e a interrupção, seja qual for sua origem, provavelmente acarretará danos irreparáveis tanto para o produtor, quanto para os consumidores (ANP, 2001).

Em razão das características inerentes à infra-estrutura de rede, as economias observadas fazem com que o custo marginal de fornecer mais uma unidade adicional do produto tenda a zero. Em outros termos, desde que exista a malha de transporte e de distribuição, o custo de atendimento aos usuários futuros é irrelevante.

Por outro lado, o benefício marginal apropriado pelo consumidor tende ao infinito. Quanto maior for a rede e mais serviços forem inseridos no fornecimento, maiores serão os benefícios. O resultado é o poder de mercado do produtor e a situação de captura do consumidor. Esses aspectos são ainda mais importantes quando se adiciona a característica de monopólio natural do transporte do gás natural.

As principais características das indústrias de rede com o monopólio natural do transporte e o seu relevante interesse para a sociedade (seu caráter de serviço público) levaram à constituição dessas indústrias, em diversos países, sob a forma de monopólios públicos regulados e muitas vezes verticalmente integrados.

Além disso, não é por acaso que grandes empresas do setor exibem a verticalização como característica marcante de sua estratégia de atuação. Por exemplo, empresas como a russa Gazprom e a inglesa British Gas são verticalizadas e procuram ter uma dimensão mundial.

A British Gas participa no gasoduto TBG com 9,7% e 2% do GTB e no gasoduto Cruz del Sur com 40%. Na distribuição, com o controle de 72,7% da Comgás, possui expressividade no mercado consumidor brasileiro dado o tamanho relativo de sua área de concessão. Na Bolívia, ocupa posição significativa na propriedade de reservas, pois possui o controle de 15,8% das reservas totais de petróleo e gás no país (SANTOS, 2001).

Além disso, a participação acionária cruzada⁵ e as *joint-ventures*⁶ nos empreendimentos nesta indústria são resultados da necessidade de coordenação de investimentos e do desejo de mitigar os riscos associados a comportamentos oportunistas perante a alta especificidade dos ativos no setor de gás natural brasileiro.

O esquema a seguir (Figura 5) representa no caso específico da indústria de gás natural, as atividades da cadeia produtiva são: i) exploração e produção (E&P), ii) transporte e iii) distribuição.

⁵ Ocorre quando duas (ou mais) empresas possuem ações uma(s) da outra(s) em proporções significativas.

⁶ Forma de aliança estabelecida entre empresas que dispõem de capital e querem assumir investimento de risco e outras que pretendam realizar projetos de investimento, mas não dispõem de capital para realizá-los de modo a criar um novo negócio que disponibilize um produto ou serviço.

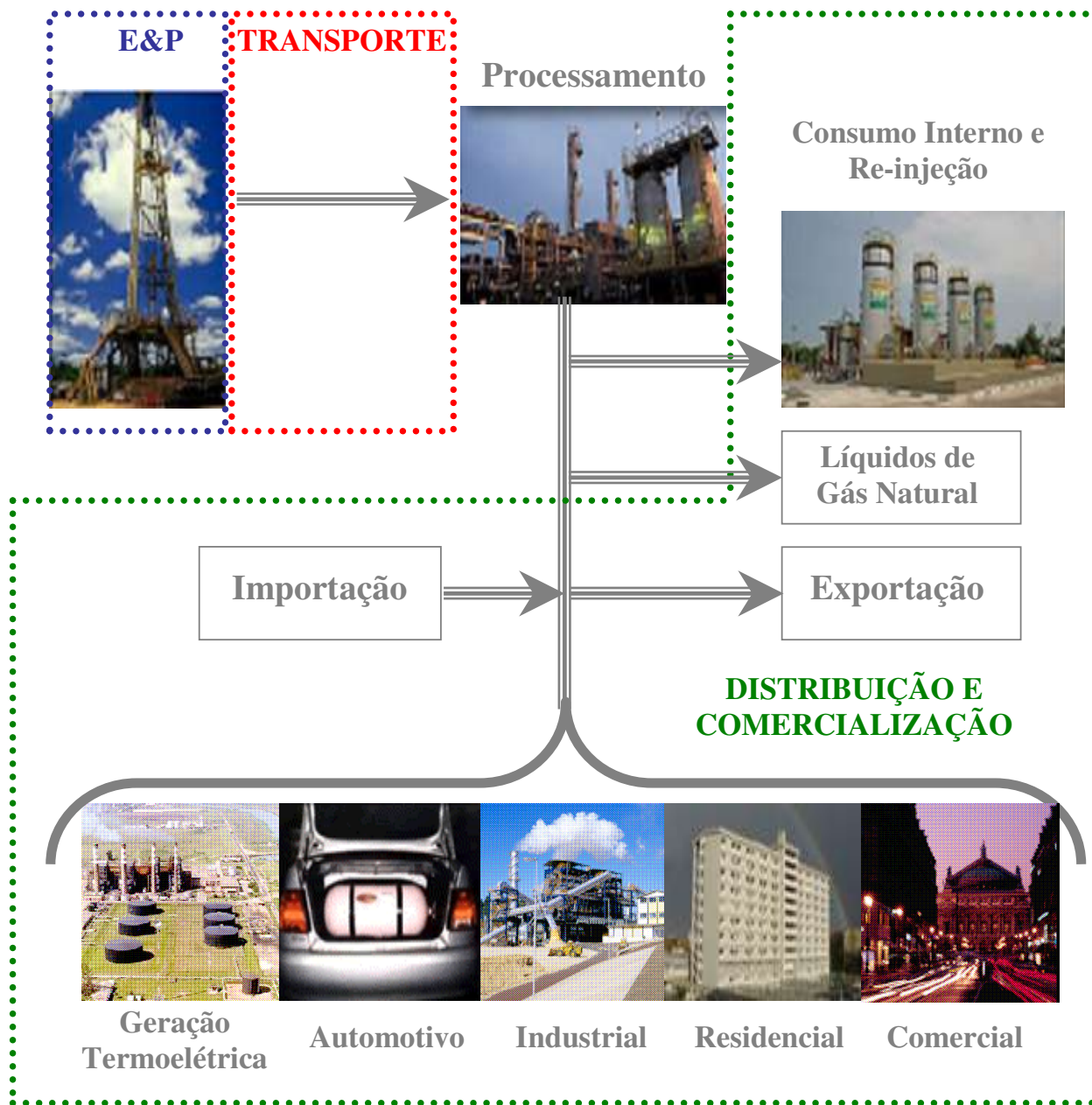


Figura 5. Atividades e segmentos envolvidos na cadeia do Gás Natural
 Fonte: Elaboração própria com base em dados da Petrobras (2007)

De acordo com Alonso (2004), os elos da cadeia produtiva do gás natural podem ser visualizados em dois grandes blocos: na Figura 6, a montante encontra-se o *upstream*, que abarca as fases de exploração e produção; e na Figura 7, a jusante a etapa de *downstream* que compreende as fases de processamento, transporte e distribuição.

A exploração e a produção do gás correspondem à atividade de extração do subsolo, podendo ser associada ou não à extração de petróleo (gás associado ou não associado), em poços terrestres ou marítimos. Enquanto o grupo seguinte congrega todas as etapas de processamento, que são realizadas com o gás natural após sua produção.



Figura 6. Upstream da cadeia produtiva do Gás Natural
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de ALONSO (1999)

O processamento de campo⁷ e o processamento em planta são fases anteriores ao transporte. Um transporte preliminar realizado no campo de produção ou na plataforma de modo a retirar frações pesadas do gás natural (é o caso dos campos de gás associado). O transporte, por sua vez, pode se realizar sob a forma criogênica ou por gasodutos, os quais encaminham o gás para as estações de recompressão mais próximas no caso dos campos *offshore*.

⁷ É um processamento preliminar, realizado no campo de produção ou na plataforma de modo a retirar frações pesadas do gás natural (caso dos campos de gás associado).

O transporte desloca o gás através de gasodutos de grande diâmetro desde os campos de produção até o *city gate*. O *city gate* é o ponto de interconexão entre os gasodutos de transporte e distribuição estadual, onde há estações de redução de pressão e medição de gás para garantir o fornecimento das distribuidoras. Neste ponto, o gás deve atender aos padrões rígidos de especificações e quando necessário, deverá também estar odorizado para ser detectado facilmente em caso de vazamentos.

Após esta válvula, tem-se a distribuição, ou seja, o deslocamento do gás feito no interior das metrópoles até chegar aos consumidores finais, ou para atendimento aos clientes industriais na periferia das cidades. As atividades destes grupos também dizem respeito ao *downstream*.

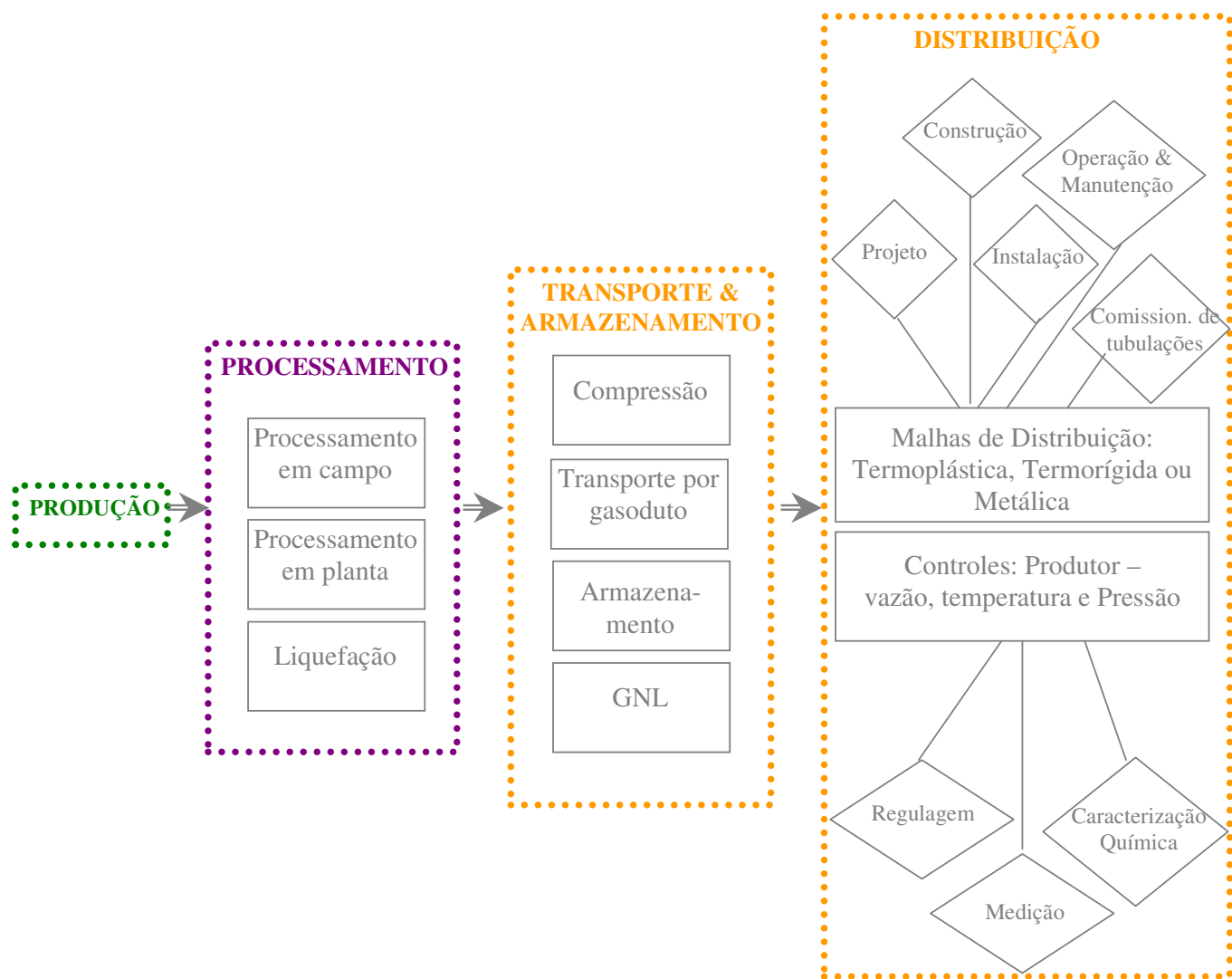


Figura 7. Downstream da cadeia produtiva do Gás Natural
 Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de ALONSO (1999)

Dado que grande parte dos investimentos requeridos estão associados aos custos de transporte e distribuição, cabe destacar o quão determinantes são essas atividades em relação ao custo do gás natural. Quanto mais distante o ponto de consumo do gás de sua fonte, maior o custo do produto ao usuário final. Daí o destaque no preço final do gás ao consumidor, onde os encargos de transporte correspondem à cerca de 50%. A

infra-estrutura é responsável por, em média, 2/3 dos custos totais do gás fornecido aos consumidores.

Embora as operações na indústria de gás possam ser distinguidas nas etapas expostas acima, existe uma grande interdependência entre os processos, sobretudo quando se faz menção à estrutura regulamentar.

1.6 Regulação do gás natural

A exploração, produção e transporte de Gás Natural são atividades reguladas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP por força da Constituição Federal de 1988 e da Lei 9478/97, a chamada Lei do Petróleo. Enquanto isso, a distribuição de gás canalizado é de competência dos estados que a delegam às Agências Reguladoras, para exploração dos serviços locais de Gás Canalizado seja diretamente ou mediante concessão. O padrão de regulação do gás natural *sui generis* realizado no Brasil está esquematizado na Figura 8.

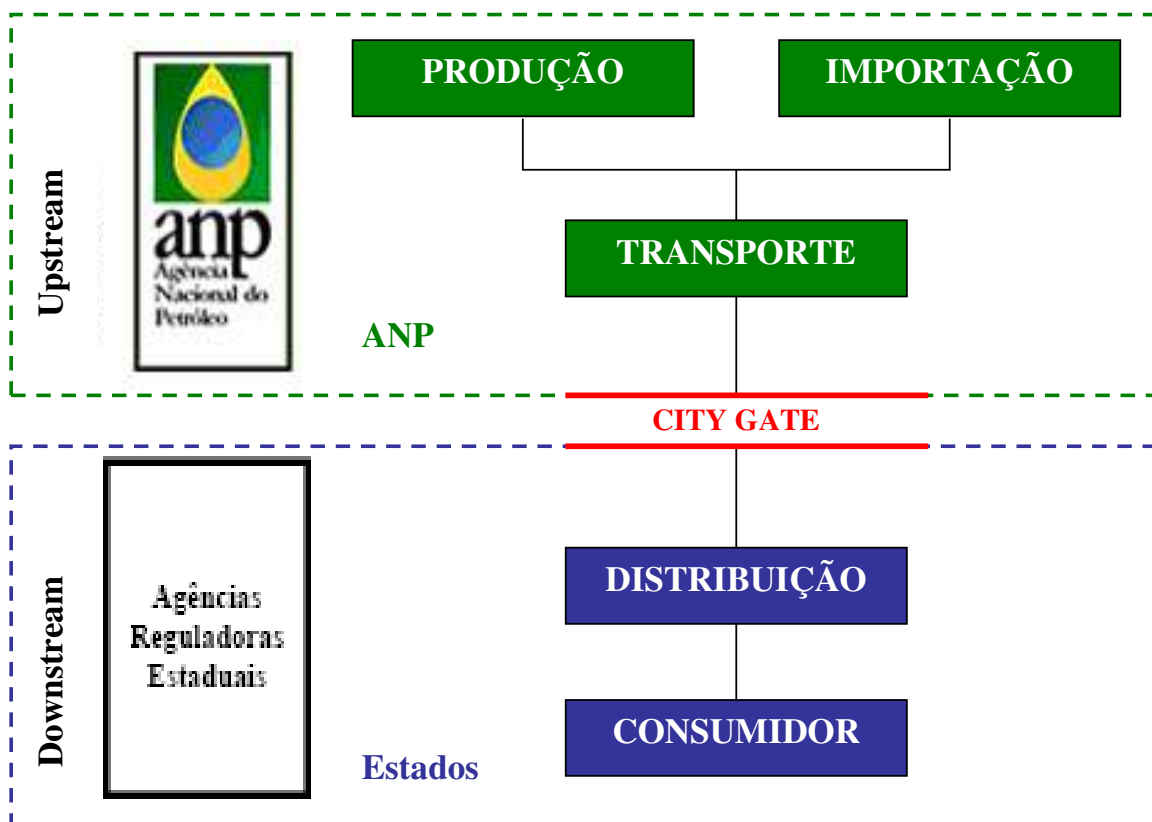


Figura 8. Sistema padrão de regulação das atividades da indústria de gás natural
 Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2006b)

Os aspectos regulatórios da indústria de gás natural no Brasil anteriores ao novo modelo são descritos segundo o professor José Cesário Cecchi (ANP, 2001):

No contexto precedente, a presença do Estado nos setores de infra-estrutura ocorria fortemente apoiada na ação empresarial. Em função de tal modelo, prevaleceu até recentemente uma determinada hierarquia no uso dos instrumentos de regulação econômica (latu sensu): muito da regulação setorial ocorria internamente nas empresas estatais e o papel da concorrência, como instrumento de regulação econômica, era relativamente pequeno.

Há grande influência da questão ambiental na avaliação de projetos ligados à indústria energética. O maior complicador é a existência de falhas de mercado, que resultam de assimetrias informacionais, indivisibilidades,

externalidades, comportamento de conluio, economias de escala e escopo (TOLMASQUIM et al., 2004).

Entre os segmentos da cadeia produtiva desta indústria, algumas atividades são potencialmente concorrenciais e outras são naturalmente monopólicas. Em atividades de E&P, é possível introduzir distintos agentes de forma que participem de um processo competitivo – são assim, atividades potencialmente concorrenciais. Já as atividades de transporte e distribuição garantem à indústria o caráter de “rede”, com elevados custos de constituição das redes de gasodutos o que na maioria das vezes, torna o fornecimento por um só produtor a solução econômica mais viável. Isso significa que a atividade é um monopólio natural.

