

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP**

**Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia
PIPGE
(EP, FEA, IEE, IF)**

**EXEQÜIBILIDADE DA INDUSTRIALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NA BOLÍVIA E
A SUSTENTABILIDADE DE ABASTECIMENTO À MERCADOS ALÉM DAS SUAS
FRONTEIRAS**

Cidar Ramón Oliva Rocha

**São Paulo
2006**

CIDAR RAMON OLIVA ROCHA

**Exeqüibilidade da industrialização do gás
natural na Bolívia e a sustentabilidade de abastecimento
a mercados além das suas fronteiras**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo como requisito parcial a obtenção do título de Mestre em Energia

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani

SÃO PAULO

2006

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Rocha, Cidar R. Oliva.

Exeqüibilidade da industrialização do gás natural na Bolívia e a sustentabilidade de abastecimento a mercados além das suas fronteiras / Cidar Ramon Oliva Rocha; orientador Francisco Burani São Paulo, 2006. 147p.: il.; 30 cm

Dissertação (Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – IEE / EPUSP / FEA / IF da Universidade de São Paulo.

**1. Gás Natural 2. Planificação 3. Exportação
4. Cenários 5. Lei I. Título**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho de pesquisa a toda minha família, em especial a minha esposa e de todo meu coração a meu filho(a) que está a caminho.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela ajuda que sempre me deu. A minha família pelo imenso apoio que sempre me brindo e que este trabalho seja exemplo para a formação das novas gerações da minha família.

Ao meu orientador Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani e o meu co-orientador Prof. Dr. Miguel Edgar Morales Udaeta, pelos ensinamentos, orientações, pela ajuda durante o tempo que estive no Brasil, pela paciência e por todas as formas de colaboração para a realização de minha dissertação de mestrado. Saibam que a minha admiração o meu respeito por vocês é muito grande.

Ao IEE pela oportunidade do curso de mestrado. Orgulho-me imensamente de ser parte desta excelente instituição que contribui para o aperfeiçoamento intelectual, acadêmico e profissional de todos os seus alunos.

A todos os professores do IEE, pelos conhecimentos adquiridos, por suas aulas e pela forma que conduzem aos alunos através do mestrado.

Aos meus colegas do mestrado, em especial a minha querida amiga colombiana Julieta Puerto Rico e meu querido amigo paraguaio Victorio Oxilia.

A todas as demais pessoas que contribuíram direta o indiretamente para a realização deste trabalho de mestrado.

RESUMO

Esta Dissertação de Mestrado pretende realizar uma análise exaustiva do problema energético da Bolívia a partir do Gás Natural, avaliando possíveis cenários de aproveitamento racional deste recurso, contemplando princípios de equidade e desenvolvimento sustentável em base, à exploração deste recurso natural. Para isso, a partir do estado de arte da indústria energética boliviana, será avaliada a capacidade interna e de países vizinhos no contexto da nova Lei de Hidrocarbonetos e as políticas energéticas no novo cenário de desenvolvimento. Desta maneira, estará garantida a disponibilidade energética deste insumo na exportação aos países vizinhos.

Apesar de que a nova Lei de Hidrocarbonetos tenha sido regulamentada recentemente (final de junho de 2005), todavia existe e existirá no médio prazo, a necessidade de buscar a estratégia que a cadeia produtiva do gás natural seguirá na Bolívia. Nela se agregam as diferentes posições políticas que amadureceram, desde o ano eleitoral de 2002. A Nova Lei é a culminação de um processo político e eleitoral na indústria dos hidrocarbonetos na Bolívia.

É evidente que se a Bolívia conseguir estabelecer uma estratégia sustentável vinculada ao aproveitamento de suas reservas de gás, pode dar um salto em seu desenvolvimento e ser um país com poder de compra *per capita* que facilite a consolidação da estabilidade na região. Internamente, se percebe a necessidade urgente de uma política nacional de gás, coerente com uma melhor distribuição da renda mensal e uma política energética para que Bolívia possa ter melhores relações com seus futuros clientes de gás natural.

ABSTRACT

This Dissertation of Mastery, it tries to realize an exhaustive analysis of the energetic problem of Bolivia from the Natural Gas, evaluating possible scenes of rational utilization of this resource, contemplating beginning of equity and sustainable development in base, to the exploration of this natural resource. For this, from the state of the art of the energetic Bolivian industry, it will be evaluated, the internal and cross-border capacity in the context of the new Law of Hydrocarbons and, the political energetic ones in the new scene of development. Hereby, there will be guaranteed the energetic safety of this input in the exportation to the neighboring countries.

In spite of the fact that the new Law of Hydrocarbons has been regulated recently (end of June, 2005), still it exists and it will exist in the medium term, the need to look for the strategy that the productive chain of the natural gas will continue in Bolivia. Of her there take form the different political positions that came maturing from the electoral year of 2002. The New Law, it is the culmination of a process of politicization of the industry of the hydrocarbons in Bolivia.

It is evident that if Bolivia manages to establish a sustainable strategy linked to the utilization of his reserves of gas, a jump can give in his development and be a country with purchasing power per-cápita, that facilitates the consolidation of the stability in the region. Internally, there is perceived the urgent need of a national politics of the gas, coherent by a better monthly income distribution and, an energetic politics in order that Bolivia could have better relations with his future clients of the natural gas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 1 - Bolívia: Ligação Geográfica no Contexto Regional	14
Figura 1. 2 - Bolívia: Rede de Gasodutos.....	16
Figura 1. 3 - Bolívia: Gasodutos na Fronteira Bolívia-Brasil, Bolívia-Argentina e Corredores de Exportação....	20
Figura 2. 1 - Japão: Terminais Regasificadores para Importação de GNL.....	25
Figura 2. 2 - Coréia do Sul: Terminais Regasificadores para Importação de GNL.....	25
Figura 2. 3 - Taiwan: Terminais Regasificadores para Importação de GNL.....	26
Figura 2. 4 - Europa: Terminais Regasificadores para Importação de GNL	26
Figura 2. 5 - Mundo: Consumidores de GNL por Bacia	27
Figura 2. 6 - México: Oferta e Demanda do Gás Natural.....	28
Figura 2. 7 - México: Consumo de Gás Natural por Categoria	28
Figura 2. 8 - México: Projetos Identificados para a Instalação de Plantas de GNL.....	29
Figura 2. 9 - Estados Unidos: Preço Médio do Gás Natural 2003-2006.....	31
Figura 2. 10 - Peru: Localização da Planta de Liquefação	32
Figura 2. 11 - Peru: Mercados para o GNL	33
Figura 3. 1 – Bolívia: Evolução da Oferta e Demanda Elétrica.....	35
Figura 3. 2 – Bolívia: Evolução e Composição Percentual do Setor Elétrico	36
Figura 3. 3 – Bolívia: Reservas Nacionais de Gás Natural.....	37
Figura 3. 4 – Bolívia: Estrutura do Setor Hidrocarbonetos	38
Figura 3. 5 – Bolívia: Número de usuários por Categoria	41
Figura 3. 6 - Bolívia: Gasoduto na Fronteira Bolívia-Brasil	43
Figura 3. 7 - Bolívia: Gasoduto na Fronteira Bolívia-Argentina	44
Figura 4. 1 - Bolívia: Áreas de Interesse Petrolífero	45
Figura 4. 2 - Bolívia: Participação do petróleo cru e gás natural no PIB.....	46
Figura 4. 3 - Bolívia: Áreas de Contratos de Risco Compartilhado e Áreas de Operação Reservadas para YPFB	47
Figura 4. 4 - Bolívia: Localização de Poços Exploratórios	49
Figura 4. 5 - Bolívia: Localização de Poços de Desenvolvimento	50
Figura 4. 6 - Bolívia: Investimentos de Hidrocarbonetos até fevereiro de 2006	53
Figura 4. 7 - Bolívia: Crescimento da Produção de Gás Natural.....	54
Figura 4. 8 - Bolívia: Participação de Produção de Gás Natural por Estado	54
Figura 4. 9 - Bolívia: Volumes de Gás Natural Exportados	55
Figura 4. 10 - Bolívia: Milhões de Dólares por razão das Exportações de Gás.....	56
Figura 4. 11 - Estados Unidos: Preço do Gás Natural e o WTI.....	57
Figura 4. 12 - Bolívia: Preço do gás boliviano comparado com Henry Hub	57
Figura 5. 1 – Bolívia: Emissões de CO ₂ segundo setor	65
Figura 6. 1 - Bolívia: Organograma de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB	69
Figura 7. 1 - Produtos que podem ser obtidos a partir do gás de síntese	75
Figura 7. 2 - Processo Básico de GTL com base em F-T	75
Figura 7. 3 - Conversão do gás natural em combustíveis líquidos	76
Figura 7. 4 - Projeção do potencial de eficiência do processo GTL com base em FT.....	77
Figura 7. 5 - Importação de petróleo de Chile em 2001	78
Figura 7. 6 - Estimativa da localização da planta de GTL na fronteira com Chile	78
Figura 7. 7 - Estimativa do crescimento das importações no Brasil.....	79
Figura 7. 8 - O diesel GTL-FT comparado com o diesel convencional.....	80
Figura 7. 9 - Custo aproximado do diesel de GTL-FT	81

Figura 8. 1 - Argentina: Tecnologia Galileo.....	85
Figura 8. 2 - Argentina: Sistema de Carga da Tecnologia Galileo	86
Figura 8. 3 - Tecnologia Criogen.....	86
Figura 8. 4 - Estados Unidos: Tecnologia Emmer.....	88
Figura 8. 5 - Bolívia: Localização de Pando, Beni e o rio Ichilo – Mamoré	90
Figura 8. 6 - Bolívia: Corredor Bioceânico	92
Figura 8. 7 - Bolívia: Vias do Corredor Bimodal	93
Figura 9. 1 - Esquema da Prospecção na Bolívia com base em Modelo LEAP	100
Figura 9. 2 - Dados de Demanda Interna.....	101
Figura 9. 3 - Dados de Demanda de Exportação	101
Figura 9. 4 - Dados de Perdas em Transmissão e Distribuição (%)......	102
Figura 9. 5 - Dados da Geração de Eletricidade do SIN (MW).....	102
Figura 9. 6 - Dados da Geração de Eletricidade do SIN (GWh).....	103
Figura 9. 7 - Dados de Produção de Gás Natural	104
Figura 9. 8 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial	105
Figura 9. 9 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial	106
Figura 9. 10 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial	106
Figura 9. 11 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial	107
Figura 9. 12 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável.....	108
Figura 9. 13 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável.....	108
Figura 9. 14 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável.....	109
Figura 9. 15 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável.....	109
Figura 9. 16 - Dados de Projeção no Cenário Otimista	110
Figura 9. 17 - Dados de Projeção no Cenário Otimista	111
Figura 9. 18 - Dados de Projeção no Cenário Otimista	111
Figura 9. 19 - Dados de Projeção no Cenário Otimista	112
Figura 9. 20 - Resultado da Demanda Total Interna e Externa (Exportação).....	113
Figura 9. 21 - Resultado da Demanda para Exportação no ano 2030.....	114
Figura 9. 22 - Resultado da Demanda Interna no ano 2030.....	114
Figura 9. 23 - Resultado da Produção de Gás Natural.....	115
Figura 9. 24 - Consumo Energético Total – Cen. Tendencial	115
Figura 9. 25 - Consumo Energético de Exportação – Cen. Tendencial	116
Figura 9. 26 - Produção de Gás Natural – Cen. Tendencial	116
Figura 9. 27 - Consumo Energético Total – Cen. Sustentável.....	117
Figura 9. 28 - Consumo Energético de Exportação – Cen Sustentável	117
Figura 9. 29 - Produção de Gás Natural – Cen. Sustentável.....	118
Figura 9. 30 - Consumo Energético Total – Cen. Otimista	118
Figura 9. 31 - Consumo Energético de Exportação – Cen Otimista	119
Figura 9. 32 - Produção de Gás Natural – Cen. Otimista	119
Figura 9. 33- Projeção de Uso de Gás Natural e GNC para 2030	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. 1 - Bolívia: Produção, Venda e Importação de Diesel no Mercado Interno	18
Tabela 2. 1 - Bacia do Pacífico: Produção e Mercados de Venda de GNL	22
Tabela 2. 2 - Bacia do Atlântico: Produção e Mercados de Venda de GNL.....	23
Tabela 2. 3 - Oriente Médio: Produção e Mercados de Venda de GNL	24
Tabela 3. 1. Bolívia: Evolução e Taxas de Crescimento do Setor Elétrico (MW)	35
Tabela 3. 2 - Bolívia: Total Exploração de Campos por Operadora.....	39
Tabela 3. 3 - Bolívia: Volumes Totais de Gás Natural por Categoria, 2005 (MMPC).....	42
Tabela 3. 4 - Bolívia: Gasodutos Internacionais em Operação.....	42
Tabela 4. 1 - Bolívia: Perfuração de Poços Exploratórios (Janeiro – Fevereiro 2006).....	48
Tabela 4. 2 - Bolívia: Perfuração de Poços de Desenvolvimento (Janeiro – Fevereiro 2006).....	49
Tabela 4. 3 - Bolívia: Pago de Royalties pelos contratos de Risco Compartilhado.....	51
Tabela 4. 4 - Bolívia: Investimentos em hidrocarbonetos até 2005.....	51
Tabela 4. 5 - Bolívia: Investimentos Mensais em Exploração e Exploração	52
Tabela 5. 1 - Bolívia: Produção de Petróleo e Gás Natural segundo sub-setor	59
Tabela 5. 2 - Bolívia: Características do setor elétrico ao ano 2004.....	60
Tabela 5. 3 - Bolívia: Domicílios e Disponibilidade de Energia Elétrica (em Percentual).....	62
Tabela 5. 4 - Bolívia: Combustível Utilizado para Cozinhar (em Percentual)	62
Tabela 5. 5 - Bolívia: Parque Automotor por Tipo de Serviço.....	64
Tabela 5. 6 - Bolívia: Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa (em giga gramas).....	64
Tabela 7. 1 - Composição química do gás natural boliviano.....	73
Tabela 7. 2 - Reações químicas do metano para formar gás de síntese	74
Tabela 7. 3 - Sensibilidade do preço do gás e seu efeito na estrutura de custos do diesel GTL	81
Tabela 7. 4 - Investimentos de plantas GTL-FT	82
Tabela 8. 1 - Bolívia: Distancias do Corredor Bimodal	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EIA	Energy Information Administration
IDH	Imposto Direto dos Hidrocarbonetos
INE	Instituto Nacional de Estadística (Bolivia)
MMBTU	Milhão British Thermal Unit
MMPC	Milhões Pés Cúbicos
MMm3	Milhões metros cúbicos
MW	Mega Watt
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
GTL	Gás To Liquids
GWh	Giga Watt hora
TCF	Trillon Cubic Feet
TGN	Tesoro General de la Nación (Bolivia)
YPFB	Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos

ÍNDICE

RESUMO.....	6
ABSTRACT	7
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 CONSUMO INTERNO.....	15
1.2 INDUSTRIALIZAÇÃO NACIONAL	16
1.3 EXPORTAÇÃO.....	19
2 ESTADO DA ARTE DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO NO MUNDO	21
2.1 PRINCIPAIS PRODUTORES DE GNL NO MUNDO.....	21
2.2 PRINCIPAIS CONSUMIDORES DE GNL NO MUNDO	24
2.3 MÉXICO E SEUS PROJETOS DE GNL	27
2.4 ESTADOS UNIDOS E SUA INDEPENDENCIA DO PETRÓLEO.....	29
2.5 PROJETO DE EXPORTAÇÃO DE GNL CAMISEA-PERU	31
3 ESTADO DA ARTE DO GÁS NATURAL NA BOLÍVIA.....	34
3.1 MATRIZ ENERGÉTICA.....	34
3.2 RESERVAS CERTIFICADAS DE GÁS NATURAL	36
3.3 ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO GÁS NATURAL	38
3.3.1 UPSTREAM	39
3.3.2 DOWNSTREAM	40
3.4 INTERCONEXÕES INTERNACIONAIS.....	42
4 ESTUDO DAS RESERVAS DE GÁS NA BOLÍVIA.....	45
4.1 RESERVAS DE GÁS NATURAL	46
4.2 CONTRATOS DE RISCO COMPARTILHADO	46
4.3 SUSPENSÃO DE ATIVIDADES EXPLORATORIAS	50
4.4 PAGAMENTO DE ROYALTIES.....	51
4.5 INVESTIMENTOS	51
4.6 PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL.....	53
4.7 EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL	54
4.8 PREÇOS INTERNACIONAIS	56
5 SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA DA BOLÍVIA	58
5.1 DEPENDÊNCIA E VULNERABILIDADE.....	59
5.2 SEGURANÇA ENERGÉTICA E QUALIDADE	60
5.3 EQUIDADE ENERGÉTICA.....	61
5.3.1 ÍNDICES DE ELETRIFICAÇÃO E USO DE GÁS.....	61
5.3.2 CARÊNCIAS ENERGÉTICAS	63
5.4 ENERGIA E MEIO AMBIENTE	64
5.5 ENERGIA E DEMOCRACIA	65
5.6 POTENCIAL DE SUSTENTABILIDADE	66
6 NOVA LEI DE HIDROCARBONETOS	67
6.1 TEMAS RELEVANTES DA NOVA LEI E O DECRETO 28.701	67
6.2 CARÊNCIA DE REGULAMENTOS NA LEI	70
6.3 POSSÍVEIS IMPASSES	70
6.3.1 SOBRE OS INVESTIMENTOS.....	70
6.3.2 SOBRE NOVOS PROJETOS	71
6.3.3 SOBRE AS EXPORTAÇÕES.....	72
7 PROCESSO GÁS TO LIQUIDS - GTL	73
7.1 CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL BOLIVIANO.....	73
7.2 A INDUSTRIALIZAÇÃO DO METANO	73
7.3 USO DO GÁS DE SÍNTESE	74
7.4 PROJETO GÁS TO LIQUIDS / GTL-FT.....	75
7.5 MERCADO PARA OS PRODUTOS DO PROJETO GTL-FT	77

7.5.1	MERCADO VIZINHO: CHILE	77
7.5.2	MERCADO VIZINHO: BRASIL	79
7.6	MERCADO DOS HIDROCARBONETOS LÍQUIDOS.....	79
7.7	INVESTIMENTO NECESSÁRIO PARA UM PROJETO GTL-FT.....	82
7.8	TEMPO DE IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO GTL-FT.....	82
7.9	BENEFÍCIOS DIRETOS	83
8	GASODUTO VIRTUAL.....	84
8.1	TECNOLOGIA	84
8.1.1	TECNOLOGIA GALILEO	85
8.1.2	TECNOLOGIA CRIOGEN	86
8.1.3	TECNOLOGIA EMMER.....	87
8.2	JUSTIFICATIVA DO GASODUTO VIRTUAL.....	88
8.3	GASODUTO VIRTUAL PARA BOLÍVIA.....	89
8.4	CORREDOR BIOMODAL	91
8.4.1	INFRAESTRUTURA EXISTENTE	93
8.4.1.1	COMPLEXO PORTUÁRIO DE GUAYARAMERIN.....	93
8.4.1.2	ESTALEIRO NAVAL DE GUAYARAMERIN	94
8.4.1.3	DIQUE SECO FLUTUANTE GUAYARAMERIN.....	94
8.4.1.4	PORTO FLUTUANTE TRINIDADE	94
8.4.1.6	VIA FLUVIAL PERMANENTE PARA A NAVEGAÇÃO MERCANTE	95
8.4.1.7	EQUIPAMENTO	96
8.5	VANTAGENS DO GASODUTO VIRTUAL ICHILO – MAMORÉ.....	96
9	MODELO LEAP	98
9.1	MODELO LEAP – STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE – BOSTON.....	98
9.2	MODELO LEAP 2004	99
9.3	ELABORAÇÃO DO MODELO	99
9.3.1	DADOS DE ORIGEM	100
9.3.1.1	DEMANDA	100
9.3.1.2	TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	102
9.3.1.3	GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	102
9.3.1.4	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL.....	103
9.3.2	ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS.....	104
9.3.2.1	CENÁRIO TENDENCIAL.....	105
9.3.2.2	CENÁRIO SUSTENTÁVEL.....	107
9.3.2.3	CENÁRIO OTIMISTA	110
9.3.3	RESULTADOS DO CÁLCULO	112
10	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	121
10.1	POLÍTICAS E ESTRATÉGIAS	123
10.1.1	REESTRUTURAÇÃO DO SETOR HIDROCARBONETOS	123
10.1.2	POLÍTICA DE MERCADOS	125
10.1.3	PROJETOS PRIORITÁRIOS	125
10.2	CONCLUSÕES	126
11	BIBLIOGRAFIA.....	129
12	ANEXOS.....	132
	ANEXO A.....	133
	ANEXO B.....	135
	ANEXO C.....	138
	ANEXO D.....	139
	ANEXO E.....	140
	ANEXO F.....	142
	ANEXO G	143
	ANEXO H	145

1 INTRODUÇÃO

A Bolívia se encontra em uma posição privilegiada na região (figura 1.1) que poderá funcionar como um distribuidor de energia, no contexto de uma integração energética orientada pelas necessidades dos mercados consumidores. Com certeza, para isso é necessário estabelecer de forma transparente uma política de estado, permanente e estável para os próximos vinte anos, no mínimo, que permita o desenvolvimento do setor de hidrocarbonetos e do país. Por isso, é crucial e urgente a necessidade de desenvolver uma capacidade local de elaboração e execução dos fundamentos para um desenvolvimento sustentável.