No uso da assimetria de informações é evidente que os consumidores e os reguladores, por exemplo, dificilmente serão informações exatas a cerca de condições de preços, da ocupação dos dutos, ou de qualidade do produto. Microeconomicamente, a captura do consumidor se dá em razão, por um lado, do custo marginal de prover o consumidor que tende a zero, e que por outro lado, uma vez disponibilizado, tem um benefício que tende ao infinito.

Com o surgimento do monopólio, as dificuldades de regulação são inúmeras. A permanente ameaça de abuso de poder por parte dos detentores dos monopólios nas atividades de transporte e distribuição exige uma regulação atuante. O estabelecimento de marcos jurídicos adequados pode impedir o exercício deste abuso de poder. A consolidação da indústria sob novas bases envolve a decisiva atuação do Estado e só assim ocorrerá a

entrada de novos produtores, transportadores e distribuidores. Uma situação bem diferente da observada ainda hoje.

A sugestão preconizada por alguns autores pode ser aplicável à realidade brasileira e está sendo cogitada nos planos da nova política energética:

As particularidades do gás natural sugerem que esta fonte de energia mereceria uma legislação específica e distinta daquela hoje existente para o petróleo, principalmente em razão da estrutura de sua oferta, caracterizada pela dependência como um monopólio natural⁸. Tanto a montante da cadeia de realização de seu valor, quanto a jusante, o menor custo médio mínimo é atingido com apenas uma empresa, seja porque o direito de lavra cabe a um só produtor, seja porque o seu transporte é feito por redes de gasodutos e esta é uma atividade de natureza fortemente indivisível (ANP, 2004a).

De acordo com Pinto Jr. e Krause (1998) a introdução de forças de mercado (concorrência) pode ser feita através da separação contábil e até mesmo societária de serviços de transporte das atividades de produção e comercialização do gás (quebra da integração vertical). A reforma do setor de gás natural foi observada em vários países durante a década de 1990. No Brasil, no entanto, a reforma do setor petrolífero foi bastante tímida no que toca o gás natural.

No Brasil, a falta de regras claras, a indefinição quanto ao poder discricionário da ANP e as freqüentes mudanças trazem incertezas consideráveis ao ambiente de negócios no setor de gás natural. A dificuldade

⁸ O monopólio natural está ligado ao tamanho do mercado em relação ao tamanho (ou escala) mínimo de eficiência da firma. Ele ocorre quando existe sub-aditividade na função de custos. Neste caso, o mercado não comporta um grande número de firmas operando em escala e escopo eficientes, e ocorrem barreiras à entrada em função do elevado montante de investimentos necessário (ANP, 2002c).

de compatibilizar as políticas no plano nacional e estadual para o setor de gás natural é outro elemento que entrava a consolidação da indústria.

1.6.1 – Política econômica atual

Entre 1995 e 1998, como parte de um programa maior de reforma do Estado brasileiro, o setor de petróleo e gás natural passou por mudanças em sua estrutura institucional. Quase dez anos depois, o governo permanece na busca do aumento da taxa de investimento da economia brasileira e da recuperação da infra-estrutura do país. Em janeiro de 2007, o governo Lula lançou o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). As ações e metas do PAC estão organizadas em um amplo conjunto de investimentos em infra-estrutura e de medidas de incentivo e facilitação do investimento privado.

O PAC é um programa de investimentos nos moldes que o país sempre conheceu. Na época do regime militar eram os Planos Nacionais de Desenvolvimento e, mais recentemente, no segundo mandato de Fernando Henrique Cardoso foi o programa chamado Avança Brasil.

Segundo o atual governo, todas as ações e medidas incluídas no PAC foram definidas de modo a compatibilizar a aplicação dos recursos com a manutenção da responsabilidade fiscal e a continuidade da redução gradual da relação dívida do setor público / PIB nos próximos anos. Em outros termos, é um programa que mantém as conquistas macroeconômicas obtidas no primeiro mandato do governo Lula.

A aceleração do crescimento proporcionada pelo aumento do investimento, junto com a redução da taxa básica de juros projetada para os

próximos anos, possibilitará reduzir a relação dívida do setor público/PIB para cerca de 40% até 2010 (Tabela 3). Assim, o PAC não comprovava as metas fiscais.

PLANEJAMENTO DO PAC	2007	2008	2009	2010
<i>Taxa SELIC nominal</i>	12,2%	11,4%	10,5%	10,1%
<i>Taxa de Inflação</i>	4,1%	4,5%	4,5%	4,5%
<i>Taxa de Crescimento Real do PIB</i>	4,5%	5,0%	5,0%	5,0%
<i>Resultado Primário⁹ em % do PIB</i>	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
<i>PPI¹⁰ em % do PIB</i>	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
<i>Resultado Nominal¹¹ em % do PIB</i>	-1,9%	-1,2%	-0,6%	-0,2%
<i>Dívida Líquida do Setor Público em % do PIB</i>	48,3%	45,8%	40,9%	39,7%

Tabela 3. Planejamento de tarifas básicas previstas no PAC
Fonte: Ministério da Fazenda (2007)

A expansão do investimento em infra-estrutura é condição fundamental para a aceleração do desenvolvimento sustentável no Brasil. Dessa forma, o país poderá superar os gargalos da economia e estimular o aumento da produtividade e a diminuição das desigualdades regionais e sociais.

⁹ Este avalia o comportamento fiscal do governo e o respeito aos seus limites orçamentários. O resultado primário positivo combinado a uma carga de juros menor possibilita redução da relação dívida/PIB.

¹⁰ Projeto piloto de investimento (PPI) lançado em 2005 visa implantar rigorosidade nos processo seletivo dos projetos, que geram riqueza e valor, são admitidos auxiliando o equilíbrio das contas públicas.

¹¹ No conceito "abaixo da linha" considera a variação do saldo devedor da dívida pública. Quando o resultado for negativo, significa diminuição do saldo devedor da dívida consolidada, se positivo, a dívida aumentou.

Além disso, reconhece a importância dos aspectos regulatórios e o relativo atraso do país nessa matéria. O estabelecimento de um marco legal para as agências reguladoras é parte relevante do PAC. A autonomia e a transparência das agências reguladoras, a ação destas com os órgãos de defesa da concorrência, a eficiência de autorizações e de resoluções emanadas da agência são imprescindíveis para se criar um ambiente favorável aos investimentos privados.

Outro ponto importante é o destaque concedido à aprovação da Lei do Gás Natural. Após uma década de retardo, é dada seqüência às transformações da indústria de óleo e gás (O&G) no Brasil criadas em 1995. A Lei do Petróleo reserva espaço secundário à regulação do gás como já foi mencionado. É necessário definir as condições para acesso aos gasodutos de transporte, as regras para fixação das tarifas desse serviço, os instrumentos para coordenação da expansão da infra-estrutura e as prioridades quanto ao uso.

2. Histórico do Gás Natural

Em linhas gerais, a viabilidade econômica dos projetos *offshore* só ocorreu após os sucessivos choques do preço do petróleo no mercado internacional ocorridos nos anos 70. Nos dois casos, países produtores restringiram a oferta e ocorreu a conseqüente alta dos preços. A partir deste momento, as grandes companhias petrolíferas internacionais foram buscar petróleo não somente em bacias sedimentares submersas, a profundidades crescentes, mas também em outras regiões inóspitas, como regiões geladas e florestas densas.

O gás natural foi aquele energético que mais ganhou espaço nas últimas três décadas no cenário internacional. Embora em ritmo menor, sua participação deverá ainda crescer nos próximos dez anos. Neste sentido, a fim de reduzir a participação do petróleo e do carvão na matriz energética mundial, o gás natural continuará sendo uma fonte fundamental.

No Brasil, o gás natural foi sempre marginal porque foi descoberto associado ao petróleo. Foi assim, primeiro insumo de produção e subproduto, quando não era queimado por não encontrar aproveitamento. Durante a década de 90, foram introduzidas importantes mudanças no setor energético brasileiro e uma política energética no sentido da adoção do gás natural. Pela primeira vez, obteve resultados.

2.1 Gás para geração de energia

O recente aproveitamento do gás natural como insumo energético tem como finalidade básica promover a expansão da capacidade instalada de

geração de energia elétrica no país. Depois da década de 70, este uso energético amplia gradativamente a sua participação no mercado mundial. Diversificação de fontes, localização próxima ao consumo das plantas industriais, flexibilidade em ligar e operar e menor impacto ambiental explicam o crescimento da geração de energia elétrica a partir do gás natural nos países industrializados.

O espectro de aplicações para o gás natural apenas no que diz respeito a energia é bem largo e pode ser verificado na Figura 9. O gás natural pode abastecer as centrais térmicas de pequeno à grande porte e atender também a demanda comercial de shopping centers, hotéis e complexos esportivos.



Figura 9. Elo de produtos finais para geração de energia a partir do Gás Natural
Fonte: ALONSO (1999)

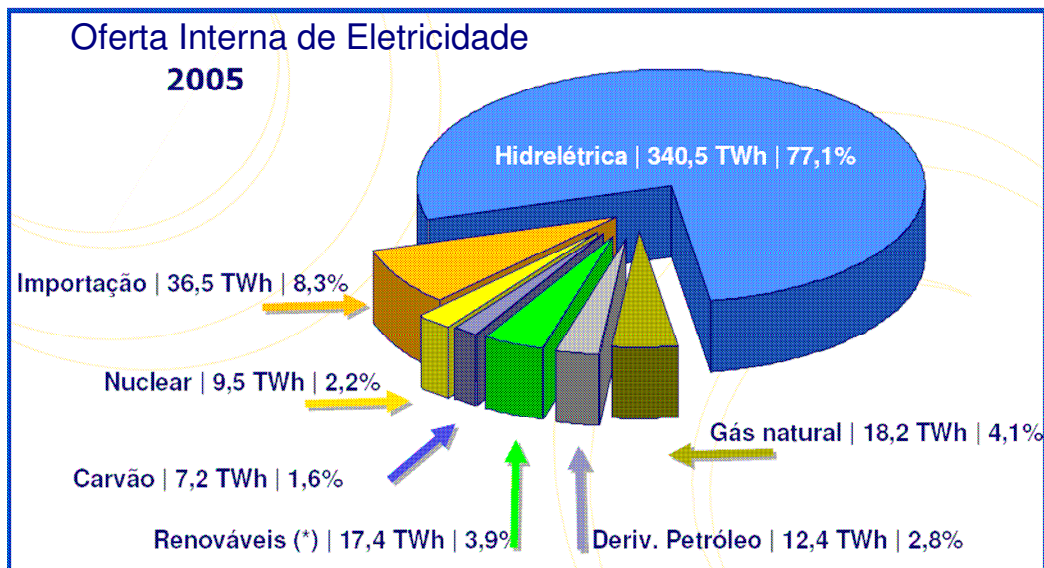
As principais aplicações dizem respeito à queima do gás em motores turbinas para acionamento de geradores elétricos e aos sistemas de cogeração¹². A eficiência obtida com as novas tecnologias e os fatores ambientais fazem com que grande parte do incremento da capacidade de geração térmica deixasse de ser a base de carvão, ou nuclear, para serem primordialmente abastecidas a gás. Há dois ou três anos apenas, que se fala na recuperação, tanto dos investimentos em novas usinas a carvão quanto da construção de usinas nucleares.

A eficiência obtida com as novas tecnologias fez com que grande parte do incremento da capacidade de geração térmica deixasse de ser a base de carvão ou nuclear para serem primordialmente abastecidas a gás. Por isso, ao contrário do quadro dos anos 90, o gás natural é a fonte de maior participação na geração termelétrica. Há dois ou três anos apenas que se fala na recuperação tanto dos investimentos em novas usinas a carvão ou nucleares.

Com o ingresso de novas fontes para geração de energia, a oferta interna de eletricidade tem se diversificado bastante nos últimos anos. Apesar das restrições ambientais, a energia proveniente das hidroelétricas ainda é dominante e representa 77,1% do total ofertado. Carvão e nuclear têm sua participação restrita a menos de 4%, enquanto a gás natural ultrapassou este percentual com tendência a ampliá-lo. Assim como no caso do gás, incentivos às fontes de energia renováveis também têm feito crescer sua participação na

¹² Sistemas caracterizados pela utilização dos efluentes térmicos das máquinas para geração de vapor.

oferta interna, e hoje, fornece 17,4 TWh dos 441,7 TWh oferecidos atualmente no Brasil como se pode visualizar na Figura 10.



(*) inclui biomassa, eólica e outras renováveis não convencionais
Figura 10. Distribuição da oferta interna de eletricidade por fontes energéticas
Fonte: EPE (2006)

2.2 O crescimento internacional após a década de 1970

Pode-se considerar a indústria do gás incipiente no mundo até o início da década de 1970. Deste quadro ressaltam-se os países onde a sua existência era, conhecida há muito e as reservas eram abundantes como no caso dos EUA, da União Soviética (atual Rússia) e da Argentina.

Na Europa, o crescimento ocorreu quando foi assegurado o abastecimento. Primeiro a partir da descoberta do campo de gás natural de Groningen (na Holanda), ocorrido em 1959. Depois com o início da importação da Argélia de GNL. Mais tarde Noruega, Inglaterra e Rússia se tornaram os principais fornecedores do mercado europeu. Em termos de distribuição da oferta, o gás natural é menos concentrado que o petróleo.

Com as grandes descobertas de gás natural na Sibéria, a partir de 1960, a Rússia transformou-se no maior produtor, exportador e consumidor mundial do energético. Nos dias atuais, a maior reserva provada continua sendo da Rússia, com 27% do total mundial, seguido pelo Irã (15%) e Qatar (14%). Garante-se assim, a superioridade em reservas provadas das regiões Europa&Eurásia e Oriente Médio que ocupam juntos quase 80% do total mundial e pode ser comprovada a seguir (Figura 11):

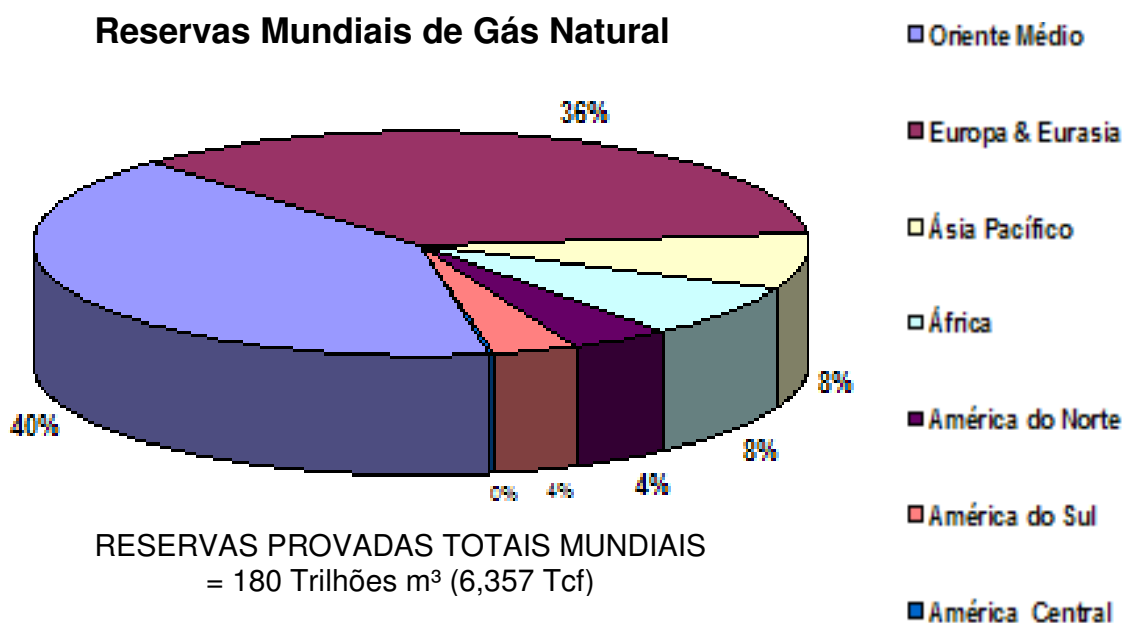


Figura 11. Distribuição das Reservas Mundiais de Gás Natural por regiões
Fonte: BP Statistical Review (2005)

Na América Latina, as maiores reservas, estão localizada na Venezuela (2,4%) e na Bolívia (0,7%). O Brasil possui apenas 0,2% do total das reservas provadas de gás natural no mundo. A Argentina, uma das pioneiras sul-americanas do gás conta com 0,5% das reservas. Na América do Sul, elas totalizam mais de 6 trilhões de metros cúbicos, ou seja, aproximadamente 4% do total mundial.

A reduzida participação reflete em grande parte uma atividade exploratória na busca de gás bastante tímida na região e, isso, mesmo naqueles países com grandes reservas como Argentina e Bolívia. Disparadamente, a Venezuela é a maior potência na América Latina como se verifica por sua enorme participação (cerca de 66% do total na América do Sul) no gráfico (Figura 12) mas, por enquanto aproveita pouco o seu gás natural.

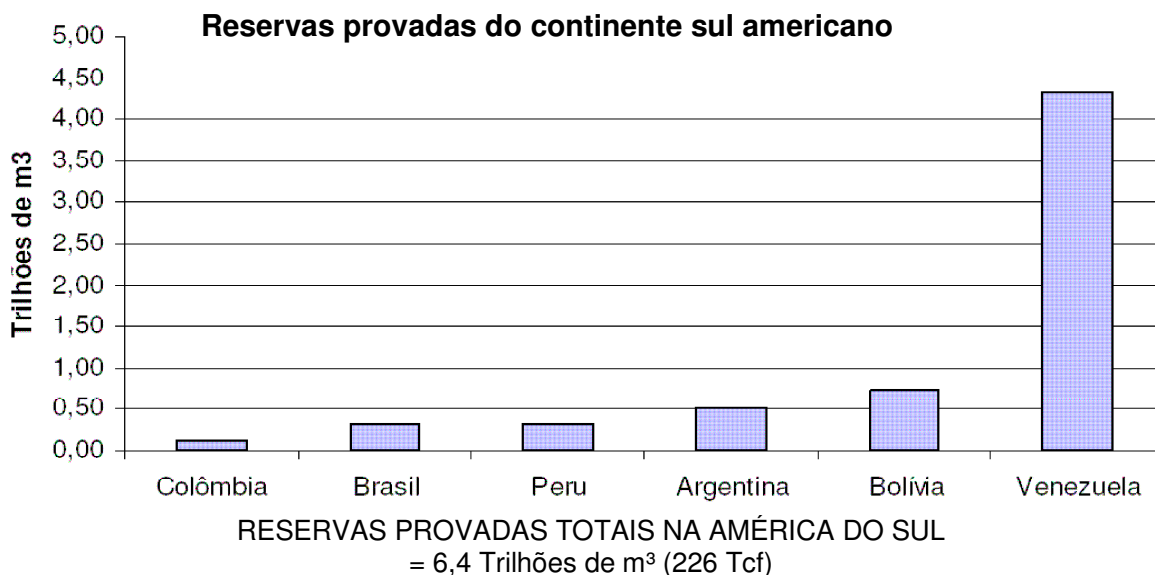


Figura 12. Distribuição das Reservas provadas de Gás Natural por países da América do Sul
Fonte: BP Statistical Review (2005)

Ocorridos em 1973 e em 1979, os choques petrolíferos afetaram drasticamente a economia mundial e elevaram os preços o que provocou a recessão. A mudança dos preços relativos acabou beneficiando o gás natural, cujos negócios são baseados em contratos de longo termo e com preços mais rígidos. A segurança do abastecimento energético, além do seu encarecimento, também favorecia o gás natural na medida em que permitia a diversificação das fontes.

O Japão, durante a década de 60 montara uma cadeia de abastecimento apoiada em importações de GNL. Os eventos da década de 70

só vieram para reforçar a estratégia nipônica de assentar a geração elétrica em plantas movidas a gás natural. Hoje, a internacionalização do comércio do gás natural depende, em muito, do sucesso da cadeia de transporte GNL.

2.3 Infra-estrutura de Transporte e Comércio Internacional do Gás Natural

A Rússia conta com mais de 30% das reservas hoje conhecidas, e outros 25% estão no Irã e Qatar, que dividem um gigantesco campo (BP, 2005). Além disso, as reservas estão em locais remotos ou afastados dos grandes centros de consumo mundial. E no transporte que o gás natural perde comparativamente para o petróleo. Acessar as reservas via gasodutos, algumas vezes é técnica e economicamente impossível.

O GNL, obtido pelo resfriamento do gás natural a -162°C , surgiu como solução comercial para estes problemas na metade da década de 1960, a partir de uma unidade de liquefação na Argélia, e instalações de regaseificação na França e Estados Unidos. Mas, foi no Japão, como informa Yergin e Stoppard (2003) em *The Next Prize*, que o GNL se firmou.

Por sua situação geográfica, e pelo desejo do governo nipônico de reduzir sua dependência dos fornecedores de petróleo do Oriente Médio, o GNL foi alvo de uma consolidação no país desde 1973, com diversificação das fontes produtoras (Austrália, Indonésia, Malásia, Qatar, Brunei). Contratos de longo prazo foram feitos objetivando o que é chamado "LNG paradigm" (o paradigma do GNL), uma série de procedimentos que vinculam produtores, transportadores e consumidores em cada passo da cadeia produtiva. A forte regulamentação do comércio de GNL no oriente e na Europa reflete os enormes capitais que são exigidos pelas instalações de liquefação, navios especiais e unidades de regaseificação.

O comércio internacional de gás natural sofreu com o elevado custo do transporte comparativamente ao petróleo. Na Europa, foi somente após o gasoduto Transiberiano que a Rússia assume sua posição preeminente e a dependência só foi atenuada graças às importações oriundas da Noruega e do Norte da África através de imensos gasodutos submarinos.

A experiência brasileira corrobora o observado no exterior. Foi somente após a construção do gasoduto Brasil-Bolívia que o gás natural pode mudar seu papel na matriz energética. O acesso às reservas só se faz através de gigantescas obras de engenharia – os gasodutos.

3. O desenvolvimento da Indústria Gasífera Brasileira

Quando se analisa a questão brasileira, observam-se condições muito diferentes relativas ao histórico da indústria energética e à evolução da matriz energética. O petróleo sempre teve participação expressiva no Balanço Energético Nacional (BEN) e conseqüentemente na balança comercial, haja vista a condição de país importador¹³. Porém, até a década de 90, não se havia ainda esgotado o potencial de exploração dos recursos hidráulicos e centenas de projetos para exploração de hidroeletricidade apresentavam-se a um custo aceitável.

Por este motivo, o esforço para reduzir a dependência externa de petróleo no Brasil foi tardio. A economia brasileira entrou em recessão e a demanda de óleo combustível foi contida pelo fechamento das termoelétricas e pelo incentivo à substituição dos derivados por energéticos viáveis economicamente naquele momento após o segundo choque. Neste cenário, o gás destaca-se e é impulsionado apropriadamente.

3.1 A questão regulatória

Apesar da distância entre a realidade e o objetivo pretendido, o governo procurou criar condições mínimas para gradualmente regular o setor, separar os elos mais importantes da cadeia em mercados distintos e, assim, atrair os novos participantes. De qualquer forma, quase dez anos após as primeiras mudanças, a estatal sustenta-se como o principal operador e líder na indústria nacional de gás natural.

¹³ Embora este seja o ano de declaração da auto-suficiência em produção de petróleo nacional, determinados derivados ainda devem ser importados, pois a quantidade processada é insuficiente para suprir a demanda do mercado nacional.

A estatal Petrobras detinha, de fato, uma participação dominante no setor de gás e petróleo e manteve-se legalmente monopolista até a Emenda Constitucional nº 09, de 1995 na qual se situou o fim do monopólio institucional exercido pela Petrobras no setor de hidrocarbonetos e a posterior promulgação da chamada Lei do Petróleo, a lei nº. 9478 de seis de agosto de 1997 (FERNANDES, 2000).

A presente situação reflete os paradoxos do país em matéria energética: embora a empresa estatal do setor – por sinal a maior do país – detenha uma posição monopolista evidente, a Lei do Petróleo propõe a livre negociação de preços aplicável igualmente ao gás natural. Não se garante, no entanto, um ambiente de mercado razoavelmente concorrencial com a entrada de novos agentes na indústria.

3.2 Descobertas iniciais no nordeste brasileiro

As primeiras descobertas de gás natural no Brasil se deram na região Nordeste. Na Bahia, desde a década de 50, ele possibilitou o surgimento da petroquímica local. Já em 1959, registrou-se uma produção de 1 milhão de m³.

Após 10 anos, na Bahia atingia-se o pico de 3 milhões de m³ de gás natural. Conquanto significativa, a evolução ficou limitada ao estado, uma vez que os demais estados do Nordeste não tinham reservas desenvolvidas para seguir o mesmo caminho.

O fortalecimento das atividades da cadeia de gás ocorreu na década de 70 com o desenvolvimento dos primeiros campos de Sergipe e Alagoas, e

posteriormente, no Rio Grande do Norte. Formou-se então, um segundo pólo de utilização de gás natural no Nordeste. Atualmente, o gás é produzido em diversos estados da região Bahia, Alagoas, Sergipe, Rio Grande do Norte e Ceará.

Apesar deste início no Nordeste, a introdução do gás natural em larga escala no Brasil só ocorrera bem posteriormente. As jazidas brasileiras descobertas eram pequenas, associadas ao petróleo e a importação nem cogitada era.

Além de ser uma fonte recente no país, o uso do gás esteve localizado quase que exclusivamente na Bahia e a produção em todo resto do território nacional era insignificante. A partir da metade da década de 80 se inicia uma segunda fase da história do gás natural no Brasil. Nesta época, a produção da Bacia de Campos ultrapassou a produção do Recôncavo Baiano.

A proximidade com os maiores centros industriais brasileiros e aos grandes consumidores foi o impulso para a nova fonte de energia ser introduzida no Sudeste. Era imprescindível tirar a conotação regional que prevalecia até então, mesmo que as reservas descobertas também fossem de gás associado ao petróleo.

3.3 O foco em gás natural na costa do Sudeste

A situação internacional crítica, nos meados de 1970, tornava urgente a descoberta de reservas próprias. A sorte da Petrobras começaria a mudar quando um aprofundamento na perfuração do poço 1-RJS-7 revelou

bons indícios de óleo, e finalmente, a perfuração do poço 1-RJS-9A, em lâmina de água de 124 metros em 1974, constatou os primeiros indícios de gás.

Para tal fato, elaborou medidas destinadas a superar as dificuldades de suprimento energético surgidas nos últimos anos. Tomou a iniciativa de intensificar seus estudos e levantamentos de exploração na plataforma continental brasileira para além do Recôncavo Baiano.

Esta descoberta deu origem ao Campo de Garoupa, que produz óleo e gás natural até hoje. Escrevia-se, naquele momento, um importante capítulo da história que levaria a Petrobras à condição de pioneira mundial em exploração e produção em águas profundas e a Bacia de Campos a ser líder de fornecimento de petróleo consumido no país.

Os contratos de risco assinados entre 1976 e 1988, foram uma resposta a necessidade de ampliar as buscas por óleo e gás em outras bacias sedimentares. Na Bacia de Santos, o resultado foi a descoberta do campo de Merluza pela Shell/Pecten em 1988 e o começo da operação em 1993 com a Petrobras. Hoje, são extraídos 1,2 milhões de m³/dia de gás e 1.600 barris/dia de condensado.

A partir das rodadas de licitação da ANP, a Bacia de Santos se tornou o centro das atenções de várias petroleiras. Em 2000, bem antes da grande descoberta da Petrobras na Bacia de Santos – o campo de Mexilhão, que mudou o cenário do gás natural no país –, foi confirmada a descoberta de óleo leve (30º API) e gás natural, em reservatório abaixo de uma camada de 2.000 m de sal.

Contudo, essas descobertas não se refletiram imediata, nem proporcionalmente, em aumento da oferta interna. O aproveitamento do gás associado era ditado pela produção do petróleo como ocorria na Bacia de Campos e as reservas que continham exclusivamente gás, estavam longe dos campos de produção, o que gerava um custo de transporte muito elevado. O alto custo de acesso às reservas de gás não associado muitas vezes inviabilizou, ou pelo menos retardou, o seu aproveitamento.

3.4 Importação: última barreira à expansão da oferta

Na verdade, o Brasil se mostrou interessado no gás natural do país vizinho desde o início do século passado. As primeiras negociações para utilização das reservas da região do Grande Chaco, no território boliviano, foram realizadas em 1936. Quase dez anos atrás, o Brasil decidiu expandir a participação do gás natural boliviano na geração da energia produzida no país. A construção do gasoduto Brasil-Bolívia, um empreendimento de US\$ 1,8 bilhão, viabilizou a importação. A estatal brasileira possui 51% da empresa detentora do gasoduto.

Correa (2002) cita que:

A existência de países vizinhos detentores de grandes reservas que não tem um mercado interno que comporte os investimentos necessários para a exploração de suas reservas influenciam o comércio bilateral, através de acordos, tal como se realizou para a implantação do gasoduto Bolívia – Brasil.

A TBG atua desde 1998 e estabeleceu-se como a responsável pela operação deste no Brasil. O Gasbol é o maior gasoduto da América Latina e transporta gás natural proveniente da Bolívia desde a região Centro-Oeste até a região Sul do Brasil. Embora o país produza mais gás natural do que importe,

o combustível do país vizinho ganhou espaço no mercado brasileiro e atualmente o volume importado está próximo do volume produzido, criando uma dependência econômica e política não vislumbrada à época.

O crescimento da oferta por meio da importação apresenta-se contínuo, pois em 2000 o gás importado representou apenas 30%, dos 23,6 milhões de m³/dia comercializados internamente, enquanto em 2006, a parcela importada logo representou cerca de 50%, 26,8 milhões de metros cúbicos diários de gás natural da Bolívia do total de 53,9 milhões de m³/dia. A evolução dos volumes importados a cada ano segue abaixo.

Volume de Gás Natural Importado da Bolívia em mil m³/dia				
ANO	1º TRIMESTRE	2º TRIMESTRE	3º TRIMESTRE	4º TRIMESTRE
1999	-	-	1.736	2.573
2000	3.169	4.793	7.377	7.105
2001	7.822	9.489	10.994	11.985
2002	11.317	8.834	10.370	10.823
2003	11.898	13.789	13.900	15.732
2004	17.439	20.173	20.559	19.595
2005	21.228	21.965	23.564	23.981
2006	24.536	23.570	26.112	24.110
Atualização trimestral – última atualização em fevereiro de 2007				

Tabela 4. Evolução do volume de gás importado da Bolívia em milhões de m³/dia.
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2007)

A Tabela 4 mostra o rápido crescimento das importações. Para este ano, a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) prevê um volume de importação de 30 milhões m³/dia. Ainda assim, a importação não deve superar a produção nacional líquida, já que o governo brasileiro pretende aumentá-la dos atuais 24,1 milhões para 38,6 milhões m³/dia¹⁴.

A ligação entre a operação dos gasodutos e a ampliação da oferta de gás é absoluta. Sem a ampliação possibilitada pelo Gasbol, o consumo do gás natural dificilmente teria deslançado. Foi possível dobrar o volume disponível

¹⁴ Fonte: Abegás (2006)

no país a um custo relativamente baixo, e assim, permitir que o gás natural quintuple sua participação relativa na matriz energética brasileira. Passando de 2% para quase 10% da energia primária, o gás natural deixa de ser marginal.

3.5 O imbróglio da distribuição é o gargalo do transporte

A distribuição de gás é uma atividade regulada por cada Estado, e pode, portanto, haver diferenças entre eles. A maioria deles possui uma única distribuidora monopolista, sob a figura de uma concessão. No Estado de São Paulo, há três distintas concessionárias de distribuição de gás natural, e no Estado do Rio de Janeiro há duas.

Foram algumas excessões, a grande dificuldade em permitir o desenvolvimento da rede dutoviária é a insuficiência de recursos próprios destas empresas. Estas empresas são em sua maioria pequenas e, não possuem caixa suficiente para se auto financiarem, disso, a participação proveniente do estado no controle das distribuidoras dá uma conotação política de gestão delas.

Portanto, incapazes de injetar recursos na expansão da malha dutoviária e, em muitos casos, sem condições de apresentar as contrapartidas requeridas pelos financiadores, essas distribuidoras são, antes, um entrave que um estímulo. Sem capacidade de fazer empréstimos para expandir a rede é impossível fazer crescer o consumo (ALMEIDA e PINTO JR, 2004).

Embora o mapa a seguir (Figura 13) mostre a existência de numerosas distribuidoras, em quase todo o país, essa perspectiva destoa da

realidade. Falta resolver o imbróglio que acarreta a separação da competência federal no transporte e estadual na distribuição, falta também definir a autoridade de agências reguladoras em segmentos, como vimos, caracterizados como monopólio natural. Falta, enfim, limitar o poder daquele que detém as redes de transporte ou distribuição.



Figura 13. Mapa de localização das concessionárias de distribuição de GN no Brasil em março/2006
Fonte: Abegás (2006)

O gargalo do transporte e o imbróglio da distribuição são o maior entrave ao crescimento da indústria. Hoje a infra-estrutura disponível de transporte aos consumidores finais do gás natural permanece subdesenvolvida. Mesmo se houvesse disponibilidade ilimitada de gás natural na produção e importação, não haveria como transportar e distribuir o gás natural.

Hoje, a infra-estrutura disponível de transporte aos consumidores finais do gás natural permanece subdesenvolvida. O consumo brasileiro de gás

per capita é baixo (30 m³/ano) quando comparado aos mercados argentinos já maduros, aonde o consumo per capita chega a 580 m³/ano, como mostram Almeida e Oliveira (2000).