Figura 1.1 - Bolívia: Localização Geográfica na Região

Fonte: Ministério de Relações Exteriores e Cultura da Bolívia (www.rree.gov.bo)

1.1 CONSUMO INTERNO

Apesar de a Bolívia apresentar reservas de gás para utilização interna, atualmente o consumo interno de gás natural é muito baixo; por isso, o Governo diz¹ estar obrigado a trocar a matriz energética no menor tempo possível, sempre considerando que nestes momentos existe um planejamento para a massificação do uso deste recurso.

Gás Natural Domiciliar.- De acordo com os dados do *Instituto Nacional de Estadística da Bolívia – INE*, até o ano de 2003, 62,57% da população utilizava GLP para cozinhar, 31,11% utilizava lenha, 2,45% utilizava guano e apenas **1,78%** da população tinha acesso ao gás natural canalizado para uso doméstico (para detalhes observar a tabela 5.4). Esta relação percentual, entre o uso de gás natural e outros energéticos, mostra claramente uma falta de incentivo para massificar o uso do gás domiciliar.

Gás Natural Veicular.- Atualmente existem cerca de 500.000 carros em toda a frota automotiva da Bolívia, dos quais, até junho de 2005 somente 34.250 usam Gás Natural Veicular (GNV), correspondendo somente a 6,85% da frota. Estima-se² que a economia em combustível dos carros movidos a GNV, em substituição à gasolina, é superior a 60%, sendo portanto, muito atrativo realizar as conversões para Gás Natural.

Ampliação da Rede de Gás Natural Canalizado.- Geograficamente, a atual rede de gasodutos existente na Bolívia conecta sete capitais de Estado (figura 1.2). Apesar disso, cerca da metade do território nacional (sobretudo o norte boliviano), não tem provisão de gás natural. Deve-se pensar no abastecimento de gás natural às zonas que atualmente não contemplam este serviço, através de gasodutos convencionais, ou também a possibilidade de gasodutos virtuais (GNC).

¹ Projeto de Pesquisa FAPESP – processo 2005/03059-0 (Informe final Beni)

² Doria, M.S.; “Gás, Bolívia”; La Paz, Junio de 2003.

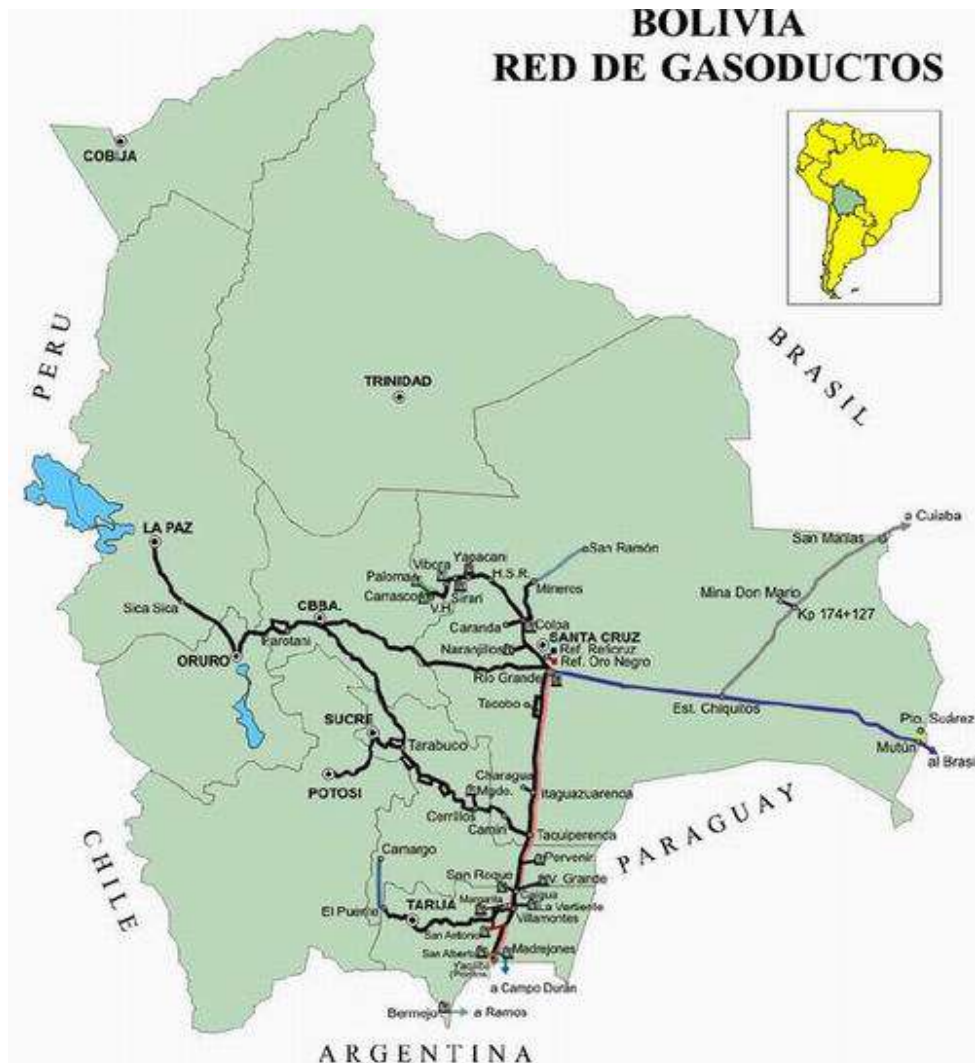


Figura 1.2 - Bolívia: Rede de Gasodutos

Fonte: Superintendência de Hidrocarbonetos da Bolívia (www.superhid.gov.bo)

1.2 INDUSTRIALIZAÇÃO NACIONAL

Um dos principais objetivos da nacionalização³ é o de fomentar a industrialização do gás natural para obter maior valor agregado na extração deste recurso.

Indústria Nacional.- Muitas empresas já utilizam gás natural para aumentar sua competitividade, no entanto, isto se realiza sem contar com uma política real que promova a utilização deste energético para o crescimento e a reconversão da indústria local. Deve-se gerar uma grande política de industrialização baseada no gás natural, que tenha as seguintes prioridades:

³ Decreto Supremo de Nacionalização (Héroes del Chaco) 28.701, do 01 de maio de 2006, (detalhe anexo H).

- Política Industrial para alentar a instalação de indústrias básicas, projetos viáveis que considerem objetivamente a limitação do mercado interno e a potencialidade do mercado externo.
- Promover o uso do gás natural na pequena e média indústria, assim como na produção artesanal; trata-se de uma socialização do processo de reconversão industrial, de tal forma que estas unidades produtivas aumentem sua capacidade de produção e competitividade baseadas no uso do gás natural.

Agricultura e Mineração.- No caso da produtividade do setor agrícola a utilização do gás natural implica em: massificação da sua utilização como fonte de energia em zonas agrícolas; promoção da utilização da ureia na fertilização (principalmente no altiplano boliviano) e a introdução do uso do gás natural na agroindústria. No caso da Mineração, a utilização do parque tecnológico de forma eficiente, significa introduzir o gás como insumo energético aonde seja necessário. Isso implica em uma reconversão para introduzir processos produtivos intensivos de gás natural para melhorar a competitividade e poder assimilar, sem problemas, as quedas de preços internacionais das matérias primas. O projeto MUTUN⁴ que se iniciou para a extração de ferro para a produção de aço no leste boliviano será um claro exemplo para o uso do gás natural como fonte energética.

Gas To Liquids (GTL).- Traduzido significa conversão de Gás Natural a Líquidos. A Tecnologia GTL proporciona um combustível ultra-limpo que pode melhorar drasticamente a qualidade do ar nas áreas metropolitanas. A tecnologia de GTL utiliza o processo de síntese de Fischer-Tropsch⁵ para converter o gás natural nos combustíveis sintéticos líquidos, semelhantes aos produtos refinados do petróleo cru; os combustíveis de GTL são livres de compostos de enxofre e de agentes contaminantes aromáticos. Um dos combustíveis mais importantes que se pode extrair do GTL é o diesel.

As vantagens da tecnologia do GTL têm se mostrado cada vez mais convincentes, tem o potencial de converter os trilhões de pés cúbicos de gás natural boliviano em milhões de barris de valor econômico. A Bolívia tem a oportunidade de realizar investimentos neste campo para gerar um grande valor agregado e obter créditos importantes que resultarão do desenvolvimento na exploração destes recursos. Além disto, pode se acrescentar que os

⁴ Doria, M.S.; "Gás, Bolívia"; La Paz, Junho de 2003.

⁵ Fórum Internacional "Industrialização do Gás Boliviano ¿Sueno o Realidad?", La Paz, 12/2003

produtos e os combustíveis das plantas de GTL podem ser transportados e vendidos através de infra-estrutura convencional, tal como, tubulações, instalações de armazenagem e sistemas existentes para a distribuição. A Bolívia poderá contar com combustíveis sintéticos de alta qualidade, destinados não só ao mercado interno, mas destinados principalmente à exportação.

Tabela 1. 1 - Bolívia: Produção, Venda e Importação de Diesel no Mercado Interno

Descrição	Unidade de Medida	2000	2001	2002	2003	2004
Produção Óleo Diesel	Milhões de barris	2.74	2.92	3.02	3.12**	3.22**
Venda Óleo Diesel	Milhões de barris	4.84	4.83	5.02	5.57	6.19
Importação Óleo Diesel*	Milhões de barris	2.10	1.91	2.00	2.45	2.97

Fonte: Elaboração Própria. Com base em dados do *Instituto Nacional Estadística da Bolívia* (www.ine.gov.bo)

* Dados Estimados da diferença entre as vendas realizadas e a produção interna de óleo Diesel.

** Dados preliminares

Termoelétricas.- As termoelétricas são centrais térmicas que baseiam seus princípios de funcionamento na conversão de energia calórica em energia mecânica para depois convertê-la em energia elétrica. Estas centrais geram energia elétrica a partir da combustão do gás natural através de uma turbina. E são consideradas tecnologias limpas devido à redução das emissões de contaminantes se comparadas com geração elétrica baseada em carvão. Em primeira instância a emissão de Dióxido de Enxofre (SO₂) é quase nula, devido ao fato deste elemento ser praticamente inexistente no gás natural boliviano. Reduzem-se drasticamente as emissões de Dióxido de Carbono (CO₂) por kWh produzido, também conseguindo como consequência a redução do efeito estufa.

A Bolívia, atualmente tem uma capacidade elétrica instalada bem acima das necessidades internas (ver figura 3.1), e deve-se mencionar que o Sistema Interconectado Nacional da Bolívia (SIN), possui cerca de 60 % sua capacidade de geração baseada em Termoeletricidade.

Gasquímicas.- O processo de massificação do uso do gás natural se manifesta em toda a cadeia produtiva. Assim, a instalação de usinas Petroquímicas, ou melhor, Gasquímicas tem que ser parte do desenvolvimento da Bolívia. Contudo, por tratar-se de grandes investimentos,

devem ser orientados à exportação. Sendo o mercado interno um mercado secundário (por isso o local da instalação deve ser escolhido estrategicamente).

1.3 EXPORTAÇÃO

Não há dúvida de que as primeiras décadas do século XXI serão do gás natural, pois existe e existirá uma demanda crescente deste recurso por ser um combustível barato e limpo (quando comparado aos derivados do petróleo). Nesse sentido, em uma visão global, o gás natural deverá se tornar o energético mais importante desta época.

As exportações do gás boliviano, sem dúvida asseguram ingresso de divisas por quase 20 anos ao país, esta política sempre será a base de todo processo de massificação do gás natural na Bolívia; isto se faz evidente também, se na região os países vizinhos como Argentina, Brasil e Peru encontrem novos campos de gás e incrementem suas reservas no futuro. Também se pode afirmar que a infra-estrutura de gasodutos da Bolívia para a exportação de gás natural ao Brasil é a mais importante conexão binacional de toda América do Sul, porém também existem conexões de exportação de gás boliviano à Argentina (figura 1.3).

Na mesma figura podem ser observados os corredores legais identificados para a exportação energética (eletricidade e gás natural) da Bolívia para os países vizinhos. Cabe ressaltar que atualmente tais corredores se encontram em vigência e a perspectiva é que se mantenham assim⁶. Isto fortaleceria as intenções de integração entre o MERCOSUL e o CAN.

⁶ Galvão, L.C.R.; Paula, E.; Udaeta, M.E.M. "La Energía en el MERCOSUR y la Integración Energética del Cono Sur". Rio de Janeiro-Brasil, 1999 (Cap. Bolívia).



Figura 1.3 - Bolívia: Gasodutos na Fronteira Bolívia-Brasil, Bolívia-Argentina e Corredores de Exportação

Fonte: Petrobras 2004, Seminário Oficina: A Problemática Energética da cadeia Produtiva do GN- UMSS, 2005

2 ESTADO DA ARTE DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO NO MUNDO

Desde 2003, Japão, Coreia, China, Estados Unidos e os países europeus são considerados como os maiores consumidores mundiais do gás natural e, portanto tendo um mercado maduro e uma infra-estrutura totalmente estabelecida. Esses países continuam ampliando tanto a sua infra-estrutura como a sua demanda, isto faz com que haja necessidade de transporte de gás natural partindo dos países produtores até os países consumidores seja um dos primeiros problemas a serem resolvidos. Desta maneira, a Tecnologia do Gás Natural Liquefeito, mais conhecida como GNL, aparece como uma das melhores alternativas do momento. Atualmente, o maior transporte de gás natural em grandes distâncias vem sendo realizado através desta tecnologia.

Então é esperado um incremento na produção de GNL devido à competitividade que este vem conseguindo, de forma significativa, devido a um aumento nos preços do gás natural e à redução nos custos do GNL. No mundo existem grandes campos de Gás Natural que se encontram a milhares de quilômetros dos centros de consumo, o que torna economicamente inviável construir gasodutos. Isto tem ajudado ao desenvolvimento do negócio de GNL.

Quem consome GNL o utiliza de duas maneiras: Uma delas é para ter abastecimento de gás natural, já que são países que não contam com reservas do mesmo e estão geograficamente afastados dos centros de produção e, por isso não podem ter acesso a este produto via gasodutos. Este é o caso do Japão, que tem uma das principais demandas de GNL. A outra forma é utilizá-la para cobrir as necessidades em períodos de alta demanda, o que se conhece como *'peak-shaving'*. Este é o caso dos Estados Unidos.

2.1 PRINCIPAIS PRODUTORES DE GNL NO MUNDO

A EIA (*Energy Information Administration*) dividiu a indústria da exportação do GNL em 3 setores geográficos: Bacia do Pacífico, Bacia do Atlântico e Oriente Médio⁷.

⁷ A divisão da indústria do GNL foi feita pela EIA através da publicação *The Global Liquefied Natural Gas Market*, site: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/>, fevereiro-2006

Bacia do Pacífico.- Os países produtores desta Bacia produziram 2.6 TCF (55 milhões de toneladas) de GNL em 2002, aproximadamente 49% da produção de GNL mundial. Desde meados de 2003, cinco exportadores da Bacia do Pacífico tinham 3.1 TCF (63 milhões de toneladas) de capacidade de liquefação anual e esperam que em 2007 tenham a capacidade de liquefazer aproximadamente mais de 3.8 TCF (80 milhões de toneladas) por ano.

Os países produtores desta Bacia são 5: Indonésia, Malásia, Austrália, Brunei, Estados Unidos e Rússia (este último se encontra instalando sua primeira planta de GNL, que entrará em funcionamento em 2007). Desses países a Indonésia é o líder produtor-exportador mundial de GNL. Na tabela 2,1 se detalha a produção de cada país e seus mercados de venda.

Tabela 2. 1 - Bacia do Pacífico: Produção e Mercados de Venda de GNL

Produtor	Exportação 2002 (TCF)	Exportação 2003 (TCF)	Projeção 2007 (TCF)	Principais Consumidores
Indonésia	1,1	1,4	1,4	Japão, Taiwan e Coreia do Sul
Malásia	0,741	0,741	1,1	Japão, Taiwan e Coreia do Sul
Austrália	0,367	0,572	0,747	Japão
Brunei	0,351	0,351	0,351	Japão, Coreia do Sul
Estados Unidos	0,068	0,068	0,068	Japão
Rússia			0,234	Estados Unidos
TOTAL	2,6	3,1	3,9	

Fonte: Elaboração Própria, com base em dados da EIA (*Energy Information Administration*), 2006

Atualmente existem dois projetos de exportação de GNL a serem inclusos nesta bacia do Pacífico: um deles é o de exportar o gás natural em forma de GNL do campo de Camisea, no Peru a um Terminal no México. O outro é usando gás boliviano até o Peru ou até o Chile pela Costa do Pacífico onde poderia ser liquefeito e embarcado (transportado) a um Terminal na Baixa Califórnia da América do Norte. Neste último projeto, o Governo boliviano é quem vai decidir se a planta de gás liquefeito deverá ser instalada em território Boliviano ou em outro país.

Bacia do Atlântico.- Os exportadores desta bacia produziram 1.5 TCF (32 milhões de toneladas) em 2002, aproximadamente 29 % de produção de GNL mundial. Desde 2003, produtores de GNL da Bacia Atlântica tinham 2.1 TCF (43 milhões de toneladas) de capacidade anual. As extensões na Nigéria e Trinidad e Tobago, bem como novas instalações

no Egito e Noruega, aumentariam a capacidade de liquefação desta bacia a 3.3 TCF (73 milhões de toneladas) até 2007.

Os principais países produtores desta bacia são 6: Argélia, Nigéria, Trinidad e Tobago, Líbia, Egito e Noruega (esses últimos 2 países estão em vias de construção de plantas GNL). Dos países mencionados anteriormente Argélia é o país mais importante na produção de GNL. Na tabela 2.2 se pode observar os detalhes da produção de GNL.

Existem novos projetos que desenvolverão a indústria do GNL na Venezuela, em Angola e Guiné Equatorial, que logo serão partes integrantes desta Bacia Atlântica.

Tabela 2. 2 - Bacia do Atlântico: Produção e Mercados de Venda de GNL

Produtor	Exportação 2002 (TCF)	Exportação 2003 (TCF)	Projeção 2007 (TCF)	Principais Consumidores
Argélia	0,935	1,1	1,1	França, Bélgica, Espanha, Turquia e Estados Unidos
Nigéria	0,394	0,463	0,863	Turquia, Itália, França, Portugal, Espanha e Estados Unidos
Trinidad e Tobago	0,189	0,482	0,735	Estados Unidos, Porto Rico, Espanha, e República Dominicana.
Líbia	0,021	0,021	0,021	-
Egito			0,594	Itália e Estados Unidos
Noruega			0,200	Espanha, França, e os Estados Unidos.
TOTAL	1,5	2,1	3,5	

Fonte: Elaboração Própria, com base em dados da EIA (*Energy Information Administration*), 2006

Oriente Médio.- Os exportadores do Oriente Médio produziram 1.2 TCF (25 milhões de toneladas) em 2002, aproximadamente 23% da produção de GNL mundial. Desde 2003, os três exportadores do Oriente Médio tinham 1.4 TCF (29 milhões de toneladas) de capacidade anual. A capacidade das instalações no Qatar e em Omã atingirá aproximadamente a 2.0 TCF (42 milhões de toneladas) de GNL por ano até 2007.

São 3 os países produtores que pertencem a esta bacia: Qatar, Omã e Emirados Árabes Unidos. Desses países o Qatar é o mais importante no abastecimento a mercados estrangeiros. Detalhes tabela 2.3

Atualmente com as maiores reservas de gás encontradas, o Irã tem grande potencial para exportar gás a mercados da Europa, Ásia, e Índia, tanto por gasodutos como por GNL. O governo iraniano considera ao menos quatro projetos, cada um de 0,390 a 0,490 TCF (8 a 10 milhões de toneladas) por ano. Também foram propostos projetos desta natureza porém não tiveram progresso significativo.

Tabela 2.3 - Oriente Médio: Produção e Mercados de Venda de GNL

Produtor	Exportação 2002 (TCF)	Exportação 2003 (TCF)	Projeção 2007 (TCF)	Principais Consumidores
Qatar	0,626	0,726	1,184	Japão, Coreia do Sul, Estados Unidos e Europa
Omã	0,356	0,356	0,517	de Coreia do Sul, Japão
Emirados Árabes	0,178	0,278	0,278	Japão
TOTAL	1,2	1,4	2,0	

Fonte: Elaboração Própria, com base em dados da EIA (*Energy Information Administration*), 2006.

A Bacia do Pacífico é a mais importante, seguida da Bacia do Atlântico e por fim a do Oriente Médio. Os mercados dos três setores são apenas alguns países europeus, Estados Unidos e alguns países asiáticos.

2.2 PRINCIPAIS CONSUMIDORES DE GNL NO MUNDO

No ano de 2002, 12 países importaram 5,4 TCF (113 milhões de toneladas) de GNL, tudo isso considerando que os países importadores deste combustível têm uma capacidade de regasificação de GNL de 15,1 TCF (310 milhões de toneladas) em conjunto.

Este mercado de GNL pode ser dividido em duas grandes zonas, a bacia do Pacífico e a do Atlântico. Na primeira (a bacia Pacífico) encontramos países como Japão, Coreia do Sul e Taiwan. O Consumo destes países é equivalente a 68% das importações globais (2002), com 76 milhões de toneladas de GNL. Na maioria destes países, o GNL é utilizado para suprir cerca de 90% suas necessidades de gás natural, o que torna este tipo de combustível de vital importância.

O Japão é o maior consumidor mundial, importando cerca de 48% da produção mundial. Este país tem 23 terminais regasificadores (figura 2.1) que, combinados, têm uma capacidade de 9,2 TCF (188.3 milhões de toneladas) de regasificação. O combustível representa 12% da

energia que necessita o Japão e 95% do gás natural utilizado. Por outro lado, a Coréia do Sul é o segundo maior importador mundial (2002), com uma capacidade de 2 TCF (40.7 milhões de toneladas) por ano, com 3 terminais regasificadores (figura 2.2). Taiwan tem capacidade de regasificação de 0,363 TCF (7.5 milhões de toneladas) com um terminal (figura 2.3).



Figura 2. 1 - Japão: Terminais Regasificadores para Importação de GNL

Fonte: *Energy Information Administration (EIA), The Global Liquefied Natural Gas Market, 2006*



Figura 2. 2 - Coréia do Sul: Terminais Regasificadores para Importação de GNL

Fonte: *Energy Information Administration (EIA), The Global Liquefied Natural Gas Market, 2006*



Figura 2.3 - Taiwan: Terminais Regasificadores para Importação de GNL

Fonte: Energy Information Administration (EIA), The Global Liquefied Natural Gas Market, 2006

Na bacia Atlântica sete países europeus dividem 28% das importações mundiais, incluindo a União Européia. Neste conjunto o número sobe para 32% das importações globais com 11 terminais de regasificação (figura 2.4).



Figura 2.4 - Europa: Terminais Regasificadores para Importação de GNL

Fonte: Energy Information Administration (EIA), The Global Liquefied Natural Gas Market, 2006

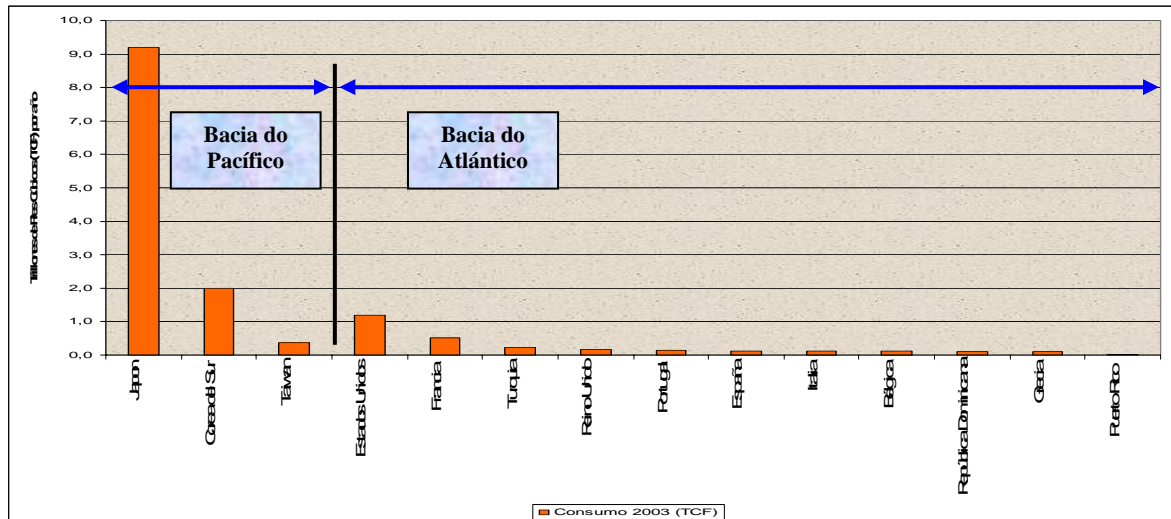


Figura 2.5 - Mundo: Consumidores de GNL por Bacia

Fonte: Elaboração Própria, com base em dados da EIA (Energy Information Administration), 2006

2.3 MÉXICO E SEUS PROJETOS DE GNL

O setor energético do Governo mexicano, através da Subsecretaria de Energia, tem como objetivo estratégico: assegurar um fornecimento suficiente de energia com normas internacionais de qualidade e preços competitivos para toda a indústria mexicana. Para tal, o Governo mexicano está desenvolvendo terminais costeiros de gás natural para garantir o fornecimento em longo prazo, em resposta à crescente necessidade deste combustível⁸.

O consumo de gás natural no México tem crescido nos últimos anos de tal forma que a necessidade de importar este recurso é prioridade do Governo Nacional para garantir às suas indústrias a continuidade da operação. Assim, nasce a necessidade de estudar as formas para importar os volumes requeridos para satisfazer toda a demanda de gás. Na figura 2.6 pode se observar o crescimento da demanda mexicana e na figura 2.7 o consumo por categoria.

⁸ Estrada, J. "O GNL em México", 2002

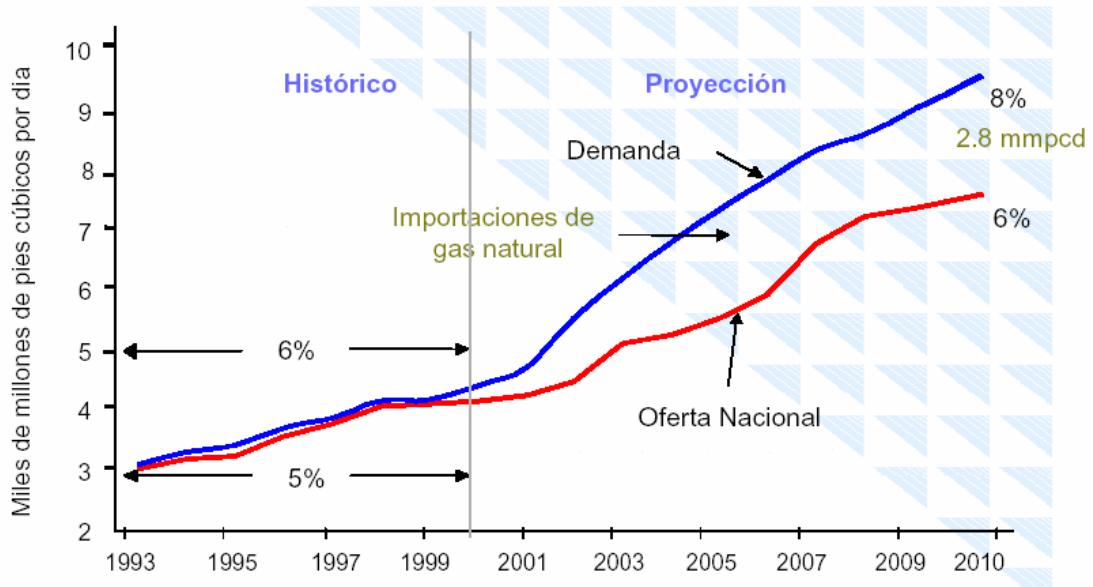


Figura 2. 6 - México: Oferta e Demanda do Gás Natural

Fonte: *O GNL em México*, Javier Estrada; Diretor da Comissão Reguladora de Energia, México, D.F, 2004

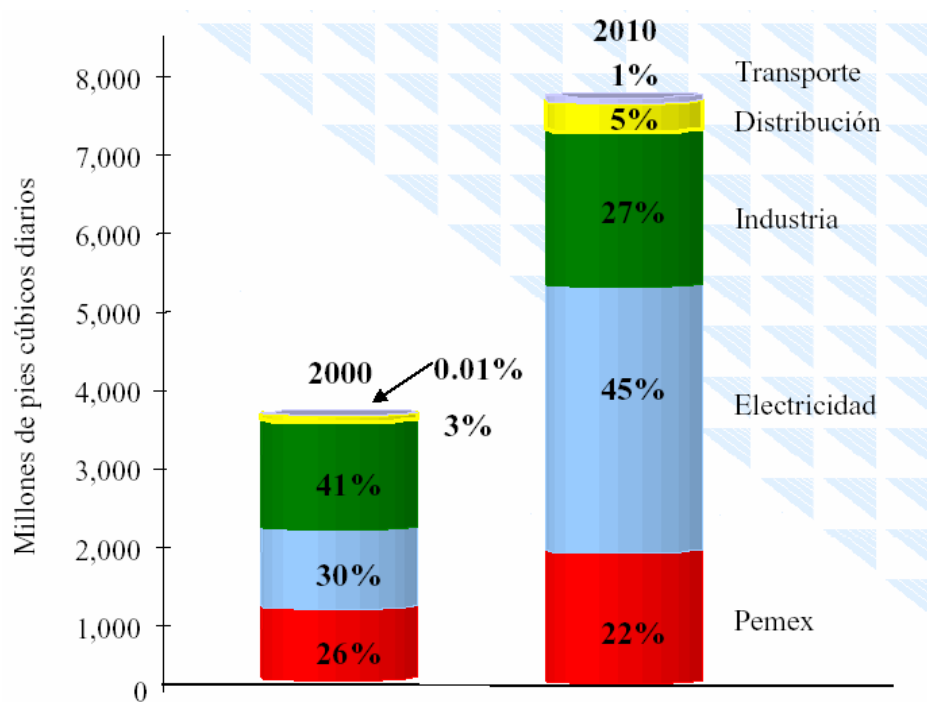


Figura 2. 7 - México: Consumo de Gás Natural por Categoría

Fonte: *O GNL em México*, Javier Estrada; Diretor da Comissão Reguladora de Energia, México, D.F, 2004

Atualmente o México importa cerca de 19% dos 148.4 milhões de metros cúbicos de gás que consome ao dia. Para 2013 as importações poderão representar 40% dos 260.4 milhões de metros cúbicos que serão consumidos diariamente, segundo as projeções internas da Secretaria de Energia.

No México, a planta da Repsol YPF seria construída no Porto de Lázaro, em Cárdenas, Michoacán, e forneceria gás por uma rede de gasodutos à Cidade do México. Outros terminais de regasificação estão em construção ao norte de Ensenada e em Baja Califórnia na Costa do Pacífico e em Altamira, Tamaulipas, no Golfo de México. Outros três terminais propostos estão em diversas etapas do processo de aprovação, entre eles uma segunda planta em Ensenada e outras nos portos de Manzanillo e Rosarito no Pacífico.

Em 14 de outubro de 2004 a Shell International Gás Limited (Shell) e Sempra Energy LNG, subsidiária de Sempra Energy (NYSE:SRE) anunciaram um convenio de 20 anos que outorga à Shell a metade da capacidade inicial do terminal de regasificação de gás natural liquefeito (GNL) Energia Costa Azul em Baja Califórnia, México. O convenio também dá à Shell direito a metade de qualquer capacidade adicional que seja instalada conforme projeto de expansão realizado no futuro⁹.

Os projetos identificados pelas diferentes empresas petrolíferas sediadas no México identificaram 4 pontos estratégicos para os projetos de GNL, como se pode observar na figura seguinte:

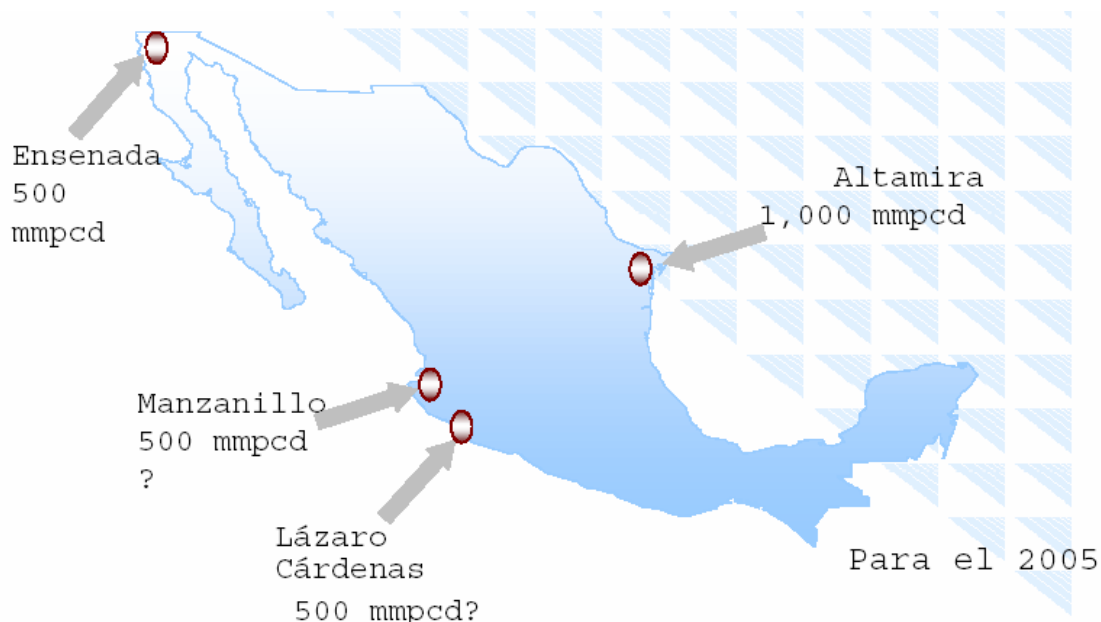


Figura 2. 8 - México: Projetos Identificados para a Instalação de Plantas de GNL

Fonte: *O GNL em México*, Javier Estrada; Diretor da Comissão Reguladora de Energia, México, D.F, 2004

2.4 ESTADOS UNIDOS E SUA INDEPENDENCIA DO PETRÓLEO

⁹ Comunicado de imprensa da Shell Mexico, site web: www.shell.com/home, 2004

Na atualidade as companhias internacionais de energia, os Estados Unidos e os países ricos em gás natural, lutam intensamente pela criação de um mercado global para o energético. A justificativa para promover este combustível é afirmar que é mais abundante e menos poluente que o petróleo e necessário para sustentar o crescimento econômico.

Para que a produção de gás natural dos Estados Unidos não comece já a escassear da mesma maneira que a produção de petróleo começou a diminuir desde a década de 1960, e vem diminuindo de forma constante como fonte de energia. Para preencher as lacunas de demanda, o Governo Americano terá que importar grandes quantidades de gás em sua forma líquida.

Nos Estados Unidos, as ambições para se obter este recurso energético estão enfrentando forte resistência. Os estados onde as companhias de energéticos planejam construir terminais de regasificação, como Alabama, Califórnia, Maine, Massachusetts, Nova Jersey, Nova York e Rhode Island, entre outros, afirmam que esses lugares poderiam ser vítimas de uma catastrófica explosão, seja acidental ou causada por atentados terroristas.

Os Estados Unidos correm o risco de tornar-se dependente do gás natural estrangeiro se continuar com seu forte crescimento. Para o ano 2025 se prevê que o gás natural supere ao carvão e ao petróleo em consumo. O gás natural representa 24% do consumo de energia dos Estados Unidos¹⁰.

O preço do gás natural quase duplicou nos Estados Unidos nos últimos 4 anos (figura 2.9), se tornando clara a dependência e a possibilidade de preços mais altos no caso de não se aumentar a disponibilidade do gás. Assim, algumas das nações produtoras de gás natural que desejam ter o controle do preço do energético, de maneira muito parecida a como a OPEP maneja o mercado do petróleo.

¹⁰ Energy Information Administration (EIA), site web: www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas, 2006

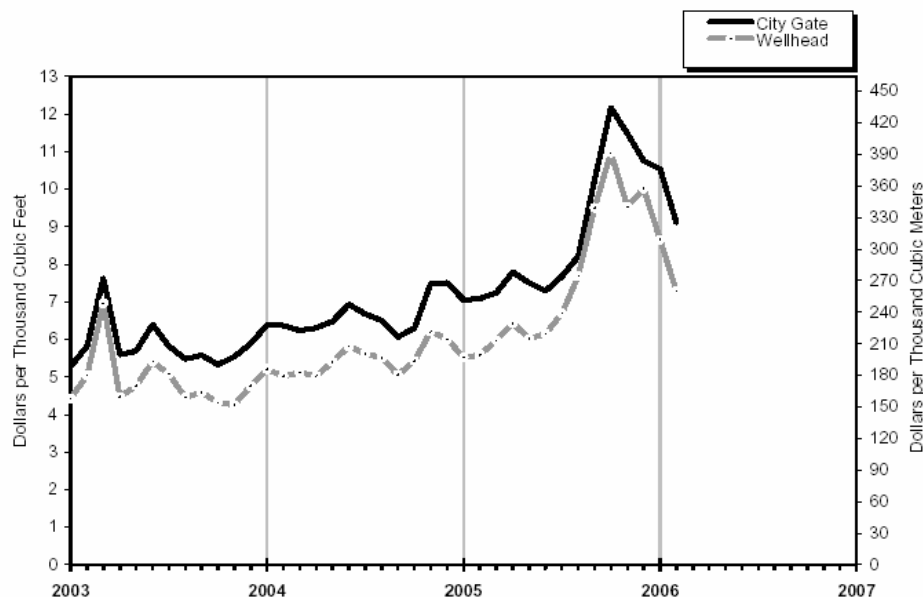


Figura 2.9 - Estados Unidos: Preço Médio do Gás Natural 2003-2006

Fonte: DOE: Energy Information Administration (EIA), web: www.eia.doe.gov/pub/oil_gás/natural_gás, 2006

City Gate = Ponto de Entrega

Wellhead = Boca de Poço

Dollars per Thousand Cubic Feet = Dolares por mil pés cúbicos

Dollars per Thousand Cubic Meters = Dolares por mil metros cúbicos

Porém o gás tem muitas vantagens, em termos de conveniência e custo. O custo atual de um barril normal de petróleo no mercado mundial é de cerca de 70 dólares, aproximadamente 1.680 metros cúbicos de gás natural, equivalentes em energia, custam muito mais barato. Proveniente de um país do Oriente Médio, como Qatar, provavelmente custaria entre 18 e 24 dólares, de acordo com Bernard J. Pichi, analista da empresa *Foresight Research Solutions* de Nova York¹¹.

2.5 PROJETO DE EXPORTAÇÃO DE GNL CAMISEA-PERU

Na atualidade, Camisea é um dos campos mais importantes de gás natural na América Latina. Por esse motivo o projeto exportação de GNL, que consiste na exportação do gás natural no estado líquido, faria do Peru o primeiro país a ter uma planta de liquefação na América do Sul, o que representará uma importante vantagem de posicionamento de mercado na região.

Para isso, a empresa Peru LNG tem planejado a construção de uma planta de liquefação de 521 hectares em uma área costeira, localizada entre 167 e 170 quilômetros ao sul de Lima, na zona denominada “Pampa Melchorita” (figura 2.10).

¹¹ Publicação da ARGENPRESS, site web: www.argenpress.info, 02/03/2006



Figura 2. 10 - Peru: Localização da Planta de Liquefação

Fonte: Informe da *Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía* (SNMPE), 2005

O objetivo é exportar entre 600 e 650 milhões de pés cúbicos diários de gás natural em forma de GNL. A exportação do gás natural contribuirá para incrementar o PIB. Entre taxas e impostos, estima-se que a arrecadação será de US\$ 200 milhões ao ano. Permitirá reverter o déficit comercial de hidrocarbonetos, já que o Peru passaria de importador a exportador líquido de combustível, registrando vendas ao exterior entre US\$ 800 milhões e US\$ 1 bilhão. O projeto de exportação de gás natural, gerará 35 mil empregos adicionais, entre postos diretos e indiretos durante a etapa de construção (campo, gasoduto e planta de GNL)¹².

Os projetos de GNL são comercialmente complexos e bastante intensos em investimentos de capital, pois atualmente são poucos os países no mundo que têm plantas de liquefação. O Peru tem como vantagem ser a fonte mais próxima para a provisão de gás natural a mercados importantes como Estados Unidos e México (ver figura 2.11).

¹² Projeto Peru LNG, informe quinzenal da *Sociedad Nacional de Minería, Petróleo e Energía*, 2005

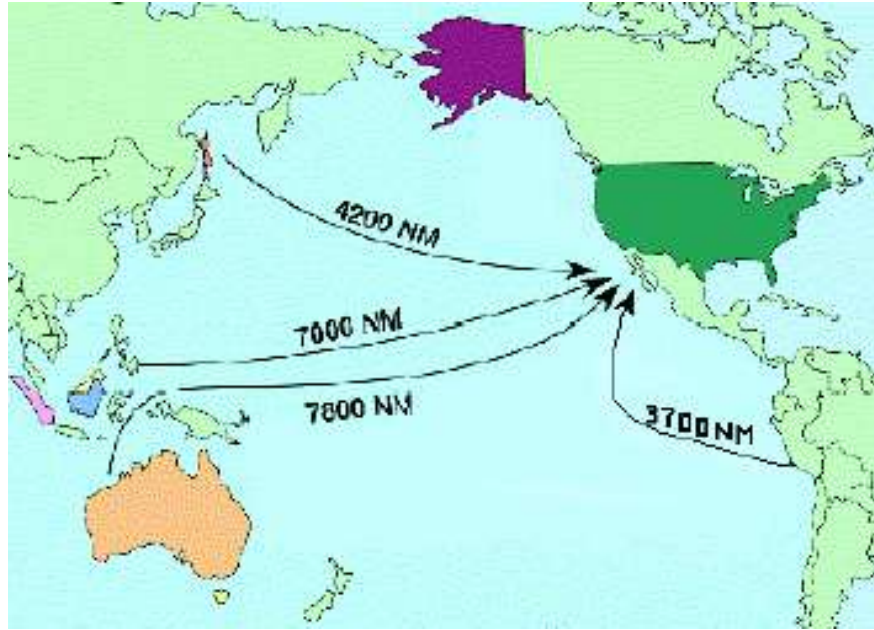


Figura 2. 11 - Peru: Mercados para o GNL

Fonte: Informe da *Sociedad Nacional de Minería, Petróleo e Energia* (SNMPE), 2005

3 ESTADO DA ARTE DO GÁS NATURAL NA BOLÍVIA

Durante o ano de 2005 na Bolívia, a atividade energética e seu desenvolvimento como indústria, apresentaram os efeitos de uma atividade sociopolítica complexa, afetando a atividade econômica do país, sem mostrar grandes melhoras. Pode-se afirmar que se realizaram poucos investimentos no setor de hidrocarbonetos. A Indústria Energética do Gás Natural praticamente paralisou seu desenvolvimento e a prova disso é a falta de mercados para as grandes reservas de gás natural do país, fazendo de 2005 um período negativo para o setor energético.