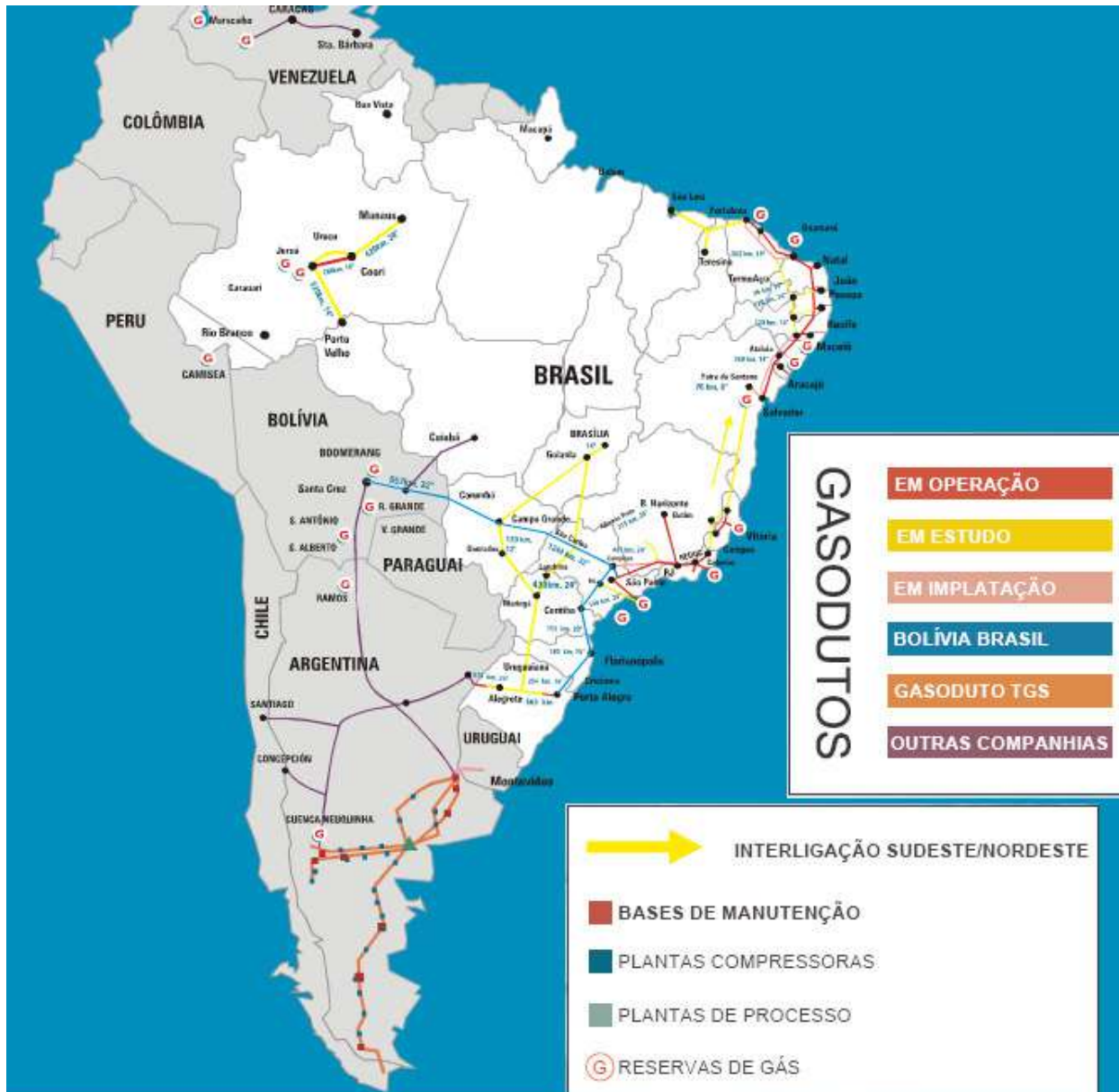


Figura 14. Mapa das malhas de distribuição do gás natural atual e projetos de expansão
 Fonte: Petrobras (2007)

No mapa precedente (Figura 14) pode-se notar a falta de densidade da malha de transporte em termos nacionais – e a concentração das linhas em alguns estados do país. A importância do custo de transporte e, portanto, a

questão da localização está refletida no mapa. Nas áreas do Sudeste, a infraestrutura de dutos já existe. Observe que elas são próximas aos novos e estratégicos poços em desenvolvimento na Bacia de Santos, Campos e Capixaba nos quais há investimentos significativos e planejamento de expansão das malhas para os próximos anos.

4. Capacidade produtiva e conjuntura atual da indústria do gás

As principais regiões produtoras de gás natural offshore são situadas no mar – e estão localizadas no Litoral do Nordeste e na costa do Sudeste. Nesta região como verificamos, primeiro foram descobertas as reservas com gás associado e em seguida na Bacia de Campos. Posteriormente, no litoral paulista na Bacia de Santos onde o gás encontrado não está associado ao petróleo.

O aproveitamento dessas reservas, as quais localizadas próximas ao maior centro industrial do continente latino americano, ocorreu gradativamente. À introdução do gás no estado do Rio de Janeiro seguiu-se a expansão em São Paulo e, depois, chegou também ao estado de Minas Gerais.

4.1 Uma produção crescente

Na curva de produção de gás natural, pode-se notar uma alta correlação com a produção nacional de petróleo. A maior parte do gás existente no país 76% ainda é do tipo associado ao petróleo, o que faz com que as reservas e sua extensão sejam influenciadas pela produção do petróleo. Os gráficos de produção e de recursos e reservas provadas nacionais são elucidativos quanto a este ponto (Figura 15 e Figura 16).

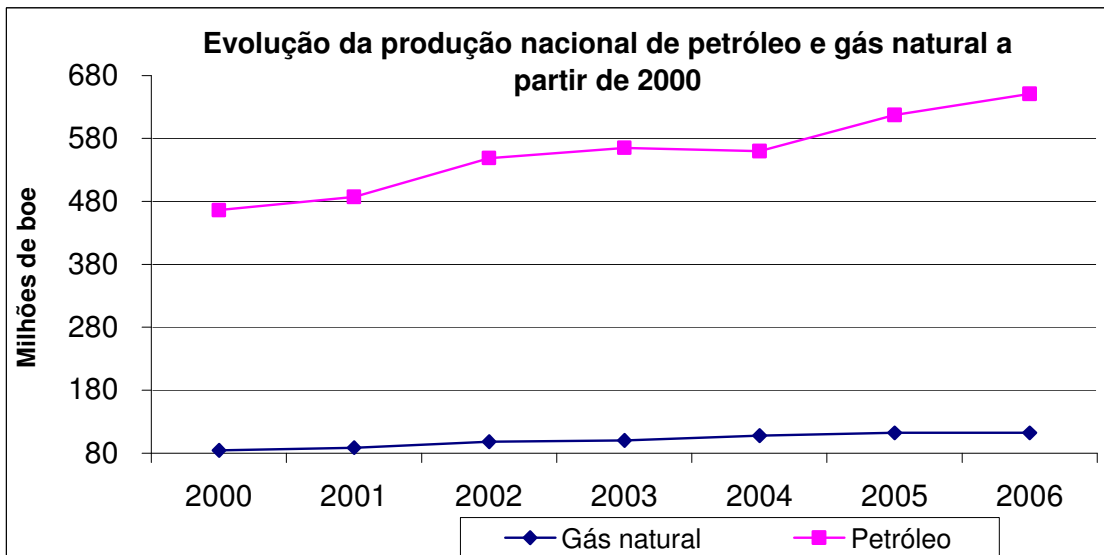


Figura 15. Comparativo entre a produção de petróleo e de gás natural no período de 2000-2006
 Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2007)

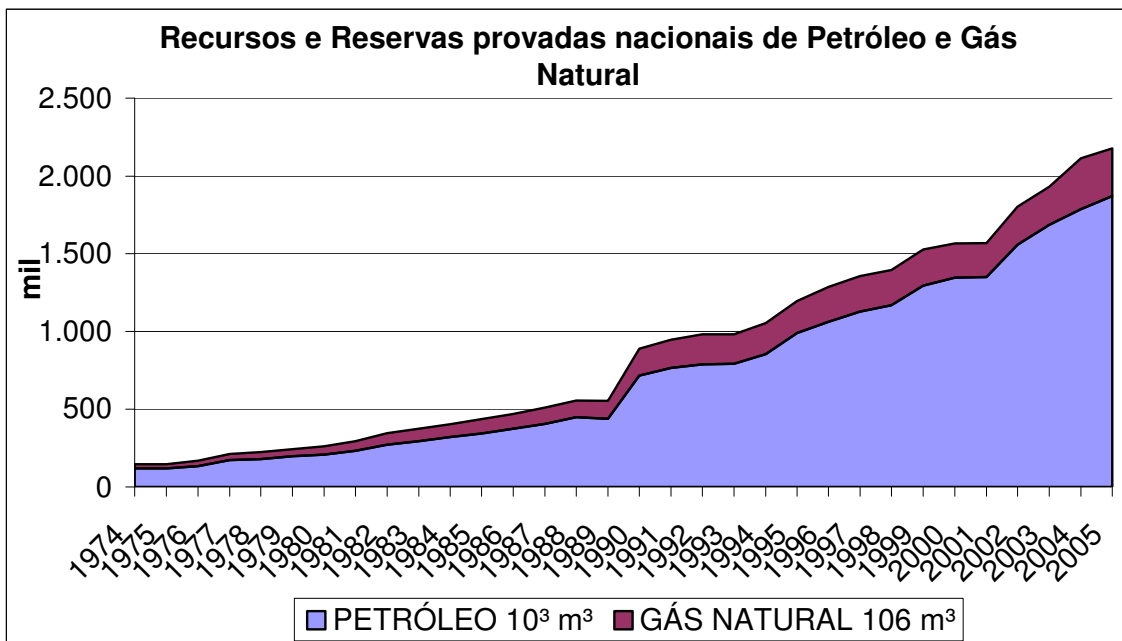


Figura 16. Evolução comparativa de recursos e reservas provadas entre petróleo e gás natural
 Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2007)

Verifica-se que, entre 2000 e 2006, a produção de petróleo cresceu 39% e a de gás 34%. Observa-se também que o gás natural ainda está muito aquém do petróleo. Seja em termos de reserva, seja em termos de produção. O crescimento relativo das reservas de gás frente ao óleo é um fenômeno recente.

Além disso, a grande reserva do gás natural não associado em terra descoberta no Brasil até agora ocorreu no campo de Urucu e de Juruá. No meio da floresta amazônica, de quase impossível acesso e cujo aproveitamento espera, ainda hoje, a conclusão do gasoduto que levará o gás natural até Manaus.

No último surto de crescimento, como mostra a Figura 17, a produção de gás não associado cresceu e foi ampliada cerca de três vezes. A sua crescente participação no mercado é um novo marco para a indústria no país. A partir da década de 1990, é cada vez mais freqüente (porque viável economicamente) o aproveitamento de reserva de gás natural associado, mesmo que em mar. O gás natural por si justifica o investimento, mesmo com o sobrecusto de ser somente gás.

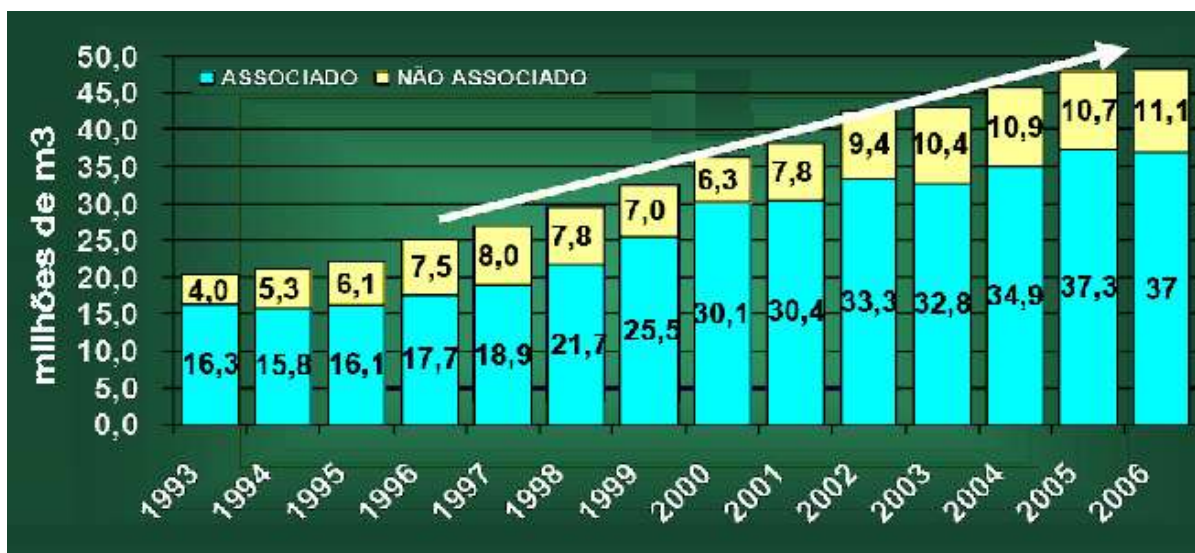


Figura 17. Comparativo de crescimento da produção nacional de gás associado e gás não associado
Fonte: Petrobras (2007)

4.2 O incremento da demanda

Em termos domésticos, o gás natural enfrenta forte concorrência em especial com a eletricidade e na forma de substituto do GLP, para fogões de

cozinha. Como gás canalizado residencial, o gás natural é forte apenas na cidade de São Paulo e Rio de Janeiro. Em todo o resto do país, o gás de cozinha é abastecido por botijões de GLP. A possibilidade de crescimento depende da ampliação da malha de dutos.

Foi no transporte que recentemente ocorreu a introdução rápida e competitiva do energético. A frota de veículos de passeio, e táxis movidos a gás natural veicular (GNV) aumentou exponencialmente. Apesar da perda de desempenho na potência dos veículos, o preço final do gás natural para transporte compensa os custos de adaptação dos carros de passeio.

O GNV passou a representar um mercado de grande potencial. O uso de gás natural em veículos apresentou expansão notável nos últimos anos. As conversões de veículos leves para gás natural encerraram o ano de 2006 alcançando a cifra de um milhão, com crescimento de 24% sobre 2004.

A frota de veículos movidos a gás natural passou a representar 5,3% da frota total de veículos leves em 2005, contra apenas 0,88% em 2000. Assim, a frota nacional de veículos movidos a gás natural do Brasil tornou-se a segunda do mundo, atrás apenas da Argentina (COSTA et al. ,2006). As estimativas de Costa et al. (2006) indicam que:

O Rio de Janeiro detém a maior frota de veículos movidos a GNV do país com 417.786 veículos, seguido por São Paulo, cuja frota alcançou 260.462 veículos em 2005. Caso as frotas de ônibus municipais, estaduais e rodoviários sejam incluídas numa política maciça de conversão para o GNV, o mercado potencial de gás natural estará bem acima do previsto.

4.3 O risco da permanente escassez do gás natural

O risco de racionamento de energia tem sido uma constante na realidade brasileira. Em uma economia globalizada, o país não pode se arriscar a perder competitividade pela falta de energia como ocorreu em 2001, com o “apagão” do setor elétrico. Não por acaso, a diversificação das fontes de geração elétrica, é prioridade nas metas e no planejamento energético do Estado brasileiro.

O trecho de Costa et al. (2006) a seguir resume claramente a atual conjuntura do mercado de gás natural:

Com um aumento de sua participação na matriz energética, o gás natural deixou de ser um mero subproduto na produção de petróleo e tornou-se uma alternativa energética estratégica para o país. Porém, mesmo com o crescimento vigoroso registrado nos últimos anos, o mercado brasileiro de gás natural apresenta algumas fragilidades que precisam ser reduzidas, tais como a elevada dependência da importação e a falta de um sistema integrado nacional capaz de ajustar a oferta entre as regiões.

A recente vitalidade da indústria do gás natural no Brasil foi calcada em usos que menos valor agregam. A forma de penetração não respeita nenhuma lógica econômica. O gás natural substitui a gasolina (excedente e exportada) como combustível automotivo ao invés do diesel, cuja importação custou mais de US\$ 1 bilhão em 2006¹⁵. No outro extremo, em matéria de uso, a outra demanda que mais cresce é para fração elétrica.

¹⁵ Fonte: Gás Natural matéria-prima. Revista Brasil Energia. Ed. 315, fevereiro/2007.

A captura do energético pelo setor elétrico comprometeu o abastecimento do país e reduziu os incentivos de seu uso como matéria prima. Um padrão de utilização reduz o valor possível de ser agregado em sua cadeia.

A queima do gás para gerar eletricidade e calor e o uso veicular explicam o crescimento recente da indústria e limitaram a disponibilidade para novos usos.

A situação atual, portanto é de espera, ou paralisação depois do crescimento acelerado observado após a construção do Gasbol e das modificações regulatórias da década de 1990.

Falta gás natural no Nordeste. Não existe forma de transportar o gás natural do Sudeste para o Nordeste. As reservas do Norte ainda não foram aproveitadas e mais de um décimo do gás natural da Bacia de Campos ainda é queimado. As plantas de geração elétrica só funcionariam a meia carga, por falta de gás, se tivessem de funcionar.

Assim, é para superar esta paralisação no crescimento que as novas reservas, os novos gasodutos e a diversificação das importações por GNL se encaixam como pontos estratégicos da política energética nacional.

4.4 A estratégia da expansão da oferta

O mercado do energético se encontra em formação e o seu desenvolvimento apresentou uma taxa de crescimento do mercado de mais de 20% ao ano, desde a década de 1990. A continuidade depende da diversificação das fontes especialmente via expansão da oferta do gás natural

não associado da capacidade de importação ampliada, pela tecnologia de regaseificação.

No início da década passada a participação do gás natural na matriz energética brasileira era insignificante (menos que 2%). Hoje já responde por 9,4% (em 2006). Os resultados desta política prevêm alcançar uma fatia equivalente a 12% em 2010. O plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás) faz parte desta política e foi elaborado, pela Petrobras para alcançar metas extremamente ousadas em 2008 e em 2010 em matéria de oferta do energético.

É interessante observar que, em acordo com este plano, o PAC também assegura um lugar especial para a energia, em especial, para o gás natural. Do total de R\$ 503,2 bilhões planejados, mais de 50% estão direcionados para os investimentos em infra-estrutura para geração de energia como se pode confirmar a partir da tabela abaixo (Tabela 5). Este resultado indica, que para o governo, os investimentos em infra-estrutura energética são essenciais ao crescimento do país.

ÁREA	Valor dos Investimentos em R\$ bilhões				
	2007	2008	2009	2010	TOTAL
Energia	55,0	73,0	73,0	73,0	274,0
Social e Urbana	43,6	42,4	42,4	42,4	170,8
Logística	13,4	15,0	15,0	15,0	58,4
TOTAL	112,0	130,4	130,4	130,4	503,2

Tabela 5. Distribuição dos investimentos do PAC por área de aplicação dos investimentos
Fonte: DUTRA (2007)

Quanto aos investimentos setoriais em óleo e gás, deve-se destacar a tentativa de possibilitar a ampliação de participação do capital privado. A entrada de novos participantes no setor representa R\$12 bilhões em investimentos em E&P de acordo com as metas do PAC para o período de 2007 a 2010 com base nas previsões de investimentos do BNDES (DUTRA, 2007).