Nestes momentos é necessário e obrigatório que Bolívia analise sua indústria energética fazendo ênfase no gás natural. Isto a partir das políticas de administração do governo boliviano que deve visualizar o grau de importância do gás natural ao interior do país, fazendo uso massivo dele. Para tanto, se podem ser construídos cenários que contemplam a intensificação da energização rural, o âmbito de exportação e a integração energética. Tudo isso, permitirá identificar o grau de inserção da Bolívia no mercado globalizado, onde o gás tem um papel preponderante na captação real de recursos econômicos e o grau de liberdade no uso dos benefícios vinculados a sua situação privilegiada na região. Será possível também, compreender o empenho do país para manter-se como mercado aberto, incluindo os efeitos diretos em seu desenvolvimento.

3.1 MATRIZ ENERGÉTICA

As principais fontes de energia primária na Bolívia são: gás natural e petróleo, ambas com uma presença de cerca de 85-86% do total de fontes primárias. A energia elétrica é cerca de 16% do consumo total da energia secundária. Esta fonte, apesar de dispor dos recursos primários necessários para sua geração (energia hidráulica, gás natural e diesel), enfrenta limitações para sua distribuição¹³. Até o ano 2004 somente 69,1 % da população boliviana contou com serviço de eletricidade. A capacidade instalada na Bolívia é de 1.450 MW da qual somente se utiliza 762 MW. Na tabela 3.1 pode-se observar a evolução da oferta e demanda do setor elétrico.

¹³ Instituto Nacional de Estadística de Bolívia: site web: www.ine.gov.bo, 2006

Tabela 3. 1. Bolívia: Evolução e Taxas de Crescimento do Setor Elétrico (MW)

Tipo de Geração	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Crec. Prom. 96 - 00	Crec. Prom. 01 - 04	Crec. Prom. 96 - 04
HIDRÁUL.	308	325	342	393	393	400	483	468	491			
Participac.	30,9%	32,1%	32,8%	31,0%	29,4%	30,2%	34,8%	34,2%	33,9%	6,3%	7,0%	6,0%
Crec. Hidráulico	0,0%	5,6%	5,2%	15,0%	0,1%	1,8%	20,7%	-3,2%	4,9%			
TÉRMICA	689	689	701	873	945	923	904	902	959			
Participac.	69,1%	67,9%	67,2%	69,0%	70,6%	69,8%	65,2%	65,8%	66,1%	8,2%	1,3%	4,2%
Crec. Térmico	0,0%	0,1%	1,7%	24,5%	8,3%	-2,3%	-2,1%	-0,2%	6,3%			
Total OFERTA	997	1014	1043	1266	1338	1323	1387	1370	1450			
Crec. Total OFERTA	0,0%	1,8%	2,9%	21,4%	5,7%	-1,1%	4,8%	-1,2%	5,8%	7,7%	3,1%	4,8%
Total DEMAND*	588	609	648	682	692	692	722	737	762			

Fonte: Elaboração Própria: Dados *Anuario Estadístico Setor Elétrico 2004*; *Ministério de Serviços e Obras Públicas*.

* A Demanda foi elaborada com base nos dados da Superintendência de Eletricidade da Bolívia, 2004

Na figura 3.1 pode se observar que a capacidade instalada no Sistema Interconectado Nacional (SIN) excede as necessidades atuais do sistema. O aproveitamento desta capacidade não utilizada na obtenção de uma maior cobertura elétrica é um aspecto importante da política energética.

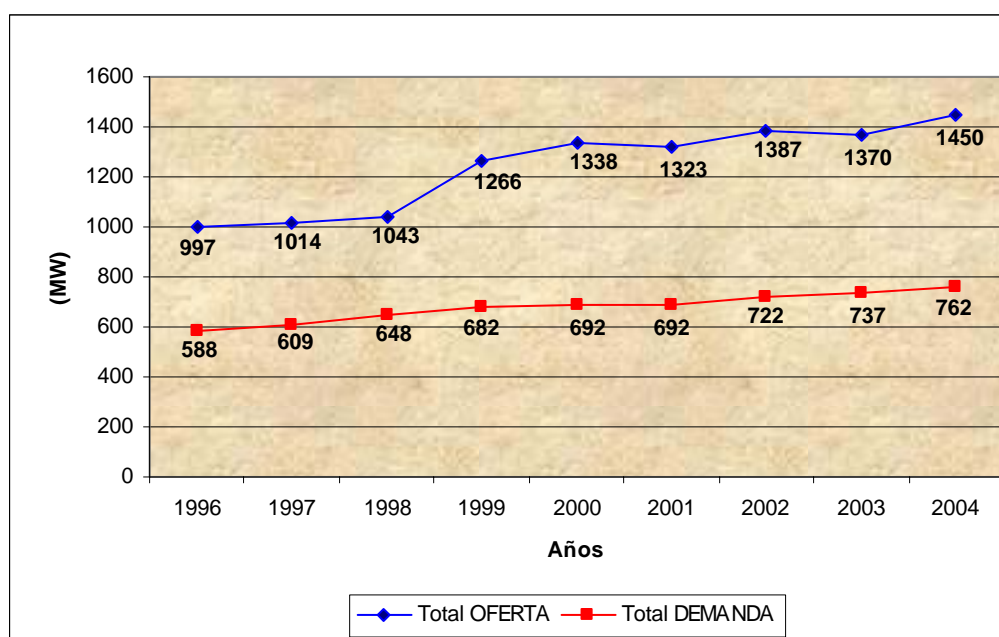


Figura 3. 1 – Bolívia: Evolução da Oferta e Demanda Elétrica

Fonte: Elaboração Própria: Dados *Anuario Estadístico Setor Elétrico 2004*.

Como se pode observar na figura 3.2 a presença do gás natural (66,1%) dentro da matriz energética boliviana é predominante se compararmos com a geração hidráulica. Esta situação faz pensar na possibilidade de exportação de energia elétrica baseada na geração térmica conseguindo, desta maneira, o maior valor agregado possível ao gás e sabendo que este natural estaria se convertendo em uma *commodity* com fortes componentes geopolíticos e estratégicos.

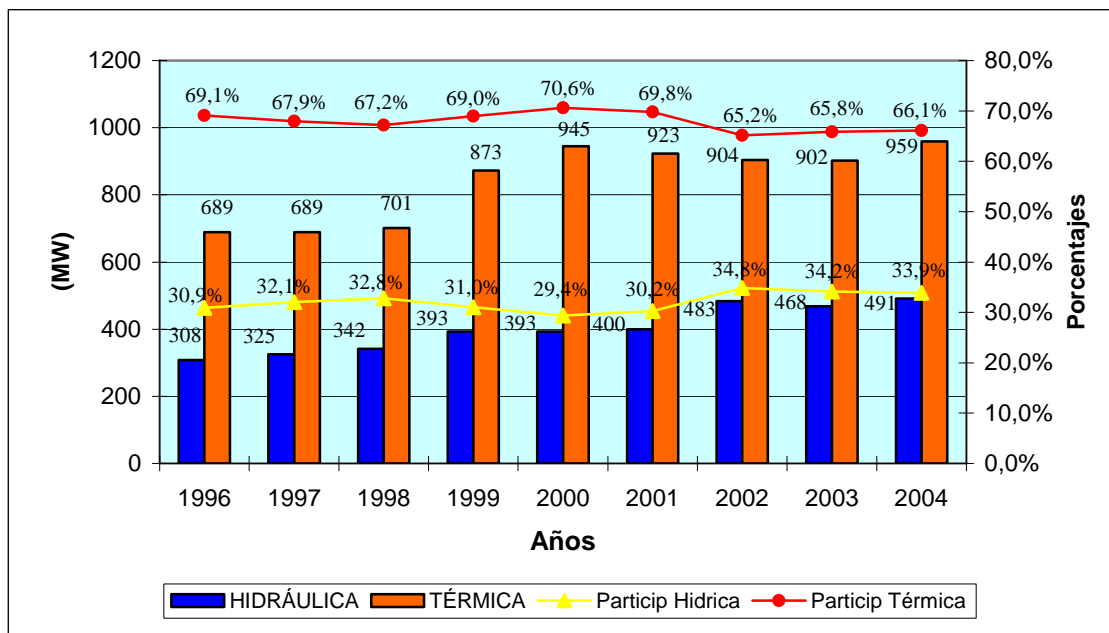


Figura 3.2 – Bolívia: Evolução e Composição Percentual do Setor Elétrico

Fonte: Elaboração Própria: Dados Anuário Estatístico Setor Elétrico; Ministério de Serviço e Obras Públicas, 2004.

3.2 RESERVAS CERTIFICADAS DE GÁS NATURAL

Atualmente a Bolívia se encontra dentre os primeiros produtores de gás natural na América do Sul, já que nos últimos 15 anos, produto dos investimentos realizados em exploração e exploração, o índice de extração de hidrocarbonetos cresceu 115% desde 1990.

Muitas reservas de gás natural foram encontradas. Estas reservas se encontram em 4 estados (detalhe das áreas olhar figura 4.3): Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca e Tarija, sendo que 87% das reservas se encontram em Tarija, onde os maiores campos são: Margarita, San Alberto, San Antonio/Sábalo e Itau; as restantes estão distribuídas em campos menores. As reservas que o Governo da Bolívia administra classificam-se em reservas provadas, prováveis e possíveis.

Na figura 3.3 se mostra a evolução das reservas nacionais de gás natural da Bolívia em Trilhões de Pés Cúbicos (TCF). A Bolívia, com seus 48.7 TCF's de reservas de gás livre, se posiciona entre os principais países produtores de América do Sul.

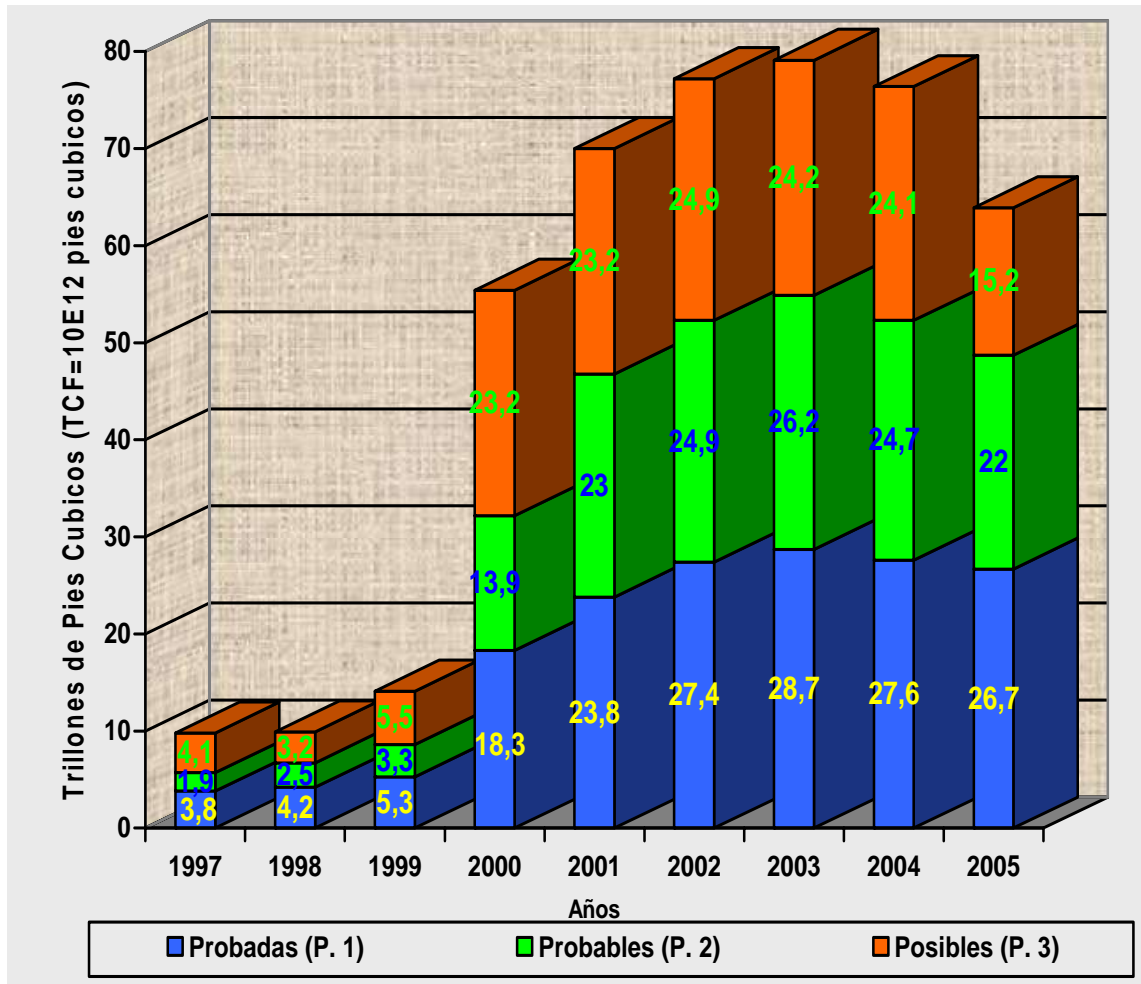


Figura 3.3 – Bolívia: Reservas Nacionais de Gás Natural

Fonte: Câmara boliviana de Hidrocarbonetos da Bolívia, 2006

Fazer com que a Bolívia seja uma potência gasífera (fortalecimento da YPF, fortalecimento do Ministério de Energia, geração e inovação de tecnologia no campo dos hidrocarbonetos) a reposiciona com vantagem e com peso próprio no contexto internacional. As cifras vistas anteriormente, confirmam a necessidade do Governo boliviano em buscar e abrir novos mercados para o gás natural, para valorizá-lo, gerar o maior valor agregado possível e gerar ingresso de divisas destinadas ao desenvolvimento do país.

3.3 ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO GÁS NATURAL

A partir das reformas estruturais no país em 1985, com a promulgação do Decreto Supremo N° 21060 que permitiu a estabilização macroeconômica e a promulgação da Lei de Reforma Tributaria (Lei N° 843), a Bolívia ingressa em um processo de transferência de empresas produtivas estatais ao setor privado que se deu com a promulgação da Lei de Capitalização (Lei N° 1544) do Sistema de Regulação Setorial - SIRESE (Lei N° 1600) e Modificação a a Lei de Impostos 843 (Lei N° 1806)¹⁴.

No setor de hidrocarbonetos, os mercados se encontram desintegrados verticalmente referenciados na normativa promulgada e desta maneira se dividiu a atividade em dos tipos: *upstream* e *downstream* (figura 3.4). Este setor se encontra regulado através da Superintendência de Hidrocarbonetos ao amparo da Lei N° 1600.

Neste sentido, o Estado passa a ser elaborador de políticas energéticas e a Superintendência aplica as regras para estabelecer uma relação comercial entre usuários e agentes do mercado, em especial ante os diferentes serviços monopolizados que se estabeleceram no transporte e distribuição. É importante mencionar que as atividades de exploração e exploração estão livres de regulação e se desenvolvem em reflexos de competitividade. No outro extremo, as atividades de transporte, refinação e comercialização estão sob uma restrita regulação.

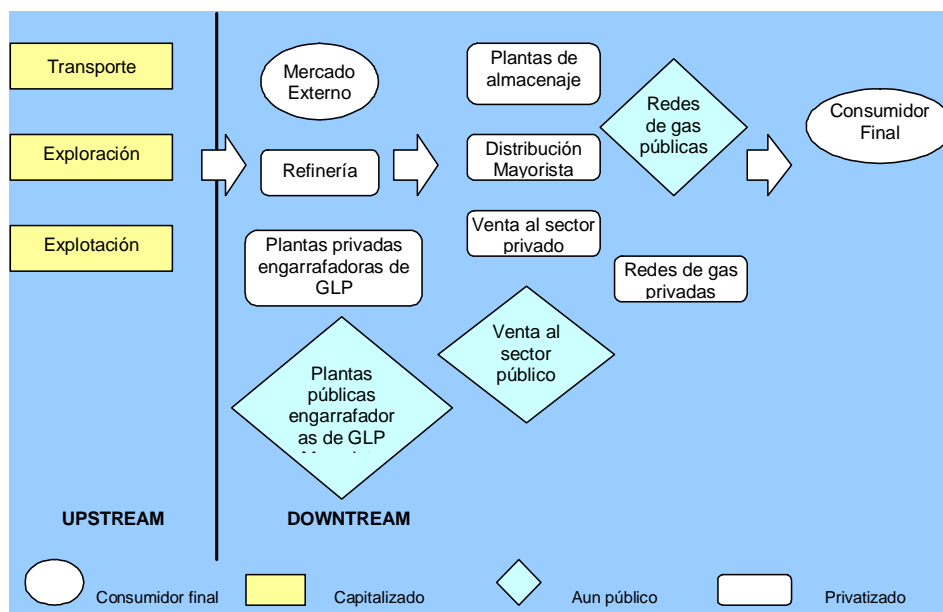


Figura 3.4 – Bolívia: Estrutura do Setor Hidrocarbonetos

Fonte: Elaboração Própria. Prof. Dr. Udaeta Miguel, 2002.

¹⁴ Galvão, L.C.R.; Paula, E.; Udaeta, M.E.M. "La Energia en el MERCOSUR y la Integración Energética del Cono Sur". Río de Janeiro-Brasil, 1999 (Cap. Bolívia).

Com a volta da YPF, a estrutura do negócio do gás natural mudará pois esta funcionará como agente ativo do mercado, isto quer dizer que participará como empresa em toda a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos.

3.3.1 UPSTREAM

A norma geral para o setor, estabelecida na Lei N° 3058, assinala que as reservas de hidrocarbonetos, qualquer que seja o estado em que se apresente, são de domínio direto do Estado boliviano. Nenhuma concessão ou contrato pode conferir propriedade dos mesmos.

Atualmente a operação dos campos gasíferos, esta a cargo de 12 empresas operadoras, como se observa na tabela 3.2 (detalhe completo ver Anexo A). Deve-se mencionar que no *upstream* a atividade empresarial esta conformada por propriedades mistas, com predomínio privado.

Tabela 3.2 - Bolívia: Total Exploração de Campos por Operadora

Campos Por Operadora	Provada (MMpc)	Provável (MMpc)	Provada + Provável (MMpc)	Porcentagem (%)
Andina	1.824,117	507,978	2.332,095	5
Bg Bolívia	290,249	204,945	495,194	1
Canadian Energy	2,936	7,543	10,479	0
Chaco	1.489,494	900,621	2.390,115	5
Dong Won	12,924	39,384	52,308	0
Matpetrol	-	-	-	-
Repsol YPF	6.013,111	4.668,883	10.681,994	22
Petrobras Energia	169,010	529,360	698,370	1
Petrobras Bolívia	12.924,566	9.488,067	22.412,633	46
Pluspetrol	150,191	765,831	916,022	2
E&P Bolive	3.273,845	4.483,300	7.757,145	16
Vintage	597,666	433,256	1.030,922	2
Total Operadoras	26.748,109	22.029,168	48.777,277	
Áreas Livres	-	-	-	
Total Nacional	26.748,109	22.029,168	48.777,277	100

Fonte: *Cámara boliviana de Hidrocarburos*, 2005

O transporte de hidrocarbonetos e derivados se faz pelo o princípio de livre acesso; é dizer que toda pessoa tem direito a acesso a um duto na medida em que exista capacidade disponível no mesmo. Todos os poldutos existentes no país foram operados pela YPF até novembro de 1999. A partir de dezembro deste mesmo ano, a Empresa Boliviana de Refinação (EBR) e atualmente denominada Refinaria Petrobras Bolívia opera dos poldutos (Palmasola–Viru Viru e Valle Hermoso–Aeropuerto de Cochabamba) e os 6 restantes são

operados pela Companhia Logística de Hidrocarbonetos Bolívia (CLHB).

Os 15 oleodutos existentes na Bolívia foram outorgados em concessão a TRANSREDES S.A. para sua operação e administração em maio de 1997. Contudo não existe restrição para que outras empresas construam novos oleodutos solicitando autorização à Superintendência de Hidrocarbonetos. Todos esses gasodutos, bem como os oleodutos, foram outorgados em concessão a TRANSREDES S.A. para sua administração e operação (gráfico 1.2).

3.3.2 DOWNSTREAM

Refino de Hidrocarbonetos.- Antes da desintegração da YPFB, fruto da privatização e capitalização de suas unidades, esta estatal estava realizando atividades de *downstream* por três refinarias (Gualberto Villarroel, Guillermo Elder e Carlos Montenegro). As refinarias Gualberto Villarroel e Guillermo Elder, localizadas em Cochabamba e Santa Cruz respectivamente, foram privatizadas em 1999 e adquiridas pela empresa brasileira Petrobras e pela argentina Perez Companc, que, em conjunto, têm uma capacidade de processamento de 60.000 barris de petróleo por dia. A refinaria Carlos Montenegro localizada na cidade de Sucre, foi transferida aos ex-trabalhadores da YPFB.

As plantas de armazenagem de produtos derivados líquidos e os poldutos de transporte interno foram adquiridos pelo consórcio *Oil Tanking GMBH/GMP SA/Grandeia e Montero SA*, dando lugar à empresa Companhia Logística de Hidrocarbonetos Boliviana (CLHB).

Comercialização Interna.- As redes de distribuição têm a tarefa de transportar o gás natural desde o *City Gate* até o lugar de entrega do gás para os usuários finais conectados a essa rede. Estas redes se dividem em redes primárias, que são utilizadas principalmente para a distribuição a usuários industriais, e de redes secundárias, utilizadas para transporte e conexão de usuários comerciais ou domésticos.

A distribuição de gás natural por redes é feita em todos os estados da Bolívia, excetuando Beni e Pando. A rede primária está a cargo da YPFB, constituída de 528,3 Km de dutos e algumas das redes de distribuição no eixo secundário, com 249,3 Km de extensão. As redes restantes no eixo secundário foram dadas em concessão por 20 anos para administração do setor privado no ano 1991, sendo que a YPFB, algumas prefeituras e municípios têm também

participação acionaria, ainda que minoritária. As empresas que se adjudicaram à administração de algumas das redes no eixo secundário foram as seguintes:

- **EMCOGAS**, para atender a distribuição de Cochabamba e as localidades Cercado, Cliza e Punata
- **SERGAS**, para atender a distribuição da cidade de Santa Cruz e as localidades de Bélgica, Minero, Saipina, Montero e Warnes.
- **EMTAGAS**, para atender a distribuição da cidade de Tarija e as localidades de Bermejo, Iacuiba, Villamontes, Entre Rios e Pocitos.
- **EMDIGAS**, para atender a distribuição da cidade de Chuquisaca na capital Sucre.
- **YPFB**, para atender La Paz, O Alto, Viacha, Oruro, Potosí e Camiri

Do total de usuários, a maior parte pertence a categoria residencial, isso demonstra que o consumo industrial e comercial, continua muito pequeno, por isso se deve implementar uma política de massificação deste recurso em esses setores dando incentivos (figura 3.5).

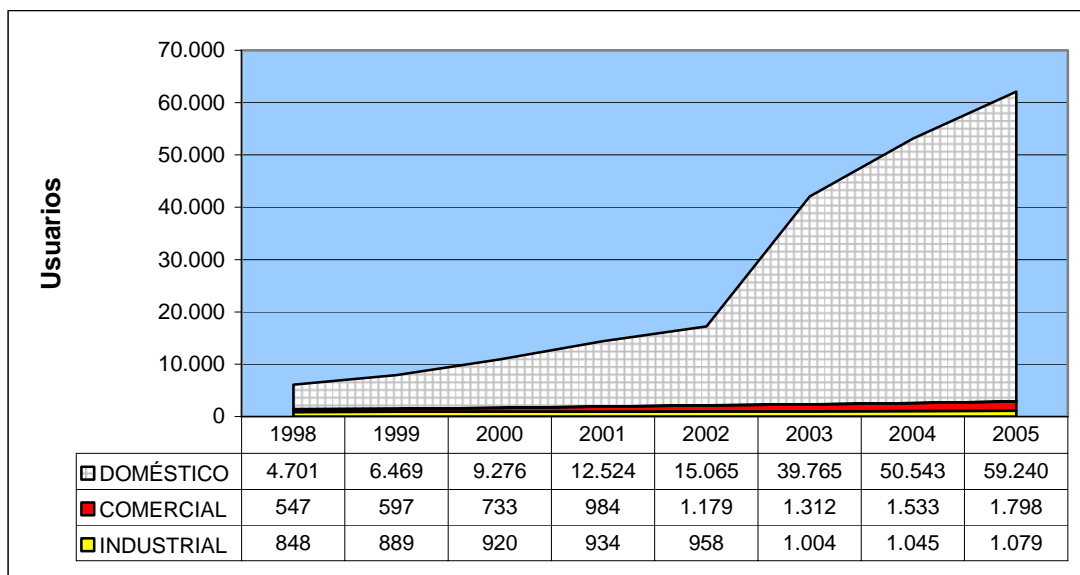


Figura 3.5 – Bolívia: Número de usuários por Categoria

Fonte: Elaboração Própria: Dados Superintendência de Hidrocarbonetos da Bolívia.

No que se refere ao consumo interno de gás natural se observa que o setor industrial é quem consome a maior quantidade desse recurso, seguido pelo parque automotor (GNV), pelo setor comercial e por último pelo residencial como se observa na tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Bolívia: Volumes Totais de Gás Natural por Categoria, 2005 (MMPC)

CATEG.	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
Industrial	1,31	1,08	1,21	1,32	1,41	1,32	1,37	1,46	1,34	1,34	1,40	1,46	16,02
GNV	0,35	0,33	0,39	0,39	0,41	0,39	0,42	0,47	0,46	0,46	0,49	0,48	5,04
Comercial	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,61
Doméstica	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,71
TOTAL	1,75	1,50	1,70	1,82	1,93	1,82	1,91	2,06	1,92	1,92	2,00	2,05	22,38

Fonte: Elaboração Própria: Dados Superintendência de Hidrocarbonetos da Bolívia.

3.4 INTERCONEXÕES INTERNACIONAIS

Atualmente Bolívia conta com dois países compradores de gás natural, que são Brasil e Argentina (tabela 3.4). Ambos os países representam o grande mercado para o energético boliviano, o que significa que se deve continuar as relações bilaterais com esses países já que a médio prazo os cenários dos três não vão mudar muito, isto significa que Bolívia se constituirá em um abastecedor de matéria prima e produtos com valor agregado, já que Brasil e Argentina se apresentam como mercados seguros.

Tabela 3.4 - Bolívia: Gasodutos Internacionais em Operação

Países	trecho	Início de Operação	Investimento MMUS\$
Bolívia-Argentina IABOG	Colpa (Bolívia) – Iacuiba (Argentina) Long: 541 km, Diam: 24”, Cap: 6 MMmcd	1972-1999 2004	s/d
Bolívia-Argentina	Bermejo (Bolívia) - Ramos (Argentina) Long: 5 km, Diam: 12”, Cap: 1.5 MMmcd	1988	s/d
Bolívia – Brasil	Santa Cruz (Bolívia) – San Pablo (Brasil) Long: 3.069 km, Diam: 32”, Cap: 30 MMmcd	1999	2.033

Fonte: Elaboração própria, com base em dados de OLADE e Petrobras.

O gasoduto Bolívia – Brasil é a obra de interconexão mais importante realizada na América Latina¹⁵ enquanto que o gasoduto Yabog é a primeira interconexão na Bolívia, realizada em 1972 (ver figura 3.6 e 3.7).

¹⁵ Recopilado por Francisco Figueroa da Vega do Ministério de Desenvolvimento Econômico da Bolívia e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.

Em fevereiro de 1999 se inaugurou o Gasoduto Santa Cruz – São Paulo. A participação acionária da empresa Boliviana, Gás TransBoliviano SA (GTB) se distribui entre Transredes (51%), Enron (17%) Shell (17%), Petrobras (9%) e British Gas (2%), El Paso (2%) e BHP (2%). Estima-se que as vendas de gás da Bolívia a Brasil gerarão a partir do ano 2000 entre 400 e 500 milhões de dólares anuais. No Brasil, a participação acionária da empresa Transportadora Brasileira de Gás (TBG) se distribui entre Petrobras (51%), British Gas (8.33%) El Paso (8.33%), BHP (8.33%), Transredes (12%), Enron (4%), Shell (4%) e empresas privadas do Brasil (4%). O gasoduto tem derivações previstas para Belo Horizonte e Porto Alegre. O mercado prioritário é o industrial para substituir gás liquefeito, diesel e lenha. Não obstante, Eletrobrás está estudando a instalação de plantas termoeletricas com base em gás natural proveniente dessas importações. Para isso Petrobras, Eletrobrás e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) fizeram um acordo para o financiamento da compra por Eletrobrás de 6 MMmcd de gás durante um período de 40 anos. O Programa Decenal de Geração 1997/2006 identifica a instalação de 900 MW em centrais térmicas a gás natural nos Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul e quatro termoeletricas entre Rio de Janeiro e São Paulo. Contudo, esse programa pode ter se atualizado em vista da incerteza de fornecimento pelas centrais hidroelétricas.

Graças aos investimentos realizados e ao descobrimento de novos campos gasíferos, as exportações de gás natural foram incrementadas em quase 300% de 2000 a 2003. No primeiro semestre de 2006 se chegou a exportar ao Brasil 24 MMmcd e se espera que em pouco tempo se alcance a capacidade máxima do gasoduto que é de 30 MMmcd.

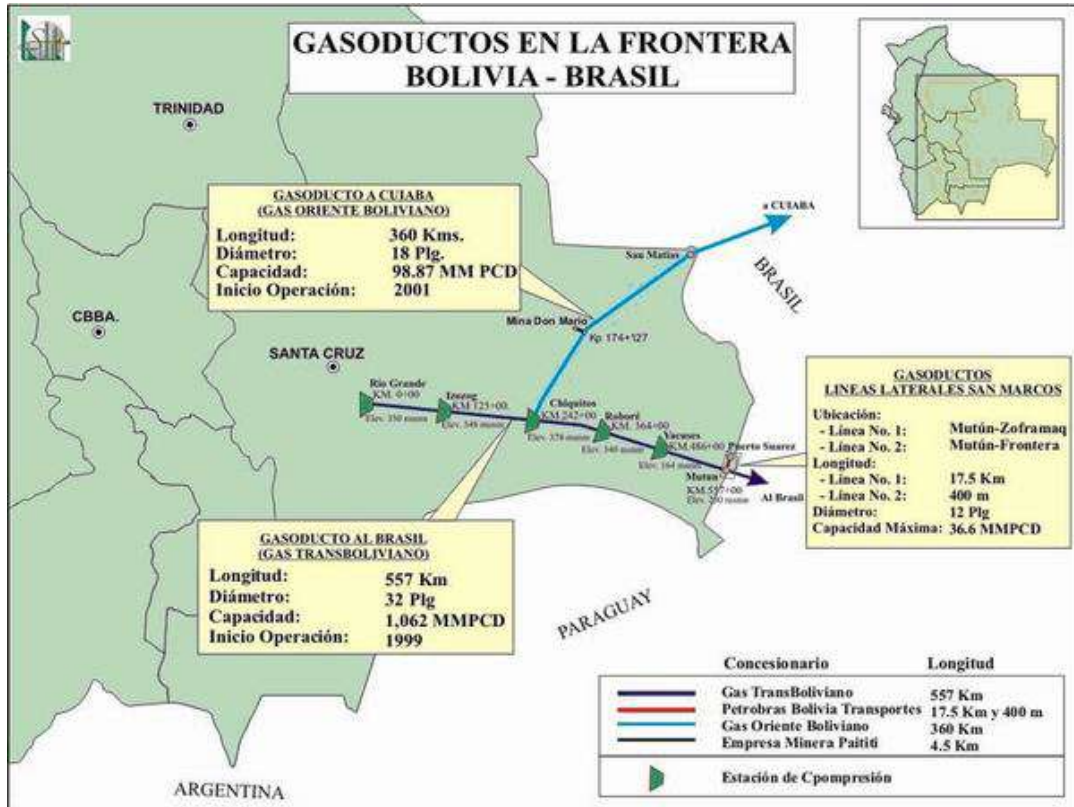


Figura 3.6 - Bolívia: Gasoduto na Fronteira Bolívia-Brasil

Fonte: Superintendência de Hidrocarbonetos, 2006.

Especialmente para Bolívia, o gás natural assegura a rede física real hoje e mais robusta no futuro próximo. Isso determina uma visão de mercado energético integrado com bases no gás natural, inclusive quando as reservas bolivianas estavam em mãos de multinacionais, recorreu-se à exportação para recuperar investimentos e atingir os lucros pelo valor agregado. É ainda, a reserva de gás do Cone Sul, fundamentalmente as reservas provadas mais prováveis de 48,7 TCF da Bolívia, que brindam a oportunidade de usufruir deste crescimento em proveito da indústria e das economias nacionais. É evidente que para concretizar um mercado maduro, como o que se vislumbra, é de suma importância implementar e sustentar políticas coerentes que não atrasem nem emperrem o desenvolvimento dos recursos. Porém, fundamentalmente, estas políticas devem permitir aos novos consumidores beneficiarem-se rapidamente de suas vantagens ambientais e de custo relativo. Com tudo isso, ha a necessidade de encontrar uma demanda suficiente para este gás, que permita a exploração e produção dos campos desde a fase potencial até a fase real e em escala suficiente. Tudo com

foco no desenvolvimento das reservas regionais a preços competitivos.

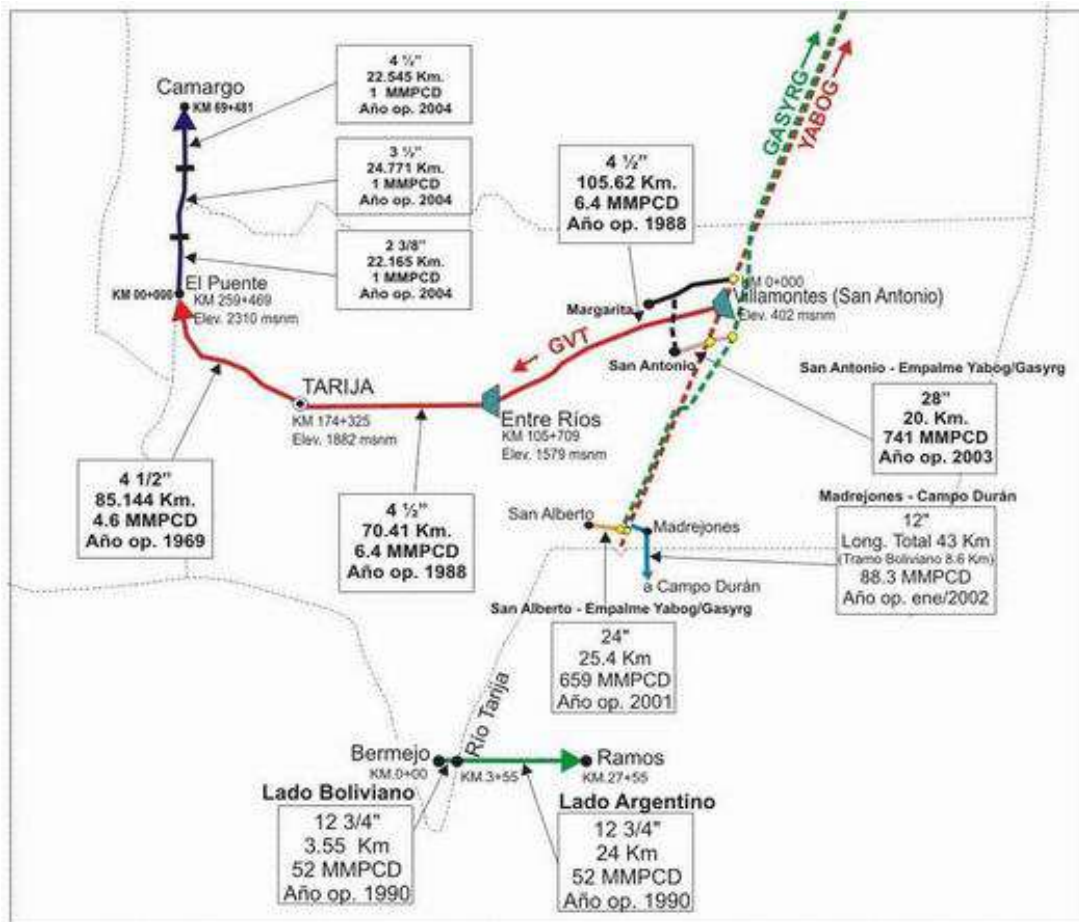


Figura 3.7 - Bolívia: Gasoduto na Fronteira Bolívia-Argentina

Fonte: Superintendência de Hidrocarbonetos, 2006.

Com os novos descobrimentos, que ampliaram significativamente as reservas provadas, a Bolívia desenvolveu nos últimos anos um ambicioso projeto de exportação de Gás Natural Liquefeito com destino à costa oeste dos Estados Unidos e México¹⁶.

¹⁶ Recompilado por Francisco Figueroa da Vega de: Hunt Oil Co, 2003 e Energypress, 2004

O projeto de Pacific LNG constituído por Repsol IPF, BG e Pan American Energy tem enfrentado uma dura oposição para seu desenvolvimento em vista das condições que esta pretendia para a saída ao Pacífico pelo Chile e a não exportação do produto aos Estados Unidos. Os operadores do projeto de LNG de Peru trataram de convencer a Bolívia sobre a possibilidade de exportar através de seu empreendimento e o Brasil ofereceu também a possibilidade de exportar LNG da Bolívia através do Atlântico, dada a interconexão existente ainda com capacidade ociosa e com a possibilidade de desenvolver um segundo gasoduto. Contudo o Governo debate as alternativas possíveis de exportação de gás da Bolívia e os empresários concordam que está se perdendo oportunidades e mercados ante a rápida evolução do Peru com seu projeto de LNG. Uma saída a essa situação parece ser a incorporação da YPFB no projeto de Pacific LNG. Com isso se buscaria acordar com a oposição um novo esquema que viabilize a realização do projeto de GNL, em vista da importância econômica, social e ambiental que o mesmo tem para o país. Em maio 2004 Bolívia e México estavam negociando as condições comerciais em que a Bolívia poderia vender GNL dentro das expectativas do México, que estima uma importação da Bolívia de 14 MMmcd a partir de 2008. A vantagem da Bolívia frente à competição é o volume de reservas provadas que asseguram uma exploração imediata para fazer frente às exportações. Também, deve assegurar o fornecimento por um período de pelo menos 20 anos e preços atrativos para o mercado mexicano.

4 ESTUDO DAS RESERVAS DE GÁS NA BOLÍVIA

A Bolívia conta com importantes zonas hidrocarboníferas, fixando-se como um dos países com maiores reservas gasíferas comercializáveis da América Latina, e com uma situação estratégica para a provisão de gás aos países da região. Como se pode observar na figura 4.1, o território boliviano conta com grandes bacias gasíferas de interesse, em que se começa a trabalhar uma política de exploração (paralisada até 2006), a Bolívia poderia aumentar muito mais as reservas atuais.

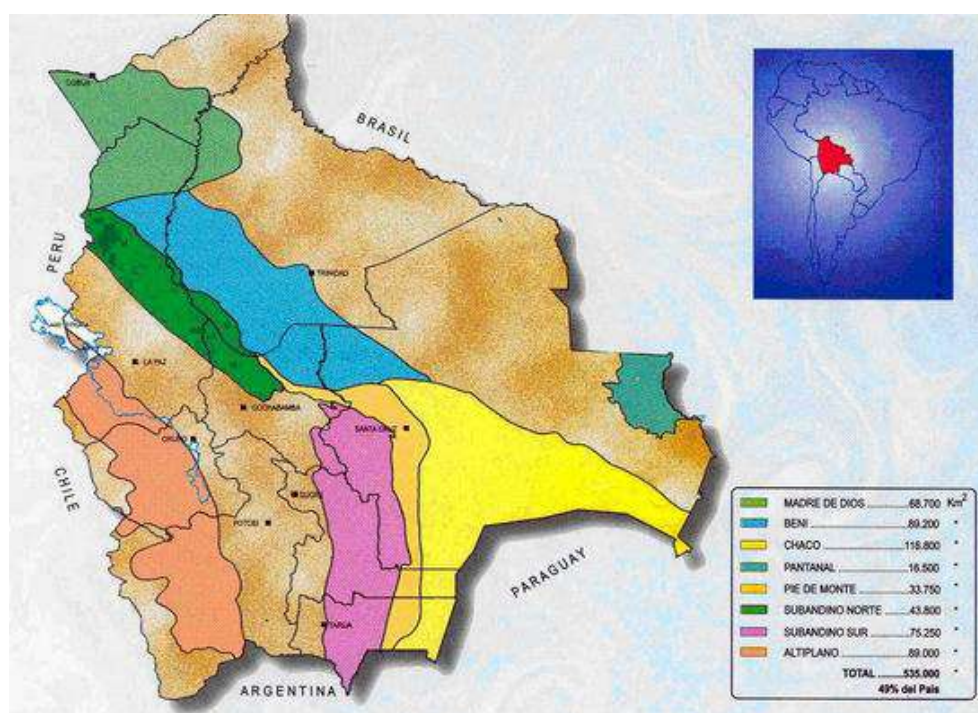


Figura 4.1 - Bolívia: Áreas de Interesse Petrolífero

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB, 2006.

O setor hidrocarbonífero na Bolívia teve um crescimento positivo, a partir de 1996, no setor econômico do país. Para 2005 (terceiro trimestre), a participação da produção de gás natural e petróleo no PIB foi de 13,26% relativo às exportações (ver figura 4.2), isto faz pensar que a atividade econômica que este setor gera é o motor da economia boliviana, por isso as atividades deste setor devem sofrer um controle total (regulação e fiscalização) em todas suas etapas, ou seja, em toda a cadeia produtiva. A seguir pode se observar a incidência do setor de hidrocarbonetos no PIB nacional.