Ademais, conforme cita o professor Luís Eduardo Dutra (DUTRA, 2007), o PAC reforça a tendência de crescimento anunciada no setor de energia sem ser necessário abandonar os demais setores:

Antes do PAC, a questão levantada pelos investimentos em energia era se eles viriam para agregar ao investimento a ser realizado, ou se viriam para drenar a parca poupança interna. O PAC procura garantir que o investimento energético não se faça em detrimento da construção civil e do saneamento.

No PAC, a ênfase dos investimentos em E&P é dada aos projetos de produção de gás não associado. E mesmo antes do Plangás ser lançado, já tinha sido disponibilizado R\$ 14 bilhões para estes projetos. No período, os investimentos totalizavam, R\$ 22 bilhões. Com o aumento da disponibilidade interna de gás previsto pelo Plangás, os investimentos estimados foram ampliados para R\$ 25 bilhões. Assim até 2010, a oferta poderá chegar ao patamar de 105 milhões de m³/dia de gás (DUTRA, 2007).

O Plangás é constituído de projetos de exploração e produção, processamento e infra-estrutura de transporte de gás natural no Sul-Sudeste do país. Ele prevê um aumento de 24 milhões m³/d de oferta de gás na região,

o que poderá elevar a disponibilidade dos atuais 15,8 milhões m³/d em 2006 para 40 milhões m³/d no final de 2008.

Segundo o Plangás, o patamar de 55 milhões m³/d deve ser alcançado até o final de 2010. Estes projetos, se consolidados, podem garantir ao Sul e Sudeste 39,2 milhões de metros cúbicos a mais. A Figura 18 detalha os projetos envolvidos no Plangás. Os projetos alvos, cuja implantação encontra-se em ritmo acelerado, estão concentrados na região Sudeste. Nota-se o realce em projetos na Bacia de Santos e em campos de gás não associado a serem explorados. Fato, devido principalmente à proximidade destes campos ao maior centro consumidor do país.

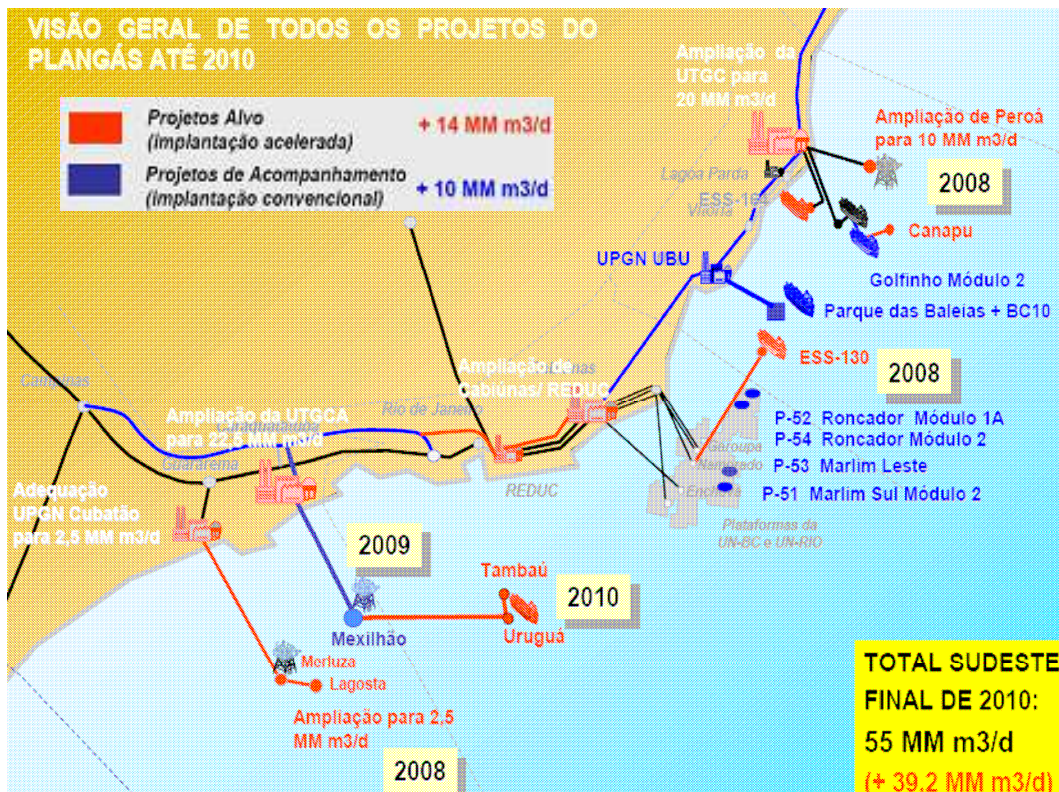


Figura 18. Visão geral de todos os projetos do Plangás até 2010
 Fonte: Petrobras (2006c)

Nota-se pela Figura 19 que segundo o Plangás, o maior salto em capacidade produtiva se dará entre os anos 2007 e 2010. Os projetos deste período envolvem essencialmente o gás não associado, observa-se um declínio gradual da importância dos projetos de gás associado ao petróleo. A maior parte destes projetos já está em andamento ou foram concluídos recentemente. Os projetos futuros do gás associado se constituem essencialmente de ampliações e extensão de ativos já existentes.

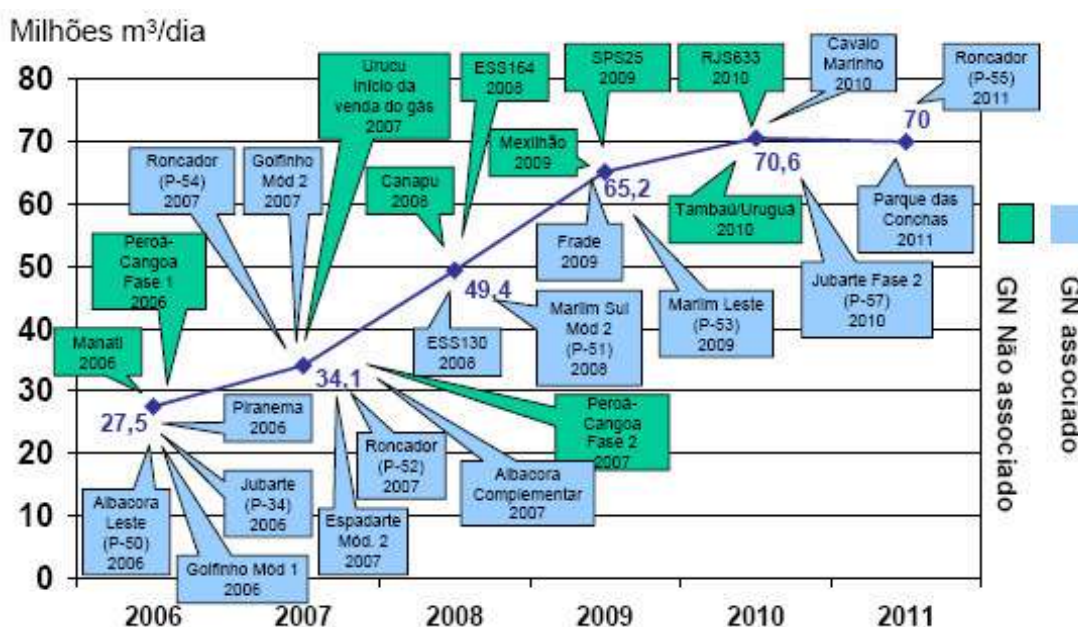
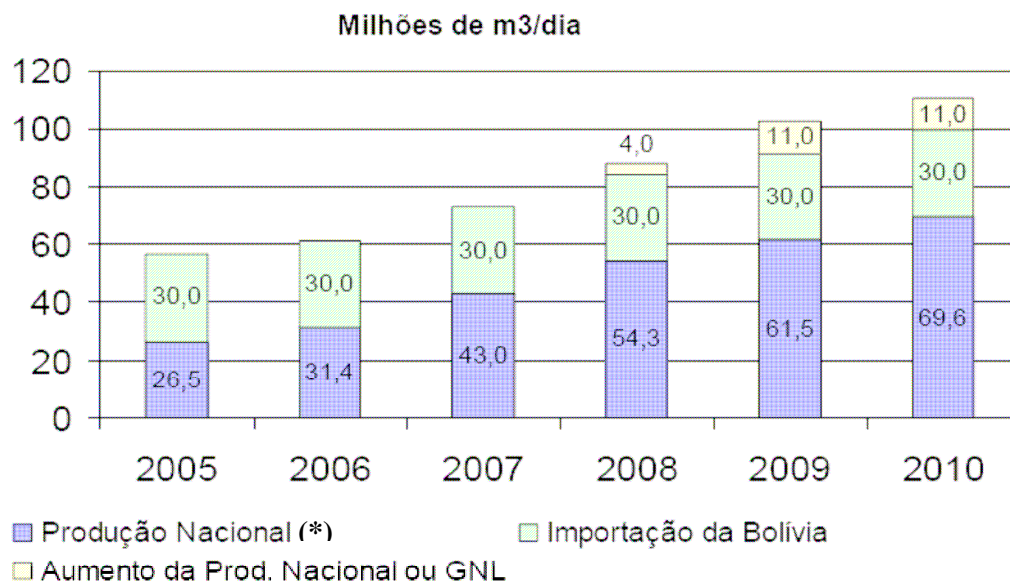


Figura 19. Evolução da carteira de projetos da Petrobras para gás associado e não associado
 Fonte: Petrobras (2006b)

Segundo a Petrobras, os planos implementados asseguram o abastecimento do mercado de gás natural no Sul-Sudeste. Visam assegurar os compromissos de geração de termoelectricidade. Assim, o aumento da oferta de gás, nos níveis comprometidos no Plangás, é fundamental para o crescimento do mercado de gás e a garantia do Sistema Elétrico no Sul-Sudeste.

Considera-se que a importação por meio do Gasbol já incorporou toda a sua capacidade ociosa, ou seja, o gasoduto opera em plena atividade e fornece 30 milhões de m³/dia de gás desde 2005, com isso, a composição da oferta nos próximos cinco anos deve ser aquela retratada na Figura 20.



(*) sem descontar o consumo próprio da Petrobras

Figura 20. Previsão de produção, importação, incremento produtivo e o uso de GNL

Fonte: Petrobras (2007)

De acordo com essa projeção da Petrobras, a disponibilidade de gás natural produzido no Brasil estará perto de 70 milhões m³/dia em 2010 considerando as novas descobertas de gás associado e não associado. A importação da Bolívia se manterá constante devido à capacidade máxima atingida do Gasbol. Portanto, um incremento produtivo maior ocorrerá somente se as novas reservas não associadas superarem as expectativas de produção ou se o GNL for também uma opção de importação.

Atender o crescimento da demanda exigirá um enorme esforço econômico. Significará confirmar a expansão do energético na matriz brasileira por duas formas basicamente. Aumento da importação e principalmente

aumento da produção. Além disso, a maior empresa do país, a Petrobras garante os investimento para tanto.

Ainda hoje, é reconhecida a liderança mundial da Petrobras na produção em águas profundas e ultra-profundas resultado do Programa Tecnológico para Desenvolvimento de Exploração em Águas Profundas – o Procap. Hoje, seu principal objetivo é capacitar a Petrobras para a produção de petróleo em até 3000 metros de profundidade. Sua evolução neste segmento se iniciou em 1977 e pode ser demonstrada na figura abaixo (Figura 21):

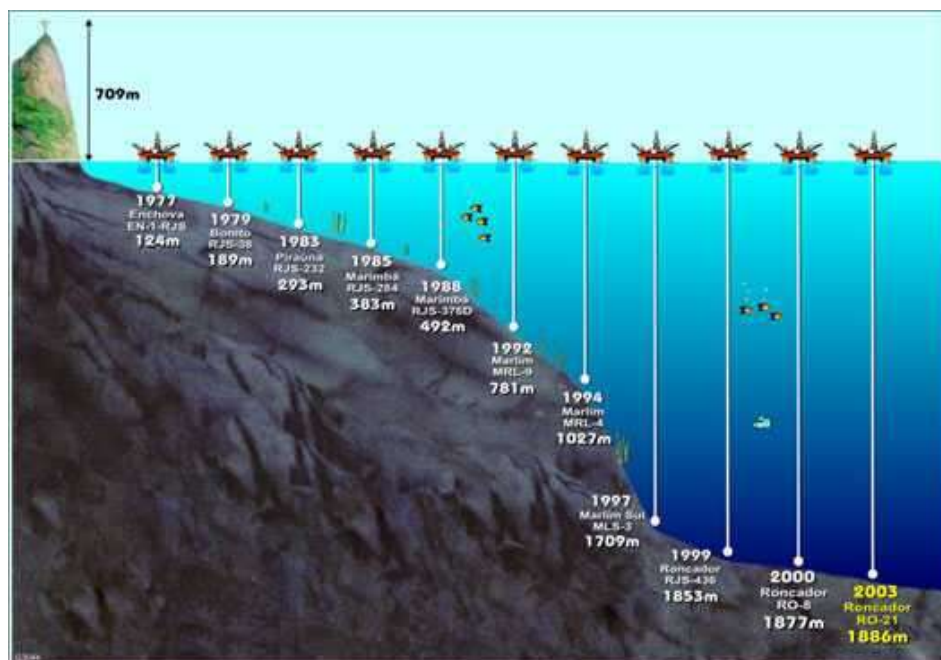


Figura 21. Cronograma da Petrobras de exploração e produção em águas profundas
Fonte: Petrobras (2007)

Tal liderança, lastreada pela sua competência empresarial, domínio tecnológico na exploração e produção em offshore profundo e pelo conhecimento dos mercados nacionais, tem se expressado na sua capacidade de sustentar os pesados investimentos na indústria.

Hoje, não são apenas os maiores investimentos feitos na história do setor, mas também, se constituem nos maiores investimentos em infraestrutura feitos na economia brasileira. Ademais, nunca o gás natural esteve em posição tão favorável em termos de projetos a serem desenvolvidos nos próximos 2 a 3 anos.

Para 2011, a previsão é que a demanda por gás natural seja triplicada (Figura 22). A oferta terá que ser amplamente estimulada para evitar carência do produto no mercado. É imprescindível que o acréscimo na produção nacional ultrapasse 71 milhões de m³/dia. Mesmo com a importação da Bolívia constante, será necessário ainda no mínimo 20 milhões de m³/dia de GNL. Só assim, o mercado não será deficitário em 2011.

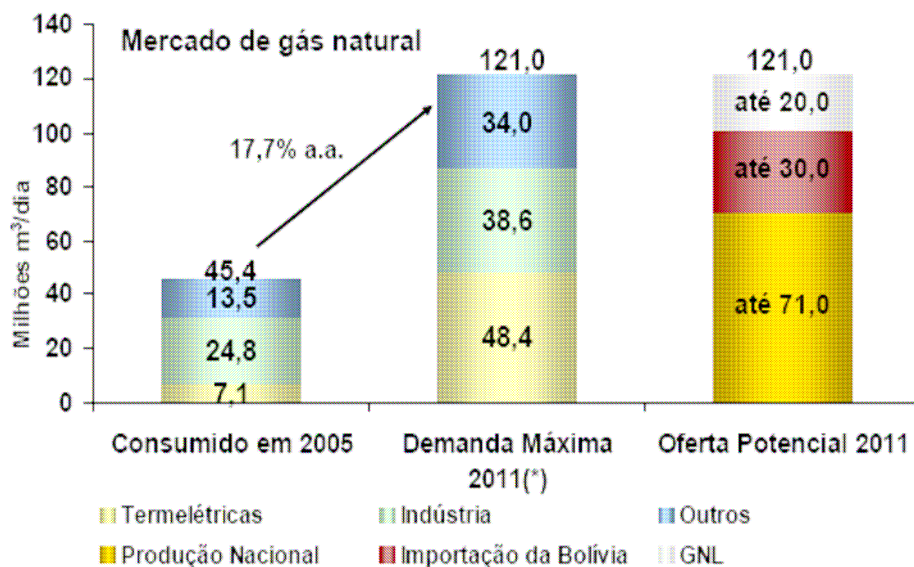


Figura 22. Quadro atual e previsão de mercado de gás natural
Fonte: Petrobras (2006a)

5. Produção *offshore* e avaliação econômica de projetos em Santos

No Brasil, grande parte das reservas de petróleo para produção de gás associado quanto as reservas de gás não associado não se encontra em terra, e sim, em grandes profundidades d'água, acarretando às etapas de exploração e de produção de petróleo (E&P) a absorção de elevados montantes financeiros, haja vista a capacitação tecnológica necessária para prospectar, perfurar e completar poços, produzir e transportar óleo e gás em grandes profundidades.

As reservas brasileiras de gás natural estão concentradas no mar (77%) e principalmente na Região Sudeste (67%), nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos, próximas dos grandes centros consumidores (São Paulo e Rio de Janeiro) (COSTA et al. ,2006). A Região Norte possui uma grande reserva concentrada na Bacia do Rio Solimões, entre os Rios Urucu e Juruá, como pode ser observado na Tabela 6.

Brasil – Reservas de Gás Natural – Dezembro/2005

(Em Milhões de m³)

REGIÃO/ESTADO	PROVADAS	
Norte	51.465	17%
Amazonas	51.465	17%
Nordeste	48.507	16%
Alagoas	4.609	2%
Bahia	21.767	7%
Ceará	995	0%
Rio Grande do Norte	17.617	6%
Sergipe	3.519	1%
Sudeste/Sul	206.424	67%
Espírito Santo	32.328	11%
São Paulo	28.696	9%
Rio de Janeiro (1)	145.378	47%
Paraná (2)	15	0%
Santa Catarina	7	0%
Total	306.396	100%
Total em TCF (3)	10,8	

Fonte: ANP.

(1) As reservas do Campo de Roncador estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro.

(2) As reservas do Campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná.

(3) TCF = trilhões de pés cúbicos/1 TCF = 28,32 bilhões de m³.

Tabela 6. Reservas provadas de gás natural do Brasil por regiões em dezembro/2005

Fonte: COSTA *et al.* (2006)

Além das bacias distribuídas pelo litoral e interior do país, a Petrobras dispõe somente na Região Sudeste de 71 blocos exploratórios, próprios e em parceria, que somam uma área de 62 mil km², vários com potencial exploratório significativo para gás natural, que sustentam a curva de oferta de gás do E&P no longo prazo.

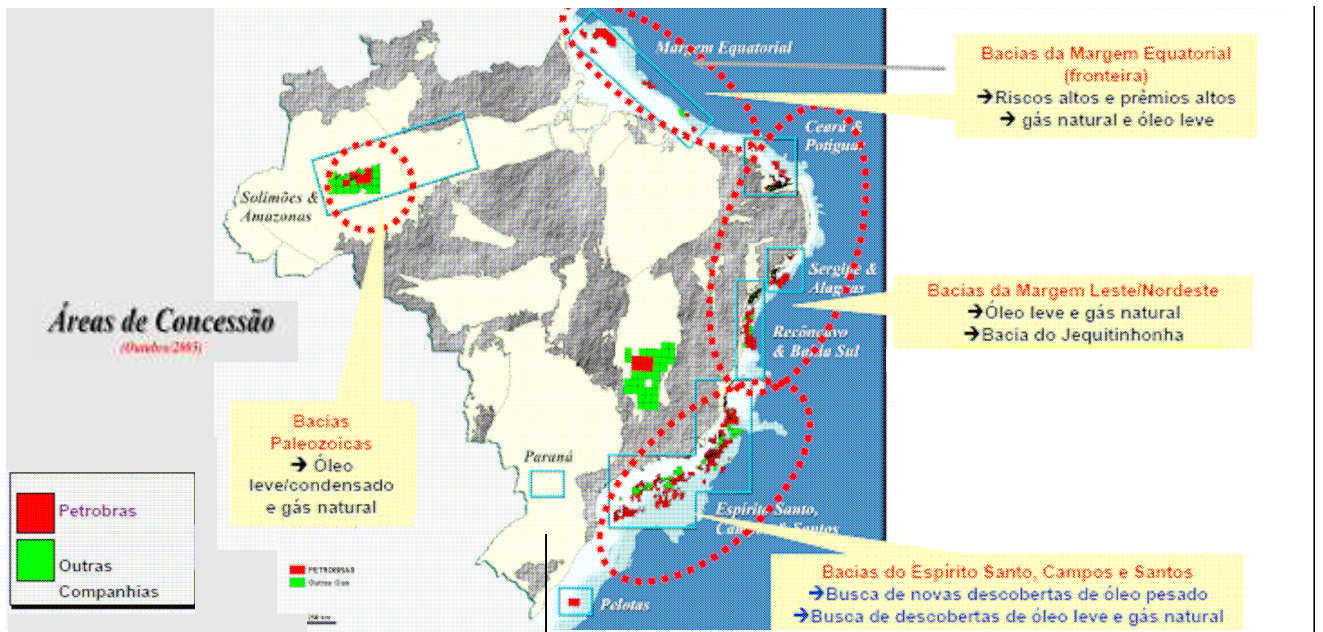


Figura 23. Áreas de concessão nas bacias brasileiras e oportunidades relacionadas
Fonte: Petrobras (2007)

De acordo com o mapa (Figura 23), deduz-se, a partir do domínio da Petrobras em áreas de concessão nas bacias do sul-sudeste, que esta região deve apresentar real potencial exploratório e alta possibilidade de poços tecnicamente e comercialmente viáveis. A posição lado a lado com o consumidor gerou uma valorização quase imediata das reservas, a Bacia de Campos manteve sua importância e o interesse nas bacias santista e do Espírito Santo foi fortalecido.

No momento, as principais áreas produtoras do país são as bacias de Santos, Campos e do Espírito Santo. Na Bacia de Santos, a previsão é de produzir 15,6 milhões m³/dia até 2010, e nela está localizada a maior reserva de gás não associado a petróleo do país, o Campo de Mexilhão.

A Figura 24 reflete o abastecimento do mercado metropolitano em 2006 com uma demanda de aproximadamente 50 milhões m³/d, no qual cerca de 2,4 milhões m³/d são disponibilizados no Espírito Santo, 22,5 milhões m³/d na Bacia de Campos, e 1 milhão m³/d na Bacia de Santos, através do campo de Merluza, totalizando 25,9 milhões m³/d de gás nacional no Sul-Sudeste. Desta forma, é necessária a importação de gás boliviano, atualmente em torno de 24,1 milhões de m³/d.

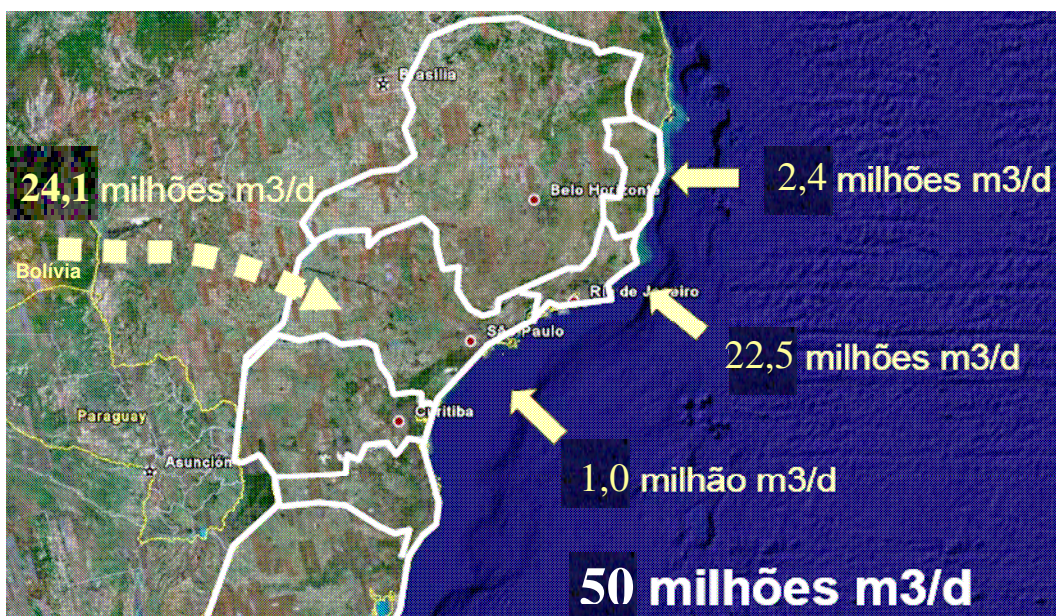


Figura 24. Oferta e demanda do mercado de Gás Natural na Região Sul-Sudeste em 2006
Fonte: MME/ANP/Petrobras (2007)

A Bacia de Santos se estende desde costa litorânea do Rio de Janeiro ao litoral catarinense, apresenta uma área equivalente a 352.000 km² com profundidade que varia de 0 a 3.000 m. Esta bacia abrange os seguintes pólos: os campos de Mexilhão (SP) e Merluza (SP), os blocos BS-500 (RJ), Centro (SP/RJ) e Sul (SP/SC/PR) localizados no mapa a seguir (Figura 25).

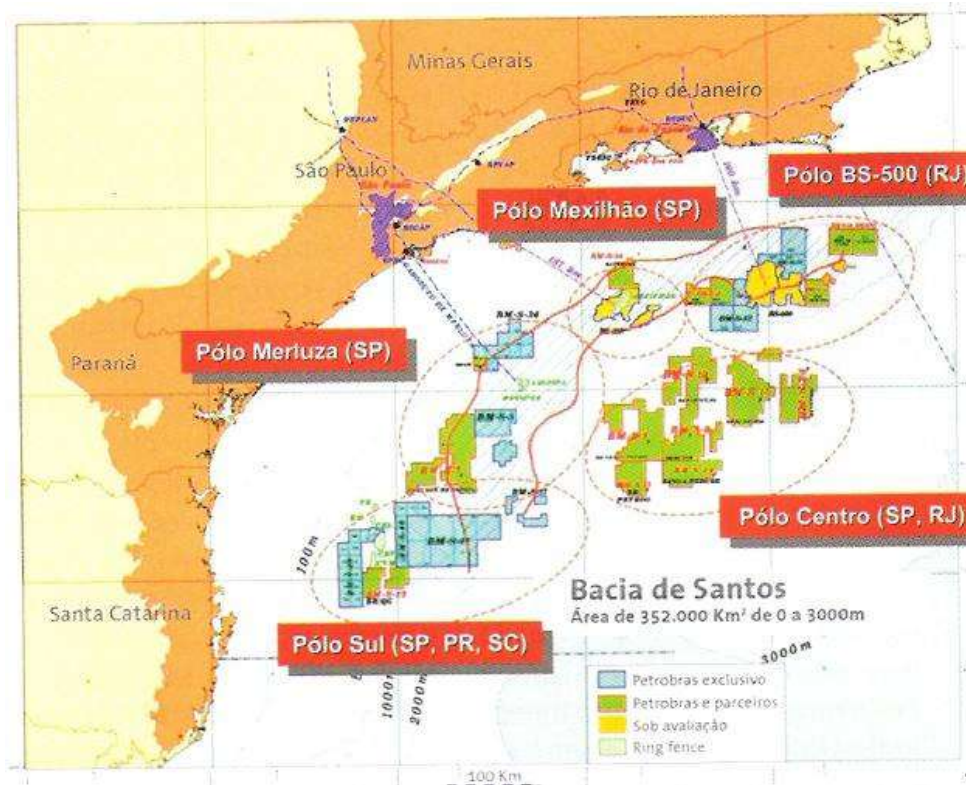


Figura 25. Mapa de localização geográfica dos pólos da Bacia de Santos
 Fonte: TN Petróleo (2006)

5.1 A produtividade do pólo de Merluza

O pólo é responsável por uma produção diária de 1,2 milhão de metros cúbicos de gás e 1.600 barris/dia de petróleo e condensado somente no Campo de Merluza – uma descoberta dos anos 80 que remonta às primeiras investidas dos exploradores no mar, mas que só começou a operação em 1993, e enfrenta o desafio de dar um salto histórico até 2010 (Petrobras, 2006d).

Para a atual plataforma de Merluza, com os novos sistemas implantados pelo Plangás 2008, a produção deverá registrar um aumento expressivo. A previsão indicada é produzir 2,5 milhões de m³/dia, mas os estudos indicam que o pólo de Merluza tem potencial para atingir uma produção de 9 a 10 milhões de m³/dia de gás a partir de 2010 como mostra a apresentação a seguir (Figura 26).



Figura 26. Metas do Plangás 2008 de ampliação do pólo de Merluza
 Fonte: Petrobras (2006c)

5.2 Recentes descobertas na Bacia de Santos

Após quase 40 anos a perfuração de seu primeiro poço exploratório, a Bacia de Santos vive o que parece ser o início de seu apogeu. No ano passado, contava com 86 blocos sob concessão, cinco planos de avaliação e curso e mais 10 campos, dos quais cinco descobertos nos dois anos antecedentes (Cavalo Marinho, Lagosta, Mexilhão, Uruguá e Tambaú) como se vê no mapa abaixo (Figura 27). Santos está atualmente sob intensa atividade de E&P, comandada por Petrobras, Shell, BG, ENI, Exxon, Newfield, Maersk e Repsol YPF, além de Amerada Hess, Partex, Petrogal e Queiroz Galvão, que não respondem por operações, mas mantêm participações em projetos.



Figura 27. Descobertas de campos na Bacia de Santos
Fonte: Petrobras (2006c)

Os planos detalhados são ainda mais ambiciosos para a Bacia de Santos no litoral paulista. A Petrobras prevê a instalação de uma plataforma fixa em águas rasas para produzir 15 milhões de m³/dia obtidos em poços situados à cerca de 20 km de distância – em águas profundas – formadores dos sistemas operacionais dos campos de Mexilhão (primeiro campo com comercialidade declarada no bloco BS-400), Cedro (prospecto em fase de avaliação exploratória) e outras áreas adjacentes.

Nos planos de desenvolvimento incluem-se também os recém-descobertos campos de Uruguá (óleo e gás) e Tambaú (gás), localizados no BS-500, cuja estimativa de produção é de 6 milhões de m³/dia, podendo ser atingido neste pólo um total de 18 milhões de m³ nos próximos anos, quando se considera o grande potencial exploratório da área.

Todavia, a reserva gigante de Mexilhão, descoberta em 2003, é o carro-chefe do impulso que visa reduzir a dependência externa do Brasil de gás

natural, garantir as metas de diversificação do perfil da matriz energética do país e inaugurar uma nova era para a Bacia de Santos.

De fato, o primeiro passo já foi dado com a instalação da Unidade de Negócios da Bacia de Santos. A ênfase em projetos de gás natural sobretudo na Bacia de Santos ficou evidente na Sétima Rodada de Licitações Áreas Exploratórias, quando a Agência Nacional do Petróleo (ANP), orientada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), licitou entre os blocos mais atraentes os que possuem potencial de gás natural. Os blocos precedentes foram os mais disputados e estão em destaque no mapa (Figura 28) (FRANKE, 2005).

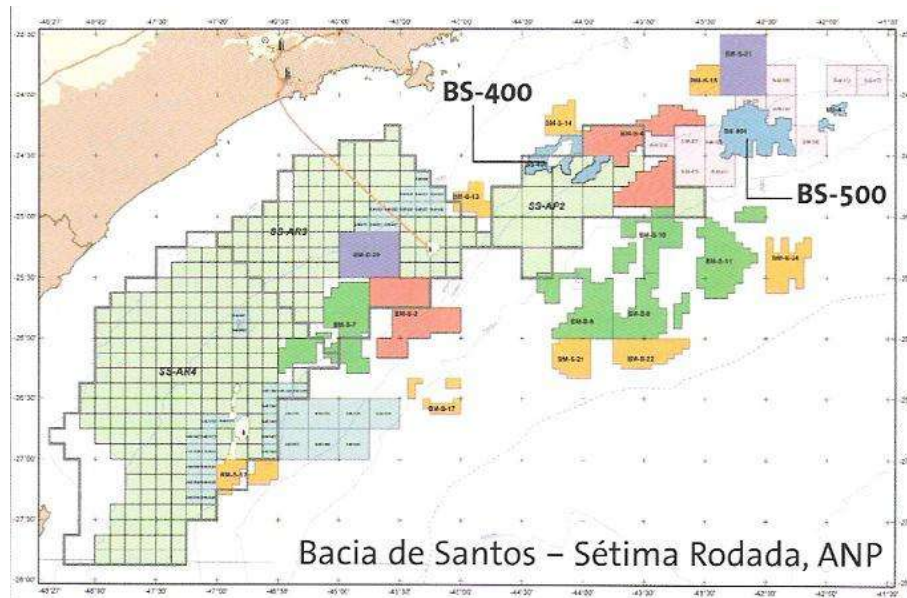


Figura 28. Blocos exploratórios BS-400 e BS-500 sob concessão na 7ª rodada de licitações da ANP
Fonte: ANP (2007)

Segundo indicadores da Petrobras, que investirá junto com parceiros, a ampla cifra de US\$ 18 bilhões em E&P nos próximos 10 anos, a produção local saltará de 10 mil barris/dia de óleo e condensado e 1 milhão de m³/dia de

gás para, no mínimo, 100 mil barris/dia de óleo e 30 milhões de m³/dia de gás, isto é análogo a 300 mil barris de óleo equivalente (boe) por dia (DUTRA, 2007).

No que diz respeito ao escoamento da produção, prevê-se a criação de novos centros. Para o gás, além do sistema de Merluza, via Cubatão, o sistema de Mexilhão será construído, através da UTGCA¹⁶ em Caraguatatuba. Haverá também uma interligação entre esse sistema e as unidades industriais da Bacia de Campos no Rio de Janeiro, conforme se verifica na Figura 29.

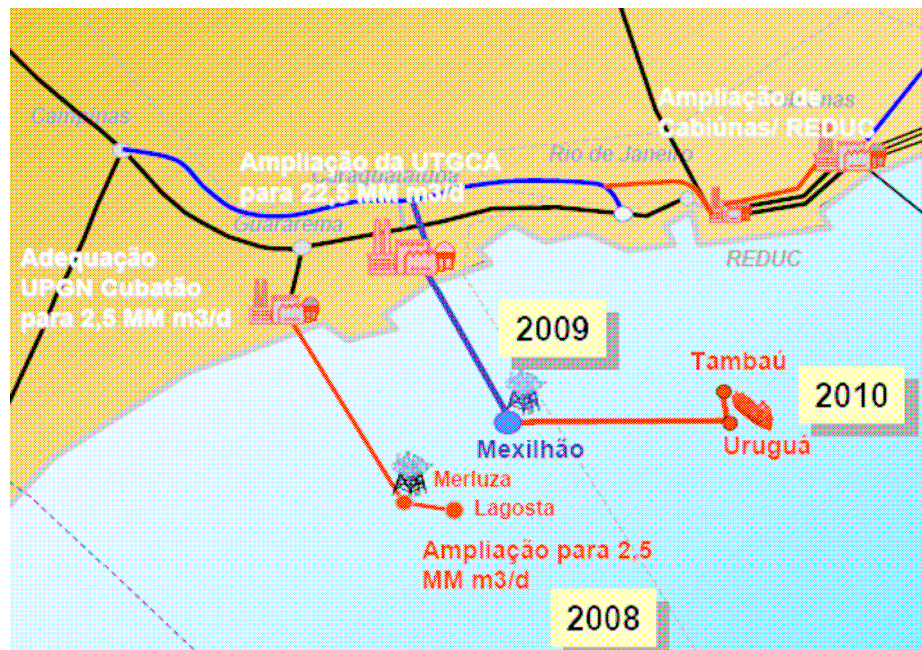


Figura 29. Projetos de expansão de dutos e UPGNs elaborados na Plangás
Fonte: Petrobras (2006c)

Mesmo diante da perspectiva de perfuração de quase 20 poços exploratórios por ano, Santos ainda é uma bacia quase intocada. A bacia possui cerca de 170 poços exploratórios perfurados, ante os mais de 600 da

¹⁶ Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba

Bacia de Campos¹⁷. O foco de conhecimento agora está voltado, principalmente, às áreas de lâmina d'água profunda e ultraprofunda. Ampliando assim, o desafio geológico de provar a prospectividade dos blocos de águas profundas e ultraprofundas.