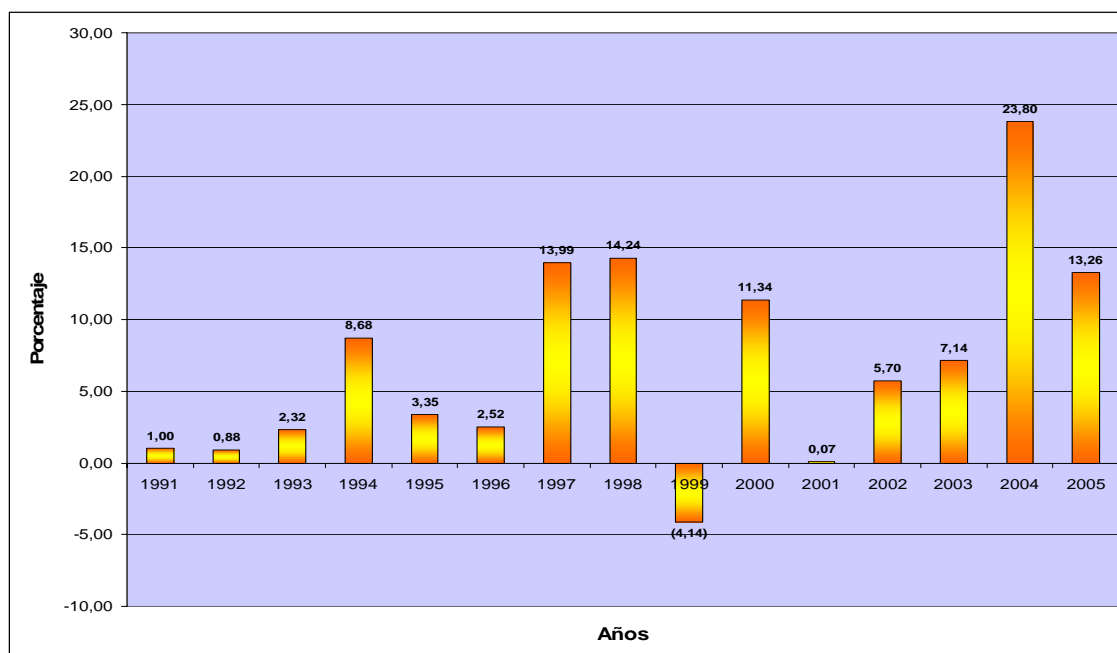


Figura 4. 2 - Bolívia: Participação do petróleo cru e gás natural no PIB

Fonte: Elaboração Própria, com base em dados do Instituto Nacional de Estadística (INE-Bolívia)

4.1 RESERVAS DE GÁS NATURAL

O aumento das reservas hidrocarboníferas chegou ao máximo em 2003. Contudo, a partir de 2004 as reservas gasíferas estão se reduzindo por conta da exploração dos mega-campos e a falta de investimentos na área de exploração.

Depois da Nacionalização dos Hidrocarbonetos, a Bolívia espera que sua empresa estatal de petróleo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, leve adiante políticas de incentivos na área de exploração associando-se a outras empresas petrolíferas que dêem segurança econômica ao negócio do gás. A industrialização massiva baseada no gás como propõe o Governo boliviano, traz consigo a necessidade de garantir o energético a todos os investidores que decidam investir em grandes projetos em longo prazo dentro da Bolívia. Isto significa que a YPFB está obrigada a iniciar uma política de exploração que dará a garantia ao negócio do gás ao longo do tempo. No capítulo 3 (figura 3.3) se observa em detalhes os valores das reservas de gás.

4.2 CONTRATOS DE RISCO COMPARTILHADO

Até 28 de fevereiro de 2006 encontram-se vigentes 71 Contratos de Risco Compartilhado para a exploração, exploração e comercialização de hidrocarbonetos, assinados pela YPFB com diferentes empresas petrolíferas, nacionais e estrangeiras.

Com amparo no DS.26365, a decisão de ingresso à Fase 4 do Período Adicional de Exploração está sujeita ao resultado do poço exploratório Rosario do Ingre-X1 que, em consequência de problemas no transporte do equipamento de perfuração devido aos destroços nos caminhos vicinais, invocou Causa de Força Maior por um prazo de 70 dias e, posteriormente, por sérios problemas suscitados nos trabalhos de perfuração, o prazo da Força Maior se ampliou até 30 de março de 2006 para a finalização do poço. O motivo, de conhecimento da Diretoria da YPFB que autorizou a Vice-presidência de Administração, Contratos e Fiscalização da YPFB a conceder o prazo solicitado¹⁷.

A figura 4.3 ilustra as áreas de exploração e exploração petrolífera com Contratos de Risco Compartilhado vigentes, as áreas livres com potencial hidrocarbonífero no país e as áreas de operação, reservadas à YPFB (detalhamento completo, ver anexo B).

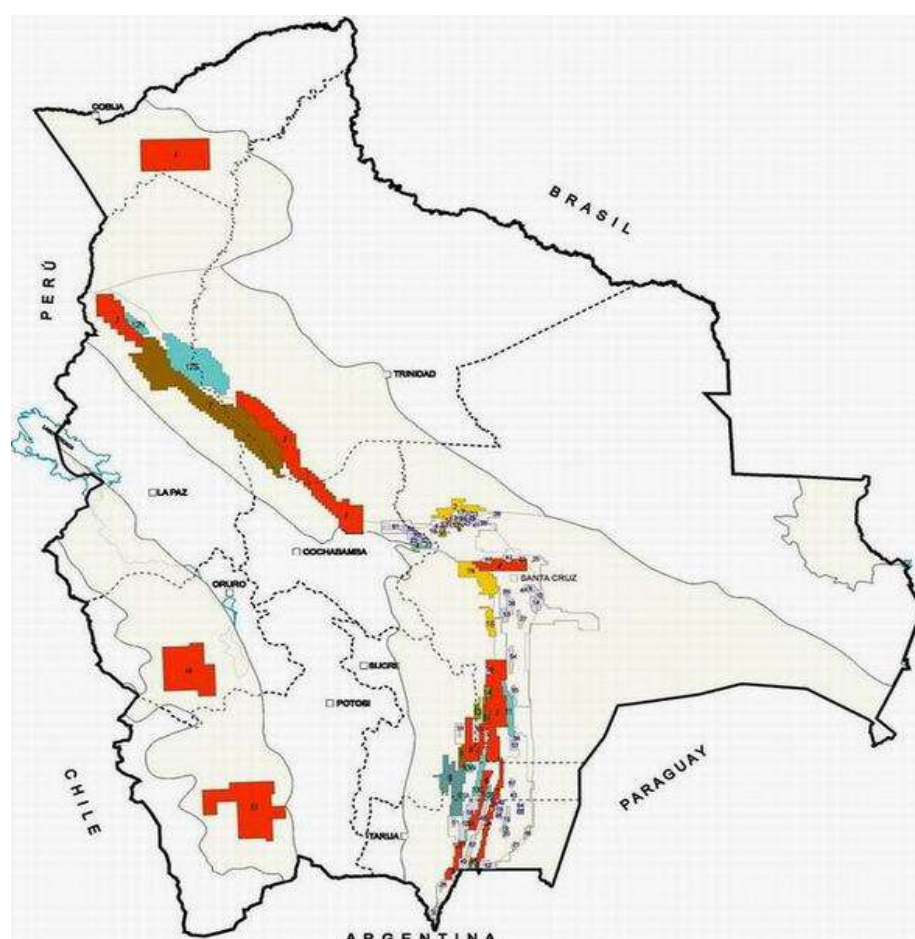


Figura 4.3 - Bolívia: Áreas de Contratos de Risco Compartilhado e Áreas de Operação Reservadas para YPFB

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB

¹⁷ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Informe Primeiro Trimestre, 2006: www.ypfb.gov.bo

O Anexo C (em que se especificam datas, empresas, etc.) corresponde à lista de Contratos de Risco Compartilhado resultantes da capitalização da YPFB, vigentes com as empresas capitalizadas Andina S.A. e Chaco S.A.. Ambas empresas têm contratos tanto em blocos de exploração como campos em exploração.

O Anexo D contém informações dos Contratos de Risco Compartilhado, tanto em blocos de exploração como em campos de exploração, provenientes da conversão dos Contratos de Operação e de Associação. No Anexo E constam os novos Contratos de Risco Compartilhado detalhados resultantes das licitações internacionais de áreas e de campos menores.

A seguir, se apontam as atividades de prospecção geofísica e de perfuração exploratória que vêm sendo realizadas em cada bloco mas que ainda não foram concluídas e, portanto, ainda não estão certificadas. De forma complementar, se incluem na área sombreada as atividades efetuadas nos blocos que foram devolvidos ou que concluíram a etapa de exploração.

As seguintes figuras (figuras 4.4 e 4.5) e tabelas (tabelas 4.1 e 4.2) contêm informações relativas a poços exploratórios e de desenvolvimento, perfurados e em perfuração na presente gestão, indicando de maneira geral sua localização, profundidade programada, alcançada e estado atual.

Tabela 4.1 - Bolívia: Perfuração de Poços Exploratórios (Janeiro – Fevereiro 2006)

POÇO	CONTRATO	OPERADOR	LOCALIZAÇÃO	DATAS		PROFUNDIDADE (m)		RESULTADO / ESTADO ATUAL
				Início	Conclusão	Programada	Alcançada	
Rosario do Ingre-X1	Entre Ríos	Pluspetrol	Chuquisaca	13-Out-04		4,500.00	4,291.00	Em Perfuração. Side Track 1 em 180m, profundidade do poço anterior 804 m. Abandonado temporariamente. Profundidade final reprogramada. Poço profundo se iniciou em 11-04-2005 com Side Track 2 em 168 m e Side Track 3 em 3163 m.
Cuevo West-X2	Caipipendi	Repsol IPF	Santa Cruz	05-Dez-05		4,700.00	1,623.00	Em Perfuração.

Fonte: YPFB (Partes diários de perfuração, Informes mensais dos titulares, GCX), 2006.

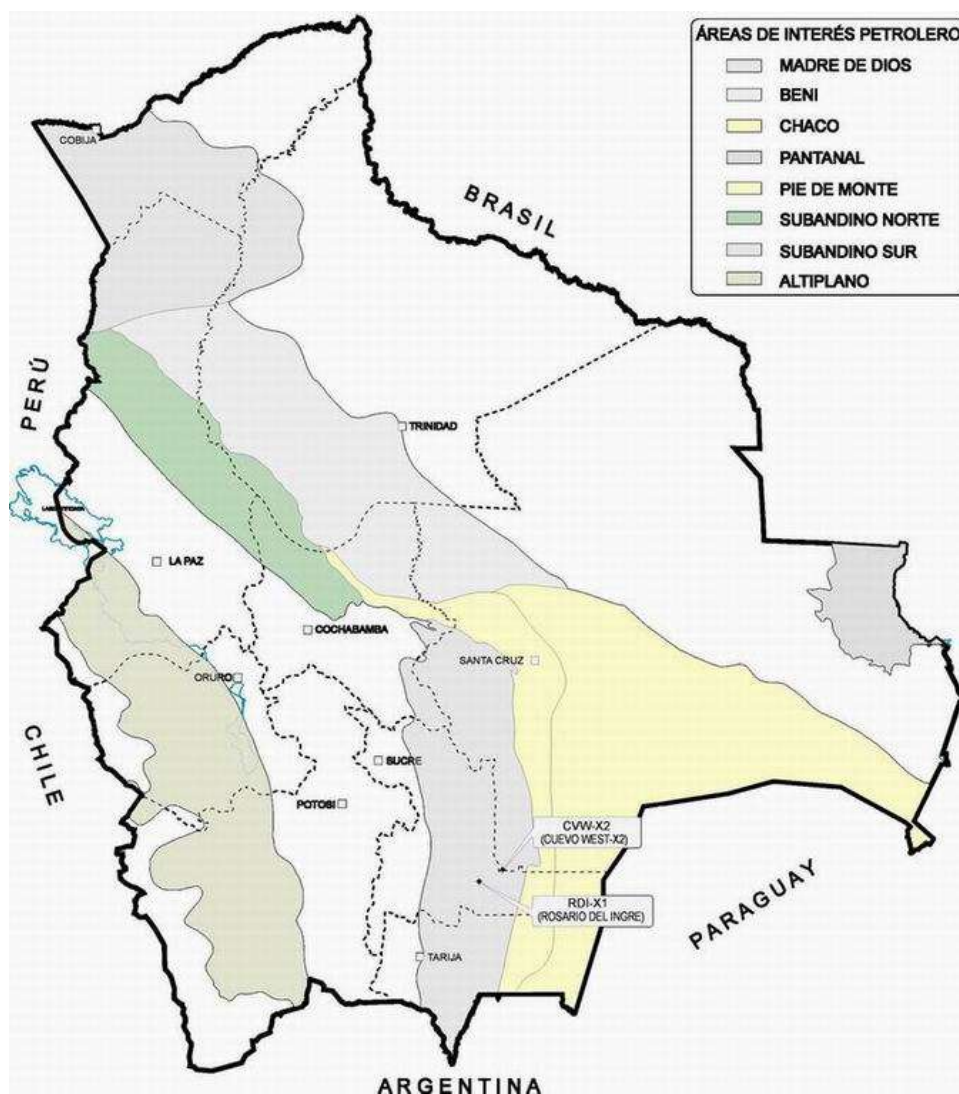


Figura 4.4 - Bolívia: Localização de Poços Exploratórios

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB

Tabela 4.2 - Bolívia: Perfuração de Poços de Desenvolvimento (Janeiro – Fevereiro 2006)

POÇO	CONTRATO	OPERADOR	LOCALIZAÇÃO	DATAS		PROFUNDIDADE (m)		ESTADO ATUAL
				Início	Conclusão Programada	Programada	Alcançada	
Sábalo-5	San Antonio	Petrobras	Tarija	21-Out-05		4,500.00	1,398.00	Em Perfuração.
Colpa-1001	Colpa-Caranda	Petrobras Energia	Santa Cruz	04-Dez-05		1,700.00	1,715.00	Esperando finalização.
Caranda-1010	Colpa-Caranda	Petrobras Energia	Santa Cruz	19-Jan-06		850.00	807.00	Em finalização.
Kanata Norte-4H	Chimoré-I	Chaco S.A.	Cochabamba	06- Jan-06		4,432.00	4,360.00	Em finalização.
Margarita-4 ST1	Caipipendi	Repsol IPF	Tarija	15-Out-03		5,650.00	5,801.00	Em finalização

Fonte: YPFB (Partes diários de perfuração, Informes mensais dos titulares, GCR), 2006.

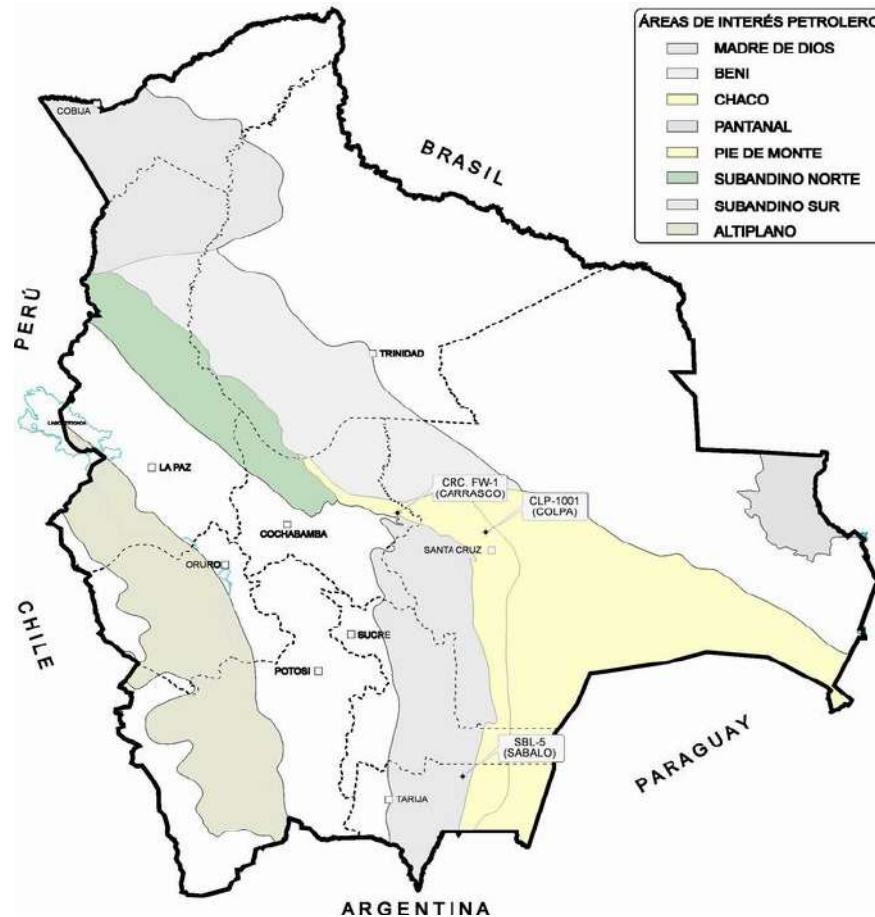


Figura 4.5 - Bolívia: Localização de Poços de Desenvolvimento

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB

4.3 SUSPENSÃO DE ATIVIDADES EXPLORATORIAS

Os Contratos de Risco Compartilhado que estão sob Causa de Força Maior e continuam com suas atividades exploratórias suspensas durante esta gestão (2006), são os seguintes:

- Bloco Amboró-Espejos. Desde 8 de maio de 2001, por superposição da área de contrato com o Parque Nacional Amboró, o que impossibilitou a execução de trabalhos exploratórios.
- Bloco Tuichi. Desde 5 de dezembro de 2002, devido à localização da área do contrato, que se encontra, em parte, no Parque Madidi – Pilão Lajas.
- Bloco Sara Boomerang I. Desde 19 de junho de 2003, devido a grupos de colonos da região impediu a entrada das equipes e maquinário na área de contrato.
- Bloco Sara Boomerang III. Desde 31 de dezembro de 2003 na Área de Exploração, devido às demandas sociais das comunidades da região.
- Bloco Charagua. Desde 15 de março de 2004 na Área de Exploração, devido a problemas ocasionados pelas comunidades locais.

- Bloco Rio Hondo. Desde 24 de setembro de 2004, devido à localização de parte da área de contrato, no Parque Madidi – Pilão Lajas, ocasionando problemas na obtenção de licenças ambientais.

4.4 PAGAMENTO DE ROYALTIES

Em aplicação dos Arts. 45 ao 49 da Lei de Hidrocarbonetos N° 1689 de 30/04/96 e o Regulamento de Pagamento de Royalties, aprovado mediante D.S. 25074 de 17/06/98 e D.S. 25572 de 05/11/99, a YPFB efetuou o pagamento de royalties pelos contratos de risco compartilhado assinados com as companhias petrolíferas desde 1996 (julho a dezembro) até 31/12/05. Os royalties foram reembolsados por essas companhias com destino ao Tesouro Geral da Nação. Os valores arrecadados desde 1996 (seis meses) são mostrados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Bolívia: Pagamento de Royalties pelos contratos de Risco Compartilhado

ROYALTIES	1996*	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Em Milhares de Bolivianos	6.693	22.396	36.999	46.446	55.795	53.098	56.984	55.804	48.129	39.100
Em Milhares de Dólares Americanos	1.225	4.148	6.708	8.112	9.163	8.226	8.215	7.381	6.118	4.845

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

* Corresponde a 6 meses: julho a dezembro

4.5 INVESTIMENTOS

Os investimentos diretos realizados por contratos de exploração e exploração, em milhões de dólares americanos, tiveram o seguinte desenvolvimento nos últimos anos (tabela 4.4). na tabela 4.5 são mostrados os investimentos em exploração e exploração da gestão 2006 nos meses de janeiro e fevereiro.

Tabela 4.4 - Bolívia: Investimentos em hidrocarbonetos até 2005

INVESTIMENTOS (MM\$us)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*	2004	2005	TOTAL
Exploração	130,38	374,56	372,2	256,79	168,99	113,47	94,13	86,66	45,84	1643,02
Exploração	140,42	230,25	208,55	185,33	237,38	231,31	171,96	149,25	153,72	1708,17
TOTAL	270,8	604,81	580,75	442,12	406,37	344,78	266,09	235,91	199,56	3351,19
Outros investimentos: Gasoduto GASIRG						283,00	N/D			
TOTAL						627,78	266,09			

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Informação de Contratos

*total retificado por investimentos em exploração de Total E&P, mediante carta CB/FIN249/2004 datado de 16/06/2004

Nota: A partir de 2004 não inclui: Operação de Plantas, Gastos Operacionais e Gastos de Comercialização

**Tabela 4.5 - Bolívia: Investimentos Mensais em Exploração e Exploração
Gestão 2006 (em milhares de dólares americanos)**

OPERADOR	JAN	FEV	TOTAL
ANDINA	-675.89	441.91	-233.98
Exploração	-	-	-
Exploração	-675.89	441.91	-233.98
BG BOLÍVIA	-83.28	331.85	248.57
Exploração	-	-	-
Exploração	-83.28	331.85	248.57
CHACO	2,691.31	3,060.75	5,752.07
Exploração	51.79	80.03	131.82
Exploração	2,639.52	2,980.73	5,620.25
DONG WON	-	-	-
Exploração	-	-	-
Exploração	-	-	-
MATPETROL	-	-	-
Exploração	-	-	-
Exploração	-	-	-
REPSOL IPF	4,771.92	2,061.29	6,833.21
Exploração	3,235.15	2,303.46	5,538.61
Exploração	1,536.77	-242.17	1,294.60
PETROBRAS ENERGIA	81.00	699.00	780.00
Exploração	-	-	-
Exploração	81.00	699.00	780.00
PETROBRAS BOLÍVIA	909.51	3,930.86	4,840.37
Exploração	39.76	432.84	472.60
Exploração	869.75	3,498.02	4,367.77
PLUSPETROL	1,726.00	1,692.00	3,418.00
Exploração	1,715.00	1,641.00	3,356.00
Exploração	11.00	51.00	62.00
TOTAL E&P BOLIVIE	351.23	400.80	752.04
Exploração	351.23	400.80	752.04
Exploração	-	-	-
VINTAGE	-	-	-
Exploração	-	-	-
Exploração	-	-	-
TOTAL GERAL	9,771.81	12,618.46	22,390.27
Exploração	5,392.93	4,858.13	10,251.06
Exploração	4,378.87	7,760.34	12,139.21

Fonte: Informação enviada pelas Operadoras dos Contratos, não inclui :

- Gastos administrativos, Royalties, impostos e fundos de cooperação.
- Gastos de operação planta.
- Gastos de comercialização.