Na Bacia de Santos, no antigo bloco BS-4 em frente ao litoral fluminense, a Shell, como operadora, declarou a comercialidade de dois novos campos, além de três áreas operadas no antigo bloco BS-500 também declaradas comercializáveis. As estimativas de volumes recuperáveis nessas áreas somam cerca de 560 milhões de barris de óleo equivalente (boe)¹⁸.

Embora a previsão inicial do potencial da Bacia de Santos tenha sido reduzida, o litoral paulista ainda apresenta a região de concentração das maiores jazidas de gás natural do país, apresentando atualmente a possibilidade de uma produção estimada de 30 milhões de metros cúbicos por dia de gás em 2011. Os blocos BS-400 (incluído o Campo de Mexilhão) e BS-500 são fundamentais nesta estimativa.

A reserva gasífera anunciada em nota oficial em abril de 2003 pela Petrobras como “a maior descoberta de gás já realizada na plataforma continental brasileira” devido a existência de um reservatório da ordem de cerca de 440 milhões de boe.

O Plano Diretor da Bacia de Santos¹⁹ tornado público em janeiro de 2006, mostra que a importância estratégica destes poços, assim como, o ritmo

¹⁷ Fonte: Revista Brasil Energia (2006b)

¹⁸ Fonte: Petro&Química (2007)

¹⁹ Foi elaborado para uma perspectiva de médio prazo, estando sujeito a reavaliações periódicas, sem prazos definidos, mas sempre que fatos significativos do fenômeno urbano o requeiram. O Plano Diretor é

lento das negociações entre Petrobras e a empresa espanhola Repsol em busca de priorizar a atuação da mesma no Cone Sul, garantindo principalmente o abastecimento preferencial do mercado brasileiro frente à participação da mesma em países vizinhos como Argentina e Bolívia.

5.3 As reservas do Pólo de Mexilhão

O Módulo I do campo de Mexilhão foi descoberto em abril de 2001, com a perfuração do poço 1-BRSA-38-SPS (1-SPS-33) do qual são produzidos gás não associado e condensado leve. Localiza-se na plataforma continental do Estado de São Paulo, na Bacia Sedimentar de Santos, em lâmina d'água de 320m a 550m, e permeia 253,8 km² da costa paulista distando cerca de 137 Km do litoral (em Ilha Bela).

A comercialidade do campo de Mexilhão, descoberto no início deste século, foi declarada em 2004 mas teve parecer negativo para o primeiro plano de desenvolvimento do Módulo I deste campo por não englobar áreas adjacentes de suma importância. Por este motivo, se convencionou chamar de Mexilhão, o módulo do desenvolvimento de um campo maior, que engloba a acumulação vizinha de Cedro. Portanto, constou, em uma nova revisão, o “Módulo II” de desenvolvimento complementar, incluindo Cedro.

Os reservatórios de gás do Módulo I do campo de Mexilhão apresentam as seguintes características petrofísicas: a profundidade varia de – 4.400m a – 5.100 m, e a temperatura se encontra entre 140° C e 150° C, assim

um instrumento logístico que pode melhor avaliar necessidades de infra-estrutura, e adequar à mão de obra local para atender a indústria.

devem ser utilizadas técnicas de exploração em reservas profundas (ANP, 2006a).

Se comparado a alguns poços que chegam a cerca de 95% de metano, o gás de Mexilhão revela-se um gás pobre com a composição molar mais rica em hidrocarbonetos com grande número de carbonos como se observa na tabela abaixo (Tabela 7):

Composição do gás natural não associado de Mexilhão	
Metano (CH ₄)	93,24%
Etano (C ₂)	3,61%
Propano (C ₃)	1,41%
CO ₂	0,22%
N ₂	0,35%

Tabela 7. Composição do gás natural não associado do campo de Mexilhão
Fonte: ANP(2006a)

O início da produção está previsto para ocorrer em meados de 2009. Para fins de previsão de comportamento, todos os poços entrarão simultaneamente em operação. Os poços serão interligados a um manifold submarino (MSPG) e deste a uma plataforma fixada (PMXL-1) em lâmina d'água de 172 metros, numa posição distante a 22 km do Módulo I do campo próximo a cidade de Caraguatatuba.

A PMXL-1 terá capacidade de processamento de 15 milhões de m³/dia de gás não associado e o duto marítimo de exportação levará o gás até a Unidade de Tratamento de Gás (UTGCA). Há previsão de espaço e instalações suficientes para recebimento de dutos não só do Módulo I do campo de Mexilhão, mas também de três outros campos que eventualmente

venham a ser desenvolvidos nas áreas adjacentes. Será possível também a incorporação de novos poços para o caso de aproveitamento das zonas ao redor, de prospectividade ainda incerta.

Depois da separação e do processamento primário na plataforma fixa PMXL-1, as correntes de gás e condensado serão enviadas para terra em duto (gasoduto de exportação) de 34 polegadas de diâmetro e 137 km de extensão. Em terra, a produção será direcionada para uma Unidade de Tratamento de Gás (UPGN), a ser construída no município de Caraguatatuba.

Nesta estação, o gás será submetido a resfriamento e enviado para o separador, onde as frações de GLP e de C5+ serão retidas. O gás seco resultante deste tratamento será enviado para compressão e se interligará ao gasoduto Rio de Janeiro – Campinas, em um ponto próximo à cidade de Taubaté para posterior fornecimento.

A parte líquida, o condensado, seguirá para UPCGN²⁰, onde o GLP será colocado na especificação para venda e o C5+ enviado para o Terminal de São Sebastião (TEBAR) por um duto de 18Km com 6” de diâmetro. Todo o esquema de produção encontra-se resumidamente descrito na figura a seguir (Figura 30):

²⁰ Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural

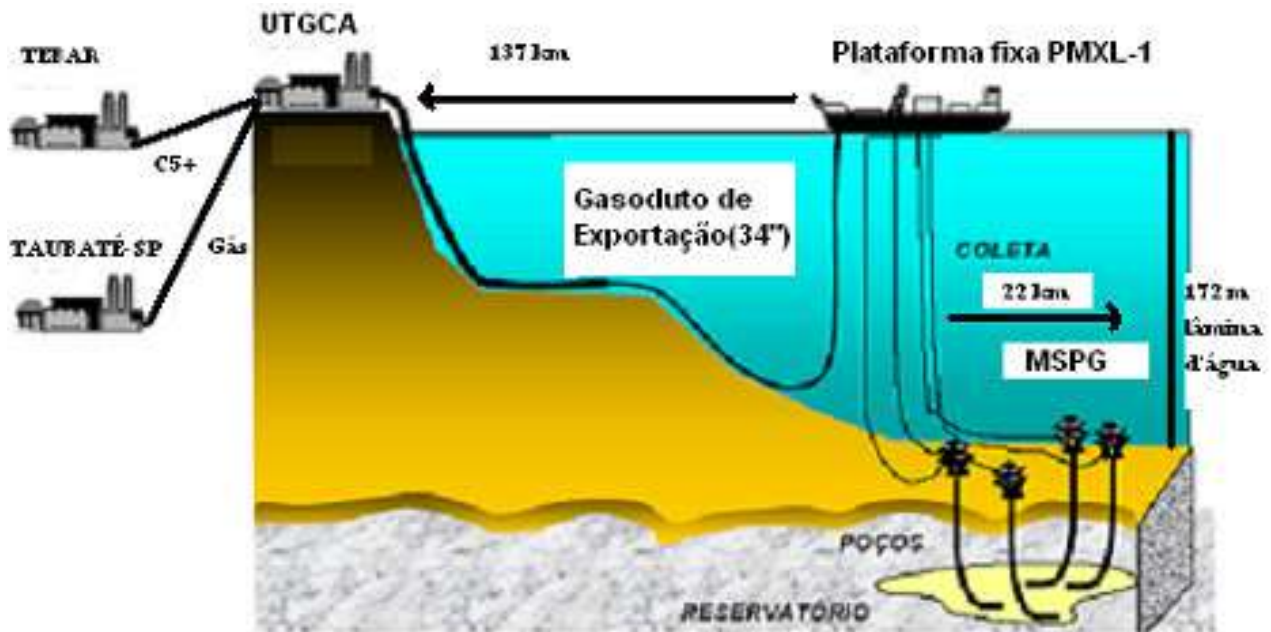


Figura 30. Ilustração do esquema produtivo da plataforma de Mexilhão (PMXL-1)
 Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2006a).

5.4 Avaliação de projetos para aproveitamento de gás não associado de Mexilhão

A análise de um projeto deve levar em consideração os fatores econômicos e financeiros, tais como a rentabilidade do projeto e a disponibilidade de recursos. Para De Francisco (1985) ao se tomar uma decisão, essa deverá recair sobre a melhor alternativa disponível, levando-se em consideração os critérios anteriormente mencionados.

Encontra-se abaixo um resumo do cronograma de atividades em conformidade com a Legislação, com destaque para os seguintes eventos:

- ✓ perfuração dos poços até 2008;
- ✓ completção dos pólos meados de 2007 até meados de 2009;
- ✓ construção da PMXL-1 meados de 2006 até fim de 2008;
- ✓ instalação da PMXL-1 fim de 2008 até segundo trimestre de 2009;

- ✓ primeiro gás segundo trimestre de 2009;

De acordo com as análises técnicas e econômicas efetuadas pela Petrobras e aprovadas pela ANP na etapa de verificação, o valor do investimento inicial previsto é fixado arbitrariamente no valor zero, para fundamentar a determinação do chamado CEU (custo econômico unitário).

Valores Base de cálculos do custo	
Taxa de Câmbio Empresarial	R\$3,01 / US\$ ²¹
Taxa de Desconto	9,3% a.a.
Investimentos Previstos	US\$ 2 bilhões
Custo Previsto para o Abandono	US\$52,33 milhões
Cenário Robusto Preço Barril Petróleo	US\$ 23/bbl
Cenário Referencial ²² Preço Barril Petróleo	US\$ 30/bbl

Tabela 8. Valores base de cálculos do custo
Fonte: ANP (2006a)

A tabela anterior (Tabela 8) revela aos valores base para os cálculos realizados pela Petrobras. Enquanto o valor presente líquido (VPL)²³ foi calculado a partir da consideração dos preços do petróleo US\$ 23/bbl e US\$30/bbl²⁴, respectivamente considerados cenário de robustez e cenário de referência, os CEUS calculados foram baseados nos mesmos valores.

²¹ Taxa cambial de conversão expressa em reais por dólares relativa ao período do estudo realizado.

²² Referente ao período no qual foi realizado o estudo da viabilidade técnica e econômica.

²³ VPL tem a característica de trazer para o tempo presente, depois de estabelecida a taxa mínima de atratividade, os valores obtidos a partir de um determinado fluxo de caixa (CORREA,2002). Pode-se avaliar se a proposta é atrativa ou não economicamente.

²⁴ Unidade expressa em dólares por barril de petróleo

Os contatos gás-água e os percentuais de aproveitamento das reservas na profundidade localizada para a exploração do poço foram determinados para os cenários estabelecidos como conservador, intermediário e otimista como se segue na Tabela 9:

Cenário	Contato gás-água (profundidade em m)	Fator de recuperação das reservas
Conservador (P10)	-5.052m	40,7%
Intermediário (P50)	-5.076m	44,8%
Otimista (P90)	- 5.100m	46,7%

Tabela 9. Alternativas e cenários para exploração do campo de Mexilhão
Fonte: ANP (2006a)

As previsões de produção foram apresentadas apenas para a hipótese intermediária (P50) a - 5.076m que foi considerada para fins de análise de viabilidade econômica a melhor opção. Neste caso, 44,8% da reserva tem capacidade de ser explorada e aproveitada. A avaliação econômica do projeto foi baseada também no cenário referencial com o preço do barril de US\$ 30/bbl.

A partir da consideração de todos os aspectos acima descritos na análise, foi projetado um pico da produção que ocorrerá em 2010, no nível de 6MMm³/dia de gás e de 601 m³/dia de condensado. No final do período da concessão, em 2030, a produção será de 2,13 MM m³/dia de gás e 161 m³/dia de condensado (ANP, 2006a).

5.4.1 – Estudo de Caso do Campo de Mexilhão

Para a avaliação econômica é necessária a previsão de distribuição dos tributos aplicáveis (em US\$ MM) está descrita abaixo na Figura 30, gerando um total de US\$ 2,647 bilhões:

Percentual previsto de distribuição dos tributos

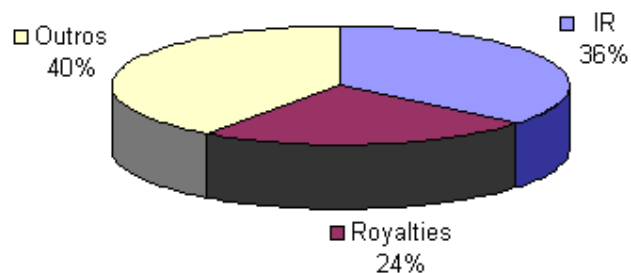


Figura 31. Distribuição prevista dos tributos do projeto de Mexilhão
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2006a).

As análises econômicas focalizaram o chamado custo econômico unitário (CEU), ou seja, o custo de produção de gás que anula o VPL do projeto, ou ainda o preço mínimo de venda do gás que assegura que o projeto não vai ser antieconômico.

Para efeitos de comparação, foram feitas análises da sensibilidade²⁵ do VPL às estimativas dos volumes do reservatório com preço de gás fixado em US\$6,50/MM BTU e o preço do barril de petróleo referencial (US\$30/bbl). Os resultados se encontram na Tabela 10 e demonstram a interferência das características do cenário utilizado na viabilidade do projeto:

²⁵ Procura determinar o efeito de uma variação de um determinado item no valor total. Pode ser um instrumento útil determinar a importância de uma variável sobre o resultado final de outra.

Cenário	VGIS (Volume de gás <i>in situ</i>)	VPL
Conservador	55 bilhões de m ³	– US\$311 milhões (valor negativo)
Otimista	83 bilhões de m ³	US\$583 milhões (valor positivo)

Tabela 10. Quadro comparativo de resultados de análise de sensibilidade do VPL
Fonte: ANP (2006a)

Na hipótese conservadora, com o VGIS resultante, obteve-se VPL negativo o que torna o projeto antieconômico. Enquanto na otimista, o VGIS resultou em um VPL encontrado positivo, o que garante que o projeto é viável economicamente. Para o cenário intermediário escolhido, o VGIS resultou em 68 bilhões de m³ e garantiu o valor nulo para o VPL, assim, manteve-se a escolha desta hipótese para o cálculo do CEU.

O condensado e o GLP foram considerados em todas as análises efetuadas, mas revelaram pouca influência nos índices econômicos, respondendo por menos de 5% da receita computada.

Adicionalmente ao volume de gás *in situ* (VGIS) da hipótese intermediária (P50), resultante em 68 bilhões de m³, destacam-se outros tópicos necessários à avaliação econômica: horizonte de projeto fixado para 2030 e taxa interna de retorno (TIR²⁶). Assim, os valores calculados pela Petrobras foram US\$6,08/MMBTU e US\$5,95/MMBTU²⁷, respectivamente, para preços de condensado de US\$23/bbl (cenário robustez) e US\$30/bbl (cenário referencial).

²⁶ É a taxa necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente das entradas) com os seus respectivos retornos futuros (valor presente das saídas), isto é, o fluxo de caixa igual a zero.

²⁷ Unidade expressa em dólares por milhões de BTU.

Há um diferencial do custo total do gás proveniente da Bacia de Santos especificamente dos poços perfurados no campo de Mexilhão. Conforme já visualizado, o CEU calculado com base relativa ao preço do barril de petróleo referencial (US\$30/bbl), na hipótese escolhida foi US\$5,95/MMBTU. Se comparado os CEUS atuais, este pode ser considerado elevado.

Na análise técnica da ANP, confrontou-se o valor encontrado com valor atualmente praticado no mercado. O preço de gás utilizado atualmente de acordo com a apuração das participações e dos royalties fica em torno de R\$429,27/m³, o que corresponde, corrigindo-se o poder calorífico para o caso de um gás típico do Módulo I do campo de Mexilhão, a US\$5/MMBTU (ANP, 2006a).

Essa elevação do preço total já era esperada, pois se trata de uma reserva de gás não associado e como dito anteriormente, a este tipo de produção estão associados altos custos de produção. Contudo, comparado ao valor dos próximos projetos de gás não associado, este é o valor mínimo alcançado. Ou seja, o projeto tem o menor custo possível para a exploração e produção de gás natural não associado ao petróleo e pode ser um referencial em relação aos futuros preços do gás, ainda mais elevados.

Em relação ao Plano de Desenvolvimento anterior, o atual apresenta indicadores econômicos favoráveis. De fato, o CEU, denominado em US\$/MMBTU, teve um incremento em ambos cenários de robustez e referencial. A explicação está em que, a despeito de um aumento da previsão de produção e da receita bruta – cerca de 9% –, os investimentos e gastos operacionais

tiveram um aumento grande com a nova concepção do projeto (maior número de poços e plataforma de maior capacidade). Os investimentos, por exemplo, passaram de 1,41 para 2,0 bilhões de US\$ (ANP, 2006a).

Adicionalmente, confirma-se um acréscimo do nível de produção do campo. Por exemplo, a produção acumulada prevista até 2030 (no cenário intermediário) passa de 2,6 bilhões de m³ para 3,05 bilhões de m³ (ANP, 2006a).

Vale registrar também alguns benefícios importantes. As instalações de produção e do sistema de escoamento servirão como infra-estrutura para acomodar a produção futura de novos campos em áreas adjacentes. Sobressai também caráter estratégico do projeto, pois o Módulo I do campo de Mexilhão integra o Plano Nacional de Oferta de Gás.

No plano internacional, a produção de gás foi diversificada com novos campos e novos países produtores o que significou novos agentes e novas estratégias de mercado. Como se pode perceber através do gráfico de evolução dos preços de gás natural no mundo, há uma tendência de convergência do preço em mercados diferentes.

Há, inclusive, sinais de uma gradativa valorização do gás natural com a crescente evolução dos preços tanto no mercado mundial quanto no mercado nacional. Em 1996, seu custo mínimo estava na faixa de US\$1 / MMBTU. Quase 10 anos depois, o valor máximo se aproxima de 6 vezes aquele valor inicial, como mostra a Figura 32.

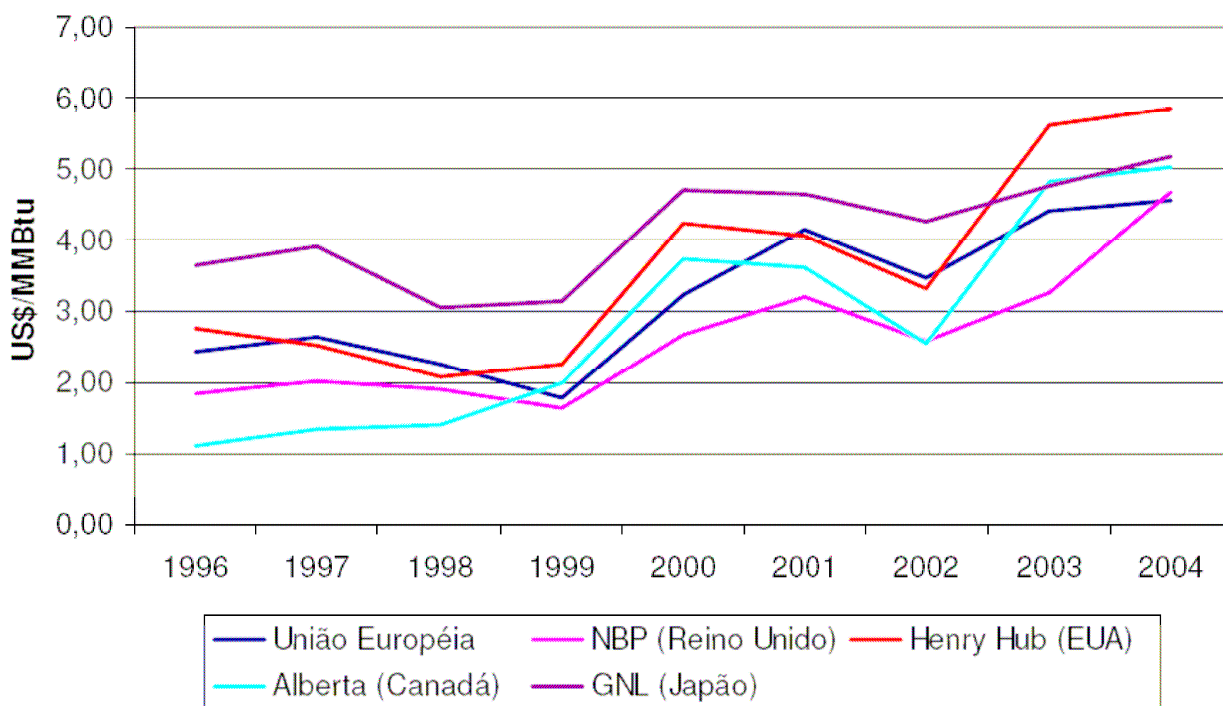


Figura 32. Evolução dos preços médios de gás natural no mercado mundial
Fonte: BP (2005)

Esses valores em comparação ao custo de fornecimento do gás do projeto do Módulo I de Mexilhão garantem que o último será realmente o custo mínimo na nova era do gás natural. A tendência crescente dos custos permanece no cenário internacional, e a expectativa deste mesmo quadro se confirmará no Brasil.

Hoje, o gás nacional é cerca de US\$ 4,20/MMBTU (com a parcela do transporte incluído). Em parte, pelo fato de a Petrobras não ter reajustado o energético entre 2003 e 2005. Contudo, com o repasse dos reajustes do preço do gás boliviano, e pode chegar a ordem de US\$ 6/MMBTU. Este valor, embora bem próximo, já é maior do que o CEU encontrado para o gás de Mexilhão.

Além dos reajustes de fornecimento do gás importado da Bolívia, também há aumentos em relação à parcela de transporte. Hoje, esta parcela varia entre zero e R\$ 1,40/MMBTU (US\$ 0,60/MMBTU), conforme a distância da distribuidora em relação à área de produção do gás. Entretanto, deverá girar em torno de US\$ 2/MMBTU e refletirá o investimento da Petrobras na ampliação da malha de transporte até 2011, que chegará a US\$ 7 bilhões.

Assume-se, por falta de comparativos reais, que a importação de GNL será baseada no custo de GNL no Japão. Em 2004, esse valor já ultrapassava US\$5/MMBTU e de acordo com os princípios de mercado, a expansão atual da demanda deve ter aumentado ainda mais o seu custo. No Brasil, mantém-se o status de escassez do gás natural no mercado, por isso, esta necessidade e os investimentos necessários para prover o GNL no país, o tornariam naturalmente mais caro.

6. Considerações Finais e Conclusão

Além dos altos investimentos necessários para empreender os projetos de E&P de gás *offshore*, os riscos associados a estes investimentos são também bastante altos e geram incertezas quanto ao preço, à capacidade da reserva e ao custo dos equipamentos e dos serviços. Porém, como todo projeto de risco as incertezas tendem a diminuir à medida que novos investimentos são realizados e mais informações são coletadas. O projeto de Mexilhão é o pioneiro nas dimensões projetadas, no volume produzido e na área de exploração de gás natural não associado na Bacia de Santos – não comparado à reduzida capacidade do campo de Merluza.

O total investido e o custo marginal de fornecimento do gás natural do campo de Mexilhão, considerados elevados, se justificam primordialmente pela importância desta reserva para a expansão da oferta nacional. O posicionamento lado a lado com a área de maior consumo de gás natural do país, também exprime a relevância deste empreendimento.

Além disso, o alto valor do custo econômico unitário encontrado de US\$5,95/MMBTU em comparação ao valor atual, é o preço mínimo para viabilizar a oferta de gás não associado da Bacia de Santos. Qualquer outra descoberta deve ter um custo excedente. Isto porque, o gás superou seu status de subproduto quando associado ao petróleo e passou a ter um valor econômico quando foi produzido em reservas exclusivamente de gás.

As alternativas sugeridas, como a importação de GNL ou de gás da Venezuela, para o desenvolvimento da indústria de gás natural terão os

mesmos, ou até maiores, custos de fornecimento. Portanto, cabe avaliar as vantagens relativas ao incremento da produção nacional para a ampliação da oferta em detrimento da importação e conseqüente dependência do fornecimento externo.

O interesse manifesto do governo federal em facilitar a difusão da indústria de gás natural pelo território nacional se fundamenta nas menores taxas de desconto em virtude da liquidez internacional e da capacidade financeira da Petrobras. Um exemplo disso, foi a prioridade em infra-estrutura energética e em gás natural demonstradas no PAC unida ao planejamento dos investimentos no setor pelo Plangás.

Conclui-se que a penetração balizada de gás natural associado no mercado se refere aos entraves na oferta e na demanda, a alta competitividade dos substitutos e aos elevados custos de sua cadeia de produção. Todavia, o Brasil tem se mostrado capaz de prover investimentos pesados para tentar eliminar os gargalos de oferta e superar a falta de alternativas imediatas de suprimento para a demanda crescente.

Talvez seja muito cedo para se avaliar as conseqüências desta nova dinâmica no longo prazo, mas as mudanças propostas favorecem evoluções, tanto pelo lado do fornecimento, quanto pelo do consumo. E a indústria nacional de gás natural deve aproveitar esse impulso, e se alavancar na geopolítica mundial de energia.

7. Sugestões

Dado que a plataforma PMXL-1 encontra-se em fase de construção e montagem e o início da operação do Campo de Mexilhão só está previsto para 2009, torna-se importante a verificação da atualidade das informações contidas neste texto.

O tema da história recente do gás natural e as avaliações econômicas de projetos relativos à exploração das presentes e futuras descobertas do gás não associado merecem figurar nos estudos a serem desenvolvidos, de maneira a elucidar a importância e as características deste tipo de empreendimento.

Finalmente, recomenda-se estimular a inovação tecnológica e a competição entre os participantes, sinalizando os benefícios da utilização do gás natural e os obstáculos ainda existentes à sua franca expansão no mercado nacional. Deste modo, incentiva-se a maior flexibilização da matriz energética, o que favorece a segurança energética nacional.

BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA, E.L.F. e PINTO JR, H.Q. Reform in Brazilian Electricity Industry: The Search for a New Model. Instituto de Economia, UFRJ. Rio de Janeiro, abril/2004.

ALMEIDA, E.L.F. e BICALHO, R. Evolução das Tecnologias de Transporte e reestruturação da indústria do Gás Natural. Grupo de Energia, IE/UFRJ, mimeo. Rio de Janeiro, 2000.

ALMEIDA, E.L.F. e OLIVEIRA, A. Developing the Gas Industry in Brazil: Competition or Regulation? Minerals & Energy, v. 15, n. 3, 2000.

ALONSO, P. S. R. Estratégias corporativas aplicadas ao desenvolvimento do Mercado de Bens e Serviços: uma nova abordagem para a indústria do gás natural no Brasil. 474 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia de Produção), COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, março/2004.

ALONSO, P. S. R. O Gás Natural na Matriz Energética Brasileira: avaliação global de seus impactos, estratégias para disseminar sua utilização e criação de um suporte de tecnologias para o Brasil. 278 f. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia de Produção), COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 1999.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Dados estatísticos em <<http://www.anp.gov.br>> Acesso em fevereiro de 2007.

_____ Análise Técnica de Plano de Desenvolvimento do Módulo I do Campo de Mexilhão. Rio de Janeiro, 2006 (2006a).

_____ Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2005. Rio de Janeiro, 2006 (2006b).

_____ Nota Técnica N°. 012/2004. Considerações sobre o processo de formação de preços do gás natural no Brasil, Relatório SCG/ANP. Rio de Janeiro, março/2004 (2004a).

_____ Contrato N°. 7039/03 – 008.766. A Indústria de Gás Natural no Brasil – Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural, Relatório ANP. Rio de Janeiro, janeiro/2004 (2004b).

_____ Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços até dezembro de 2001. Séries ANP, n. 4. Rio de Janeiro, 2002 (2002a).

_____ Nota Técnica N°. 015/2002. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural - SCG/ANP. Rio de Janeiro, fevereiro/2002 (2002b).

_____ Participações cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural. SCG/ANP. Rio de Janeiro, fevereiro/2002 (2002c).

_____ Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. Séries ANP, n. 2. Rio de Janeiro, 2001.

BP – BP Statistical Review of World Energy 2005. Inglaterra, junho/2005. Site oficial: <<http://www.bp.com>> Acesso em janeiro de 2007.

BRASIL ENERGIA Gás Natural matéria-prima. Ed. 315, fevereiro/2007.

_____ Euforia e ciclo na indústria de óleo e gás. Ed. 312, novembro/2006 (2006a).

_____ Bacia de Santos Uma bacia para todos os gostos, Especial. Edição 306, maio/2006 (2006b).

_____ A peteca não pode cair, Especial Auto-suficiência. Edição 305, abril/2006 (2006c).

_____ Contrato é que dita o crescimento, Mercado Industrial de Gás Natural. Edição 313, dezembro/2006 (2006d).

_____ Vale tudo, Gás Natural Suprimento. Edição 307, junho/2006 (2006e).

CASTRO, N. J. A crise de energia e as perspectivas do gás natural. Energia & Mercados, n. 37, ano 3, p. 36. São Paulo, setembro/2004.

CENTRO DE TECNOLOGIAS DO GAS. Site oficial: <<http://www.ctgas.com.br>> Acesso em julho de 2006.

CORREA, E. L. A viabilidade econômica do gás natural. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção. Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2002.

COSTA, R. C.; PRATES, C.P.T.; FIGUEIREDO, V.S.; PIEROBON, E.C. Evolução da oferta Evolução da Oferta e da Demanda de Gás Natural no Brasil. BNDES Setorial, n. 24, p. 35-68. Rio de Janeiro, setembro/2006.

DE FRANCISCO, W. Matemática financeira. Ed. 5, Atlas. São Paulo, 1985.

DE OLIVEIRA, A. Brazilian Natural Gas Market: A Look Into the Future. Instituto de Economia, UFRJ. Rio de Janeiro, 2001.

DE OLIVEIRA, A. The Political Economy of Brazilian Power Industry Reform. Working Paper Series. Program on Energy and Sustainable Development (PESD), Stanford University. Fevereiro/2003.

DUTRA, L.E.D. Programa de Aceleração do Crescimento: Consistência macroeconômica e impactos setoriais. DG/ANP. Rio de Janeiro, fevereiro/2007.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética Análise Energética e dados agregados ao Balanço Energético Nacional 2006, Relatório Final.

FERNANDES, E. Mecanismos de regulação tarifária na indústria de gás natural: o caso do gasoduto Bolívia-Brasil. Tese de Doutorado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – IEE, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2000.

FERNANDES, E.; FONSECA, M. V. A.; ALONSO, P. S. R. Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995–2010 and usage factors. Energy Policy, v. 33, ed. 3, p. 365-386, Elsevier. Rio de Janeiro, fevereiro/2005.

FERREIRA FILHO, V.J.M. e GONÇALVES NETO, A.C. Project Finance in the Brazilian Petroleum Industry. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Argentina, março/2001.

FRANKE, M. R. A Sétima Rodada de Licitações e a Bacia de Santos, Agência Nacional do Petróleo. In: Fórum de São Paulo. São Paulo, agosto/2005.

GASENERGIA. Site oficial: <<http://www.gasenergia.com.br>> Acesso em novembro de 2006.

GASNET. Site oficial: <<http://www.gasnet.com.br>> Acesso em dezembro de 2006.

MARTINEZ, J. A. e ABREU, P. L. Gás Natural: o combustível do novo milênio. Plural Comunicação. Porto Alegre, 2003.

MARTINS, M. P. Setor de Gás Natural no Brasil. Seminário Internacional Gesel/IE/UFRJ: Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural. Rio de Janeiro, agosto/2006.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Site oficial: <<http://www.fazenda.gov.br>>. Acesso em fevereiro de 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional. Site oficial: <<http://www.mme.gov.br>> Acesso em junho de 2005.

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico. *Promoting Competition in the Natural Gas Industry Committee on Competition Law and Policy*, 23 de outubro de 2000.

O Estado de São Paulo – Auto-suficiência no gás natural terá 20% do investimento. O Estado de São Paulo, quarta-feira, 24 de janeiro de 2007, ed. 1477.

PERRUT, F. M. Potencial para Difusão das Tecnologias Alternativas ao Transporte do Gás Natural no Brasil: O Caso Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito. Monografia de Bacharelado, IE/UFRJ. Rio de Janeiro, agosto/2005.

PETRO & QUÍMICA. Gás Natural Uma nova realidade. Ed. 289, novembro/2006.

_____ Petrobras anuncia comercialidade de 19 campos de exploração. São Paulo, 2 de janeiro de 2007. Notícias on line. Site oficial: <http://www.editoravalete.com.br/site_petroquimica>. Acesso em janeiro de 2007.(2007)

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S/A. Site oficial: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em janeiro de 2007.

_____ Plano de Negócios 2007-2011. Rio de Janeiro, julho/2006. Site oficial: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em outubro de 2006.(2006a)

_____ Plano Estratégico Petrobras 2015. Rio de Janeiro, agosto/2006. Site oficial: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em novembro de 2006.(2006b)

_____ PLANGÁS Plano de Antecipação da Produção de Gás. Petrobras – E&P. Rio de Janeiro, outubro/2006. Site oficial: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em setembro de 2006. (2006c)

_____ Plano Diretor para Desenvolvimento da Produção de Gás Natural e Petróleo da Bacia de Santos. Rio de Janeiro, 11 de janeiro de 2006. Site oficial: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em setembro de 2006. (2006d)

PINTO JR. H. Q. e KRAUSE, G. G. Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural Experiência Internacional. ANP. Rio de Janeiro, setembro/1998

TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. Site oficial: <<http://www.tbg.com.br>> Acesso em dezembro de 2006.

TN PETRÓLEO Petrobras em expansão, Especial Novo Plano de Negócios. Ed. 49, julho-agosto/2006.

_____ Bacia de Santos disputas geram polêmicas, Especial Bacia de Santos. Ed. 47, março-abril/2006.

_____ A conta do novo cenário do gás natural. Ed. 44, setembro-outubro/2005.

_____ Macaé: centro estratégico da indústria petrolífera. Ed. 42, maio-junho/2005.

TOLMASQUIM, M. T.; OLIVEIRA, A. S.; RIBEIRO, C. M.; DUTRA, R. M.; CORREA NETO, V. Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Relume Dumará, ed.1, v. 1, p. 487. Rio de Janeiro, 2004.

YERGIN, D. e STOPPARD, M. The Next Prize – A global Gas Market. Foreign Affairs, CF Relation. EUA, dezembro/2003.

SANTOS, R. T. Coordenação de Investimentos e Políticas de introdução da concorrência na indústria do Gás Natural: elementos para análise de casos no Brasil. Dissertação de Mestrado, IE/UFRJ. Rio de Janeiro, dezembro/2001.