NOTA: Os dados com valores negativos correspondem a ajustes contábeis.

Santa Cruz, Abril 2006.

A figura 4.6 mostra a evolução dos investimentos ao longo do tempo desde 1997 até 2006, observando um decréscimo considerável nesse intervalo de tempo.

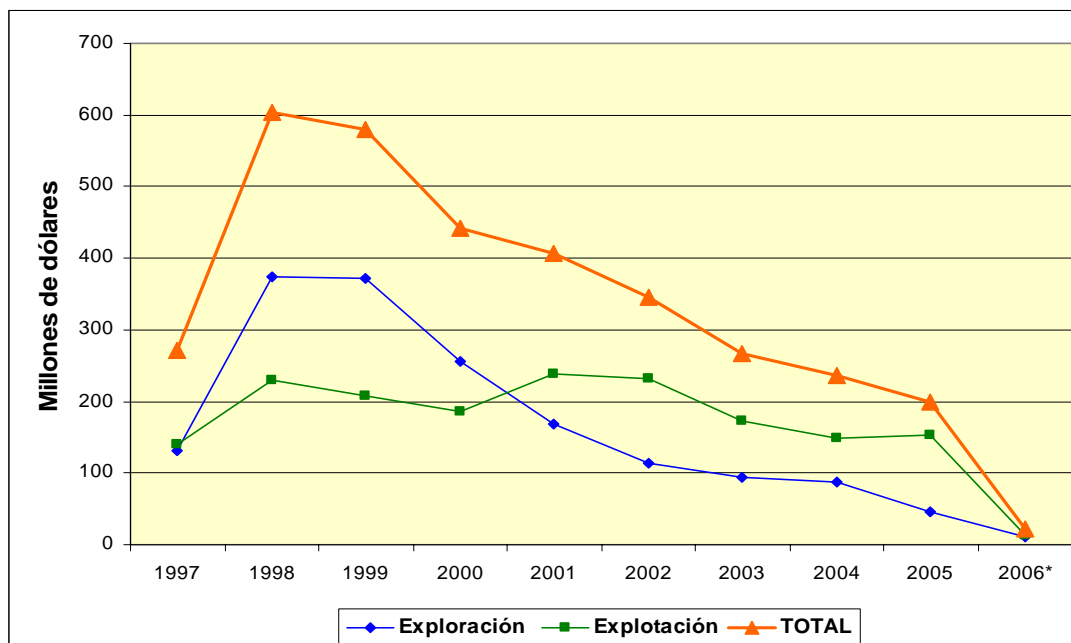


Figura 4.6 - Bolívia: Investimentos de Hidrocarbonetos até fevereiro de 2006

Fonte: Elaboração Própria com base em dados de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

* Só investimentos de Janeiro e Fevereiro

Os informes de investimentos depois da nacionalização ainda não foram publicados, já que pelo D.S.28.701 de 01/05/06, espera-se que as empresas atualmente ativas na Bolívia renovem seus contratos (o prazo é de 180 dias, o que significa que as empresas têm até 01 de novembro de 2006), com as novas disposições impositivas que a Lei boliviana ordena. Devido a isso, a atividade hidrocarbonífera encontra-se em um momento de espera até que as empresas e o Governo boliviano entrem em acordo positivo; contudo, a atividade de produção de hidrocarbonetos e o cumprimento de contratos de abastecimento continua normal.

4.6 PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

A produção de Gás Natural, nos últimos anos cresceu significativamente devido ao aumento muito rápido na demanda deste recurso. A evolução da produção de gás natural pode ser observada na figura 4.7.

As participações por Estados produtores na Bolívia são detalhados na figura 4.8, porém, cabe mencionar que Tarija é o Estado que mais aporta a produção de gás natural, porém é também o que menos massificação do uso deste energético.

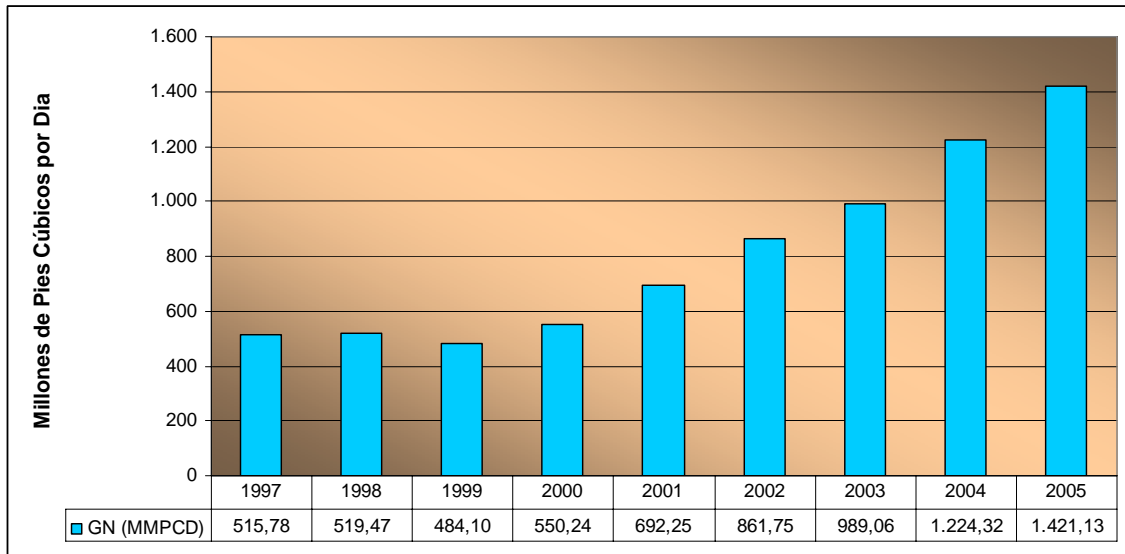


Figura 4.7 - Bolívia: Crescimento da Produção de Gás Natural

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2006.

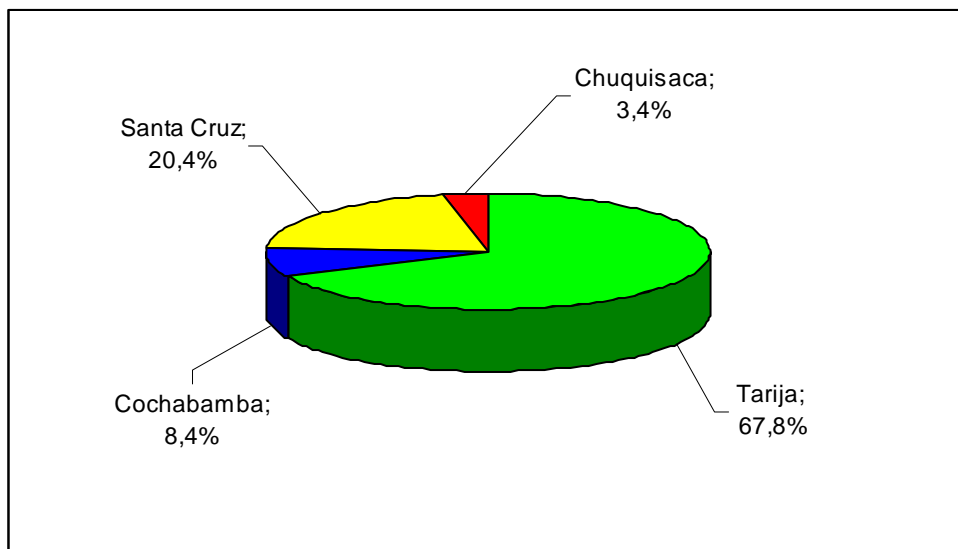


Figura 4.8 - Bolívia: Participação de Produção de Gás Natural por Estado

Fonte: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2006.

4.7 EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

A exportação de gás natural à Argentina (figura 3.7), mediante Contrato de Compra e Venda entre YPFB e YPF foi finalizado em 31 de julho de 1999. A partir de 1º de agosto de 1999 a empresa Pluspetrol Bolívia Corporation exportou gás natural diretamente à Argentina por Bermejo, até a gestão 2002, e desde a gestão 2001 exportou a partir do Campo Madrejonas boliviano. Até agora, ambas exportações se encontram suspensas.

Desde junho de 2004, as empresas Petrobras Bolívia S.A. e Repsol YPF E&P Bolívia S.A., exportam gás natural através da YPFB à Petrobras Argentina S.A. e à Repsol YPF S.A.. A partir de abril de 2005 a Pluspetrol Bolívia Corporation, exporta gás natural através da YPFB à Pluspetrol, do Campo Tacobo via Iacuiba¹⁸.

A partir do 1º de julho de 1999 se iniciou a exportação de gás natural ao Brasil (figura 3.6) pelo Contrato de Compra e Venda YPFB - Petrobras. Adicionalmente, desde 2001 BG exporta gás natural ao Brasil através de um contrato com a Comgás, e a empresa Andina exporta gás para Cuiabá (Brasil).

Os detalhes dos volumes de gás natural exportados e o que representam economicamente, se encontram no Anexo F. Os resumos destas exportações podem ser observadas nos seguintes gráficos. O gráfico 4.9 mostra os volumes de gás natural que foram exportados ao Brasil e Argentina.

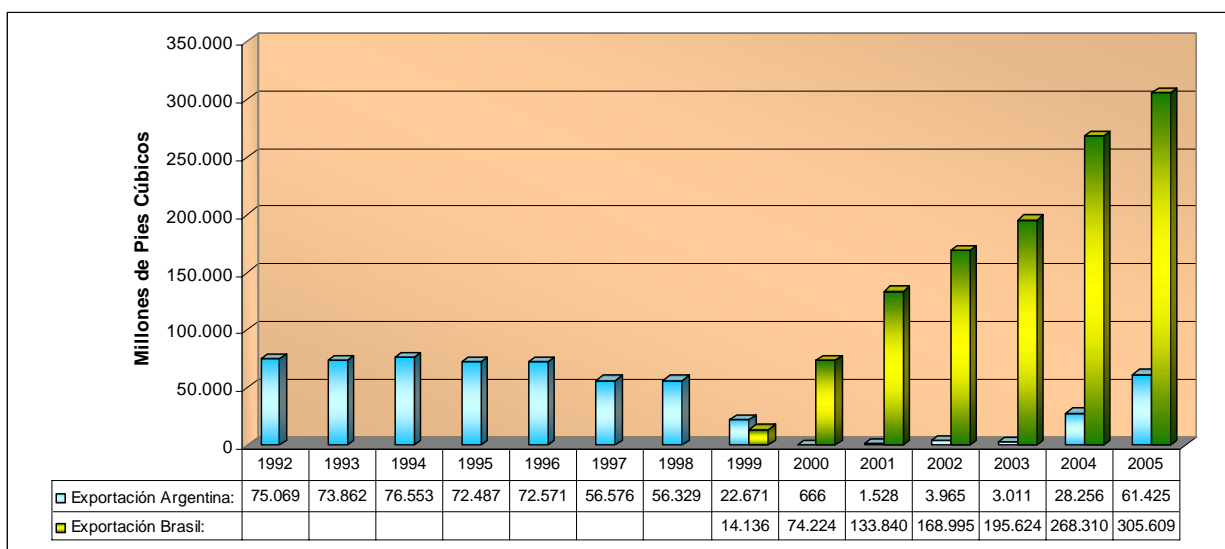


Figura 4. 9 - Bolívia: Volumes de Gás Natural Exportados

Fonte: Elaboração Própria, com base nos dados de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2006.

O gráfico 4.10 mostra os milhões de dólares que a Bolívia recebe por conceito da exportação de gás natural ao Brasil e Argentina.

¹⁸ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Informe Primer Trimestre, 2006: www.ypfb.gov.bo

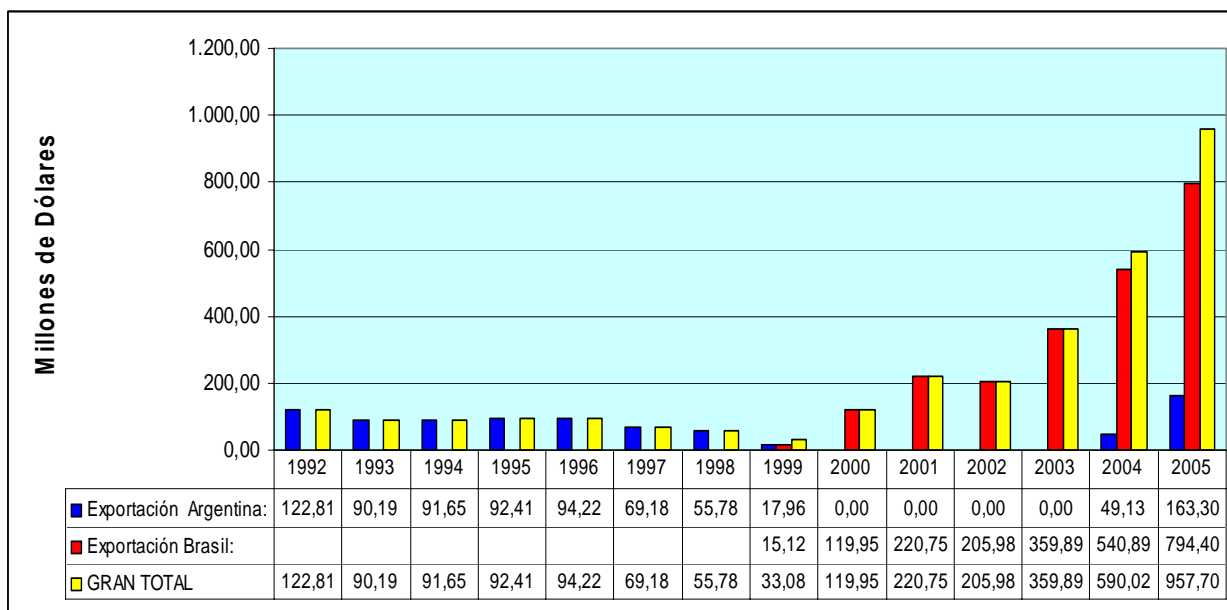


Figura 4.10 - Bolívia: Milhões de Dólares por razão das Exportações de Gás

Fonte: Elaboração Própria, com base nos dados de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2006.

4.8 PREÇOS INTERNACIONAIS

A fonte de informação que a YPFB emprega para referência de preços é o Platt's Oilgram Price Report¹⁹.

O preço do Gás Natural é uma noção regionalizada, pois ao tratar-se de um bem considerado “*não commodity*”, um nível de preço em um mercado determinado não é necessariamente referência em outro.

A figura 4.11 mostra os preços do petróleo West Texas Intermediate (WTI) (Short Term Contrat/Spot) e se apresenta, o preço do Gás Natural nos Estados Unidos (Henry Hub Duke Energy, cotação de fechamento, região do Texas), durante os 14 últimos meses²⁰.

A figura 4.12 demonstra a diferença que existe entre os preços de gás natural na Bolívia e o preço Henry Hub; claro que, como mencionado anteriormente, o gás natural não é uma commodity, então uma comparação deste tipo não é necessariamente base para uma discussão de preços.

¹⁹ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Informe Primeiro Trimestre, 2006: www.ypfb.gov.bo

²⁰ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Informe Primeiro Trimestre, 2006: www.ypfb.gov.bo

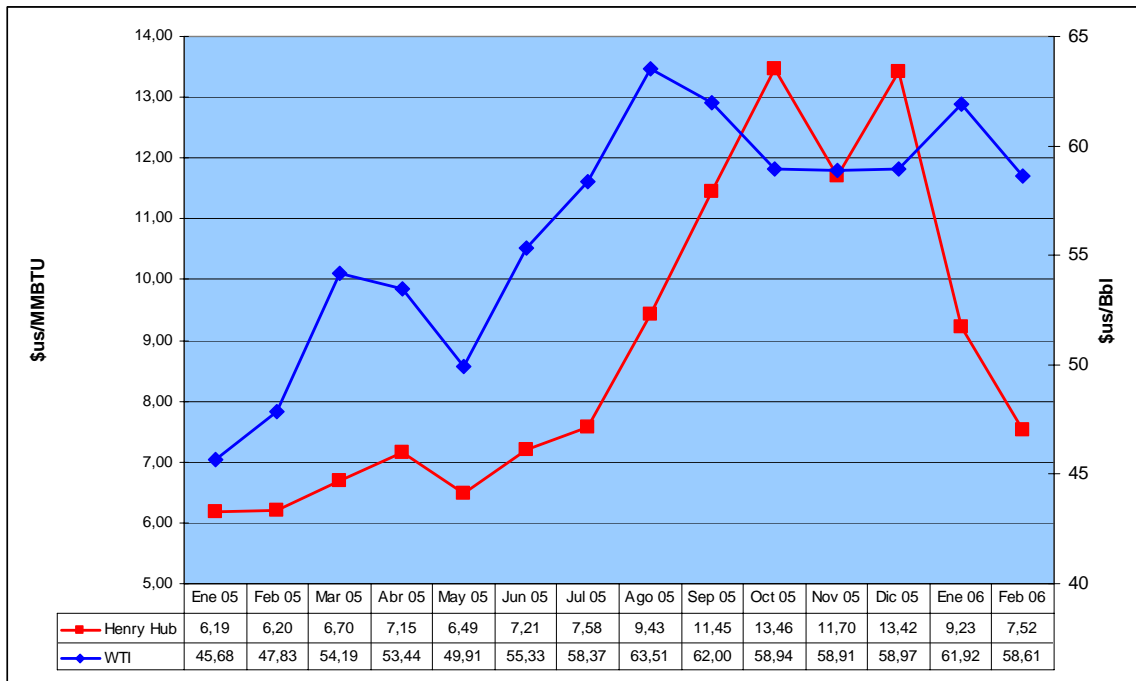


Figura 4. 11 - Estados Unidos: Preço do Gás Natural e o WTI

Fonte: Platt's Oilgram Price Report, 2006.



Figura 4. 12 - Bolívia: Preço do gás boliviano comparado com Henry Hub

Fonte: Elaboração própria com base em dados da YPFB e de Platt's Oilgram Price Report, 2006.

5 SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA DA BOLÍVIA

A sustentabilidade no setor energético da Bolívia requer que se fundamentem condições, aspectos e critérios que apontarão um desenvolvimento viável e sustentável, em médio e longo prazo. A segurança no abastecimento dos insumos energéticos e a redução da dependência energética são de prioridade nacional. A nova conjuntura política deve garantir o acesso e a cobertura a toda população, de maneira equitativa, aos recursos e serviços energéticos, além de garantir a participação democrática da população nos processos de decisão sobre as políticas e projetos energéticos.

Dentro desta política, se necessita considerar e satisfazer as necessidades da sociedade em seu conjunto, entendidas como a subsistência física, econômica, política, social, cultural e ambiental. Pensar no acesso e distribuição dos recursos energéticos pressupõe não só reparti-los melhor, mas sim construir as condições para assegurar o uso e acesso digno e adequado dos mesmos; isto implica em alcançar maiores níveis de descentralização na gestão, desafio atual do Governo da Bolívia para avançar para a segurança e sustentabilidade no fornecimento, bem como para a democratização das decisões energéticas.

Atualmente o ingresso do gás natural aos mercados energéticos responde principalmente a uma estratégia de negócios, seguindo lógicas tradicionais da produção energética, onde o principal objetivo das empresas produtoras é maximizar seus lucros através do uso intensivo do recurso, com uma velocidade de extração e utilização insustentável. As empresas do rubro funcionam sob regulações baseadas nas leis de mercado, que favorecem principalmente aos grandes grupos econômicos e não ao desenvolvimento nacional ou as populações locais. A Bolívia tem o desafio de, por um lado, enxergar os interesses nacionais através do uso adequado dos recursos econômicos provenientes da exploração dos hidrocarbonetos e, por outro, manter as relações de negócios com as empresas transnacionais através de contratos claros e transparentes.

Neste momento em que os países da América do Norte impelem alternativas de integração regional com base em critérios de livre mercado, torna-se imprescindível um debate democrático que questione o tipo de bens que se vá produzir, a quem serão dirigidos; de que maneiras se realizarão os processos de produção, distribuição e comercialização; e finalmente,

a quem beneficiarão tais processos.

5.1 DEPENDÊNCIA E VULNERABILIDADE

As principais fontes de geração de energia primária na Bolívia são especificamente petróleo e gás natural, apresentando um importante grau de independência. Em 2004 o país produziu 14,19 milhões de barris (MMBLS). Enquanto a produção do gás natural foi de 362.229,95 milhões de pés cúbicos (MMpc), havendo exportado no mesmo ano 251.562,00 milhões de pés cúbicos (MMpc) deste energético, sendo o Brasil o principal comprador, seguido da Argentina. Na tabela 5.1 pode-se observar em detalhes a produção de gás e petróleo.

Tabela 5. 1 - Bolívia: Produção de Petróleo e Gás Natural segundo sub-setor

Descripción	2000	2001	2002	2003 (p)	2004 (p)
Petroleo (MMBLS)	10,11	11,43	11,34	12,22	14,19
Y.P.F.B.					
Contratistas	5,06	5,93	5,75	7,28	9,39
Capitalizadas	5,05	5,50	5,59	4,94	4,80
Gas Natural (MMpc)	127.044,25	186.275,99	226.740,48	261.256,82	362.229,95
Y.P.F.B.					
Contratistas	51.133,05	92.691,77	120.695,28	170.204,71	249.122,21
Capitalizadas	75.911,20	93.584,22	106.045,20	91.052,11	113.107,74

Fonte: Elaboração própria. Dados de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) – Instituto Nacional estadística (INE)., 2005

(p):Preliminar

Quanto às fontes secundárias, também existe um importante grau de independência energética. Os derivados do petróleo representam 78% e a energia elétrica compreende 16% do consumo total da energia secundária. Dentre os derivados do petróleo, os produtos de maior consumo são gasolina, diesel e o gás liquefeito de petróleo (GLP); os três somam 85% do total de derivados que se consome no país.

A energia elétrica, em seu cerne, apresenta uma independência considerável, porém esta fonte secundária, apesar de dispor dos recursos primários necessários para sua geração (energia hidráulica, gás natural e diesel), enfrenta limitações na sua distribuição. Existe mais de um milhão de consumidores de energia elétrica distribuídos em três categorias, sendo a residencial a mais numerosa, como se observa na tabela 5.2.

Tabela 5. 2 - Bolívia: Características do setor elétrico ao ano 2004

Capacidade instalada em MW:	1.450
Máxima demanda em MW:	762
Crec. oferta média 96-04:	4,8%
Energia Gerada em GWh:	4.434
Energia consumida em GWh:	3.516
Crec. oferta média 96-04:	4,1%
Número de consumidores por categoria*:	979.126 Categ. residencial
	131.107 Categ. geral
	8.502 Categ. Industrial
	39 Categ. Mineira
	240 Categ. Iluminação
	146 Outros Público
Total	1.119.160

Fonte: Elaboração Própria. Dados com base em Ministério de Serviço e Obras Públicas, Anuario 2004.

* encontram-se incluídos os consumidores pertencentes ao SIN e os de sistemas isolados.

A questão da dependência e vulnerabilidade do sistema energético boliviano, portanto, se relacionam mais diretamente com a perda do controle estratégico dos recursos energéticos (derivada do processo de privatização) do que com a escassez de energia. Até agora, os resultados da “desregulação” do setor energético boliviano tem significado²¹, entre outros fenômenos:

- A entrega quase total do setor energético para empresas estrangeiras, com a conseguinte apropriação dos benefícios gerados;
- A desapareição do estado nas políticas exploratórias;
- A exploração irracional das reservas, sem objetivar a industrialização;
- O incremento das exportações do gás somente como matéria prima, não agregando valor (eletricidade, diesel, ureia, etc.) e;
- A ausência de investimentos em infra-estrutura para o uso do gás, sobretudo no que concerne ao uso interno (massificação interna do GN).

5.2 SEGURANÇA ENERGÉTICA E QUALIDADE

Ao realizarmos uma análise do subsetor elétrico, podemos ver que nos últimos anos o crescimento acelerado das principais cidades da Bolívia (La Paz, Cochabamba, Santa Cruz) deixou uma acentuada diferença e, por conseqüência, incapacidade deste setor para atender o crescimento da demanda de maneira paralela, tanto na área urbana como na área rural, deixando esta última ainda sem o serviço, na maioria dos casos,.

²¹ Desafios para a Sustentabilidade Energética no Cone Sul, 2004

O Governo da Bolívia, dentro de seu planejamento de expansão energética,²² já determinou o incremento da capacidade de geração no Sistema Interconectado Nacional (SIN) para garantir o abastecimento interno do país e a qualidade de serviço a todos seus usuários. Os projetos se detalham a seguir:

Ano 2006: Ampliação da C.H. Chojila – 1.4 MW

Ano 2007: Instalação de uma TG naranjuez de 50 MW.

Ano 2008: Instalação de uma TG em Santa Cruz de 50 MW.

Ano 2009: Instalação de uma TG em Carrasco de 50 MW.

Ano 2010: Instalação de uma TG em Valle Hermoso de 50 MW.

Ano 2011: Instalação de uma 2ª TG em Santa Cruz de 50 MW.

Ano 2012: Instalação de uma 2ª TG em Valle Hermoso de 50 MW.

Ano 2013: Instalação de uma 3ª TG em Santa Cruz de 50 MW.

As obras propostas são majoritariamente compostas por centrais térmicas de ciclo aberto que utilizam como combustível o gás natural. Contudo, até agora ainda existem uma serie de projetos térmicos que não apresentaram avanços. Esta situação coloca em alerta a perspectiva de abastecimento elétrico a partir de 2007.

Existe a possibilidade de que as zonas de Tarija e Trinidad, que atualmente se encontram isoladas do SIN, se vincularem ao sistema até maio de 2007 e maio de 2008 respectivamente, isso porque neste momento estão sendo realizadas construções de linhas de transporte.

5.3 EQUIDADE ENERGÉTICA

5.3.1 ÍNDICES DE ELETRIFICAÇÃO E USO DE GÁS

O percentual de eletrificação na Bolívia é de cerca de 64,92% e a distribuição por setor pode ser observada na tabela 5.3. O percentual de consumidores domiciliares de gás natural é de 1,78% apenas (tabela 5.4), o que significa que se necessitam políticas para o uso massivo das atuais reservas deste recurso ainda não deram resultado e não se prevê uma política séria neste aspecto.

²² Plano de expansão energética preparado pelo Ministério de Serviços e Obras Públicas da Bolívia 2003-2014. Projeto “*Atualização do Plano Referencial do Sistema Interconectado Nacional boliviano*”, Cap VI

A demanda de energia elétrica do SIN se incrementa 57% no período avaliado, o que significa um crescimento da demanda máxima em aproximadamente 420 MW e a tecnologia de geração de menor custo (investimento mais Operação) é por meio de centrais térmicas a ciclo aberto (TG) que utilizam como combustível o gás natural com uma capacidade no ordem dos 50 MW.

Tabela 5. 3 - Bolívia: Domicílios e Disponibilidade de Energia Elétrica (em Percentual)

DESCRIÇÃO	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Disponibilidade de Energia Elétrica								
Bolívia	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Tem	65,48	67,33	71,28	70,93	70,00	69,26	64,00	64,92
Não tem	34,52	32,67	28,72	29,07	30,00	30,74	36,00	35,08
Área Urbana	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Tem	94,26	95,82	96,18	97,84	95,85	94,21	88,60	88,56
Não tem	5,74	4,18	3,82	2,16	4,15	5,79	11,40	21,44
Área Rural	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Tem	24,47	24,55	29,05	25,68	24,93	28,40	23,00	23,87
Não tem	75,53	75,45	70,95	74,32	75,07	71,60	77,00	76,13

Fonte: Instituto Nacional de Estadística (INE). Sitio web: www.ine.gov.bo, 2006.

Tabela 5. 4 - Bolívia: Combustível Utilizado para Cozinhar (em Percentual)

DESCRIÇÃO	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Combustível Utilizado Para Cozinhar						
Bolívia	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Lenha	36,22	30,16	29,88	32,04	31,60	31,11
Guano, taquia	1,84	2,60	2,41	3,22	2,60	2,45
Kerosene	0,62	0,82	0,52	0,70	0,50	0,25
Gás liquefeito (Bujão)	58,70	63,62	63,15	60,69	62,10	62,57
Gás natural (Gás encanado)		0,71	0,87	0,94	0,80	1,78
Eletricidade	0,60	0,64	1,39	0,81	0,70	0,69
Não cozinha	1,88	1,42	1,57	1,55	1,60	1,09
Outro *	0,14	0,02	0,20	0,05	0,10	0,07

Fonte: Instituto Nacional de Estadística (INE). Site web: www.ine.gov.bo, 2006.

*Aqueles não incluídos nas categorias anteriores, como casca de castanha ou outros.

No que concerne à cobertura energética na Bolívia, os estados centrais, que seriam La Paz, Cochabamba e Santa Cruz, têm uma cobertura total de aproximadamente 56%. Os outros três estados que se beneficiam do SIN (Oruro, Potosí e Chuquisaca) têm uma cobertura menor, por volta de 38% ainda que com acentuadas diferenças entre eles, já que Potosí apenas supera 30% de cobertura, Oruro tem 44% e Chuquisaca chega a 36%, finalmente os sistemas isolados de Tarija, Beni e Pando tem uma cobertura média de 48%, em que Tarija tem praticamente 60% de cobertura, sendo o nível mais alto do país. Pando chega a 37% e Beni a 47% de cobertura.

5.3.2 CARÊNCIAS ENERGÉTICAS

A pesquisa nacional (*Instituto Nacional de Estadística-INE 2001*) de consumo domiciliar indica que existe um déficit importante no conforto ambiental e casos críticos nos setores indígenas, em especial nas zonas do altiplano, onde existe uma carência total de serviços básicos. Na maioria das áreas não eletrificadas tampouco existe serviço de provisão de água potável, devido à falta de energia para bombeamento e dessalinização, 34,89% da população não tem acesso ao serviço de água potável encanada, o que significa que suas fontes são: cacimbas, poços, rios, lagos, etc.

Cerca de 35,08% da população da Bolívia não tem acesso a energia elétrica e 98,22% da população não tem acesso a rede de gás residencial. Também se indica que existe um crescimento referente as estações de serviços de combustíveis líquidos, tanto na área urbana como na rural, sendo que estas estão ligadas ao abastecimento de setor do transporte em detrimento ao setor doméstico.

O deslocamento do GLP nas zonas rurais não tem sido possível, pois existem barreiras no sistema de distribuição, que depende dos custos de transporte terrestre e fluvial. Novas tecnologias como engarrafadoras móveis e engarrafadoras de pequeno porte para as áreas rurais não foram implementadas ainda por falta de políticas claras de melhoria na qualidade de vida das populações rurais²³.

5.3.3 GASTOS ENERGÉTICOS

Existe atualmente uma correlação negativa entre ingresso e consumo de eletricidade e água. Este fenômeno pode ser explicado parcialmente pelos altos custos de conexão e a falta de tarifas progressivas de serviço, que penalizam os baixos consumos. Fica explícito que existem "imperfeições de mercado" que explicam a propensão ao gasto excessivo e ineficiente e ao investimento insuficiente em todos os segmentos sociais.

No setor de transporte afetam a cesta básica: transporte urbano e rodoviário. O indicador essencial para ambos é a distância percorrida por ano, por passageiro, determinado por vários aspectos da organização urbana (distância média aos lugares de trabalho e estudo, distância de

²³ Instituto Nacional de Estadística, sitio web: www.ine.gov.bo, 05/032006.

serviços públicos, etc.). É possível afirmar que há uma tendência ao aumento do tempo utilizado em transporte nas principais cidades da Bolívia, vinculado ao aumento da frota automotiva, o que leva a problemas de congestionamentos e deterioração da qualidade de vida.

Segundo o INE (2006), os gastos com transporte são dos mais altos para os gastos domiciliares bolivianos. Cabe assinalar que predominam os gastos em transporte privado sobre o transporte público, sendo que 81% do parque veicular é composto de frota particular, que é a parte mais significativa do consumo energético deste subsetor, 18% do parque veicular é da frota pública e 1% composto de veículos oficiais (tabela 5.5).

Tabela 5. 5 - Bolívia: Parque Automotor por Tipo de Serviço

Descrição	2001	2002	2003	2004
Particular	298.044	322.805	348.429	397.733
Público	99.883	85.860	85.020	85.703
Oficial	3.923	4.498	4.838	5.626
TOTAL	401.850	413.163	438.287	489.062

Fonte: Elaboração própria. Dados do Instituto Nacional de Estadística (INE) - Registro Único Para a Administração Tributaria Municipal, 2005.

Já para as fontes secundárias, predomina o uso do diesel, com 42,50% (o que reflete um grande uso no setor industrial, no transporte pesado e na agricultura mecanizada), seguido pelo uso do G.L.P., com 26,16% ,e o uso da gasolina, com 23,96%, que seriam as três fontes mais importantes.

5.4 ENERGIA E MEIO AMBIENTE

A problemática ambiental do consumo energético pode ser abordada, em primeiro lugar, do ponto de vista da emissão de gases de efeito estufa, tendo em conta que a questão do aquecimento global é suficientemente provado e preocupante do ponto de vista das perspectivas de desenvolvimento. A seguir (tabela 5.6) se observam os gases emitidos até o ano de 2000, a partir das diferentes fontes de consumo energético (detalhes, ver Anexo G).

Tabela 5. 6 - Bolívia: Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa (em giga gramas)

Categoria de Fontes	EMISSÕES (Gg)			
	1990	1994	1998	2000
Dióxido de Carbono (CO ₂)	36.894,55	48.447,97	52.522,50	52.539,06
Metano (CH ₄)	495,66	635,76	666,00	706,02
Óxido Nitroso (N ₂ O)	2,21	3,34	3,33	3,62
Óxidos de Nitrogênio (NO _x)	49,51	68,21	78,60	77,12

Monóxido de Carbono (CO)	1.016,23	1.297,19	1.347,80	1.504,93
Comp. Orgânicos Voláteis diferentes do CH ₄ (COVDM)	53,39	54,95	65,11	61,52
Dióxido de Enxofre (SO ₂)	11,16	13,03	13,70	12,11
Hidrofluorocarbono (HCFs)	11,16	13,03	9,53	8,37
TOTAL	38.533,87	50.533,48	54.706,57	54.912,75

Fonte: Elaboração própria. Dados do Instituto Nacional de Estadística (INE) – Projetos Mudanças Climáticas do Ministério de Desenvolvimento Sustentável e Planificação, 2002.

Faz-se necessário, para poder dar significado a estes dados, realizarem uma análise do peso de cada setor de consumo energético como responsável destas emissões. Sobretudo se deve trabalhar com o dióxido de carbono por ser o de maior peso proporcional na massa emitida de contaminantes como se observa na figura 5.1 (detalhes no anexo G).

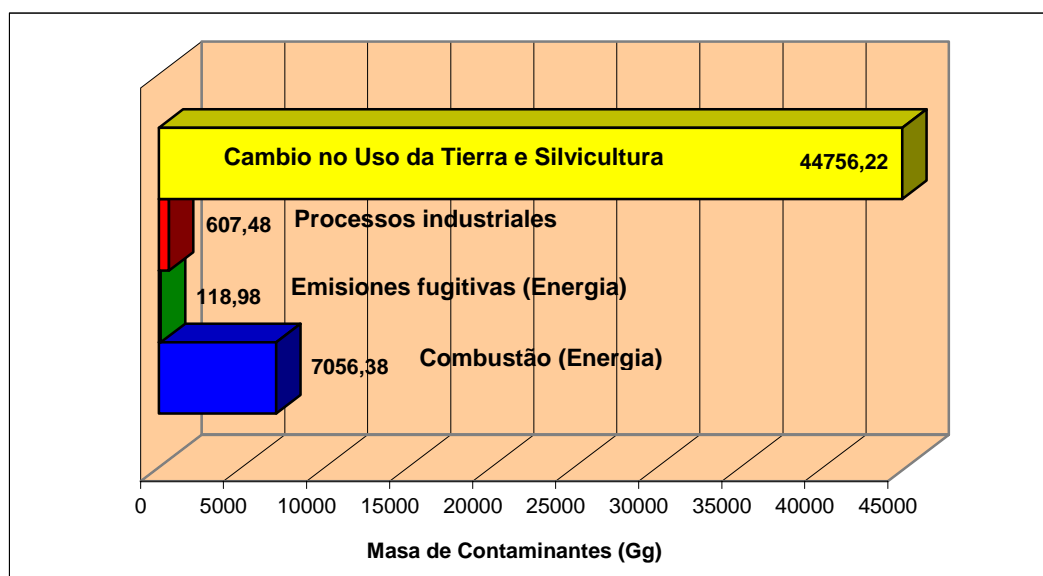


Figura 5.1 – Bolívia: Emissões de CO₂ por setor

Fonte: Elaboração própria. Dados do Instituto Nacional de Estadística (INE) – Projetos Mudanças Climáticas do Ministério de Desenvolvimento Sustentável e Planejamento, 2002.

5.5 ENERGIA E DEMOCRACIA

Apesar de alguns esforços hoje em dia na Bolívia, não é possível identificar espaços institucionais onde se possa ampliar o debate sobre a política energética. Tudo acontece como se as opções de utilização de fontes energéticas, de sua transformação, transporte e distribuição até os consumidores finais pudessem prescindir da participação ativa da população, que são direta ou indiretamente afetados.

A superação deste panorama, com o desejado envolvimento da sociedade no debate energético e em sua efetiva participação no processo de tomada de decisões apresentam

obstáculos de diversos tipos. Um deles se refere ao difícil acesso à informação, expediente que tem sido utilizado para assegurar a viabilidade dos projetos empreendidos. Apesar de existir uma legislação que assegura tal direito, os setores envolvidos acabam acatando situações onde prevalece a estratégia dos fatos consumados. O insuficiente conhecimento técnico-científico da população se tornou argumento para não difundir a informação.

Por outro lado, o governo tem promovido a busca por consensos em situações vinculadas ao problema energético, sem considerar que o estabelecimento de um consenso significa reconhecer interesses divergentes que devem ser considerados e incorporados ao processo de negociação.

5.6 POTENCIAL DE SUSTENTABILIDADE

A utilização racional dos recursos é a principal e mais barata fonte energética alternativa. Contudo, apesar de não requerer investimentos de capital em muitos casos, ou ser amortizável em curto prazo, este tipo de medidas não possuem uma aceitação considerável por parte dos usuários e não existe uma política oficial por parte do estado para sua promoção na escala necessária.

O potencial de economia energética está associado a todos os setores de consumo e grande parte destes gastos por setor pode melhorar sua eficiência com um baixo investimento de capital. No setor industrial, uma das principais dificuldades existentes está no fato de se considerar o consumo energético como um custo fixo do sistema produtivo. É necessário pensar na energia, de qualquer tipo de consumidor, como uma variável que permita reduzir os custos de produção a partir de economias concretas na indústria.

Outra dificuldade é a ausência de normas de eficiência energética. Evidentemente, a economia e a eficiência energética são políticas a serem priorizadas, para isso deve se levar em conta o seguinte:

- Um forte apoio estatal que contemple a concessão de recursos financeiros, materiais e intelectuais para abordar o problema.
- Atualizar normas vigentes (se existirem), por exemplo: quanto às fundições, fábricas e comercialização de produtos, etc.
- Estabelecer incentivos materiais e/ou econômicos extras por economia produzida.

6 NOVA LEI DE HIDROCARBONETOS

Em 17 de maio de 2005, foi promulgada a nova Lei de Hidrocarbonetos No. 3058. Esta Lei busca promover um marco de economia mista para o setor de hidrocarbonetos, com o fortalecimento da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para que tenha um rol mais ativo em toda a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos, com o objetivo de massificar o consumo interno de gás natural, aumentar sua exportação e fomentar sua industrialização, gerando maior valor agregado. A Lei de Hidrocarbonetos também buscaria maiores benefícios da exploração para o Estado e a população. A isto se soma a normativa do Decreto Supremo 28.701 (detalhe Anexo H) de 01 de maio de 2006 do Sr. Evo Morales presidente Constitucional da República da Bolívia que formula algumas regras da Nacionalização dos Hidrocarbonetos.

6.1 TEMAS RELEVANTES DA NOVA LEI E O DECRETO 28.701

Entre os temas mais relevantes e/ou controversos da Nova Lei de Hidrocarbonetos podem ser citados os seguintes aspectos:

Migração Obrigatória: a Lei determina a migração obrigatória à nova legislação dos contratos de risco compartilhado²⁴ assinados pelas empresas petrolíferas privadas, em um prazo máximo de 180 dias, a partir da promulgação da Lei.

Imposto Direto aos Hidrocarbonetos (IDH): Foi criado o IDH, de 32% sobre o total da produção de hidrocarbonetos, como um imposto não creditável nem dedutível, que é medido e pago como as taxas. Este imposto, somado às taxas e participações de 18% e os outros impostos (como o Imposto às Utilidades das Empresas), poderia implicar em uma carga impositiva superior a 50% do valor da produção de hidrocarbonetos, estabelecido no Referendo sobre a Política Hidrocarbonífera.

Distribuição do IDH: o IDH se distribuirá da seguinte maneira: 4% para os estados produtores de hidrocarbonetos, e 2% para cada estado não produtor. Além disso, o Poder Executivo disponibilizará o saldo do IDH a favor do *Tesoro Geral da Nação* (TGN), Povos

²⁴ Nova Lei de Hidrocarbonetos da Bolívia 3058 de 17 de maio de 2005.

Indígenas e Originários, Comunidades Camponesas, Municípios, Universidades, Forças Armadas, Polícia Nacional, entre outros. Os beneficiários devem destinar os recursos recebidos para os setores de educação, saúde, transportes, desenvolvimento produtivo e geração de fontes de trabalho.

Refundação da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB): a partir da recuperação das ações das empresas capitalizadas do setor de hidrocarbonetos, administradas pelas Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), que se destinam ao pagamento do BONOSOL²⁵, e com a descentralização de suas oficinas em diversos estados produtores do país. Pretende-se que YPFB possa participar em toda a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos. A nova estrutura institucional da YPFB pode ser observada na figura 6.1.

Limites à comercialização: serão fixados limites à comercialização (tanto em volumes como em preços) de hidrocarbonetos, dando prioridade ao abastecimento interno. Por outro lado, se eliminam aos grandes distribuidores privados da cadeia de comercialização de hidrocarbonetos.

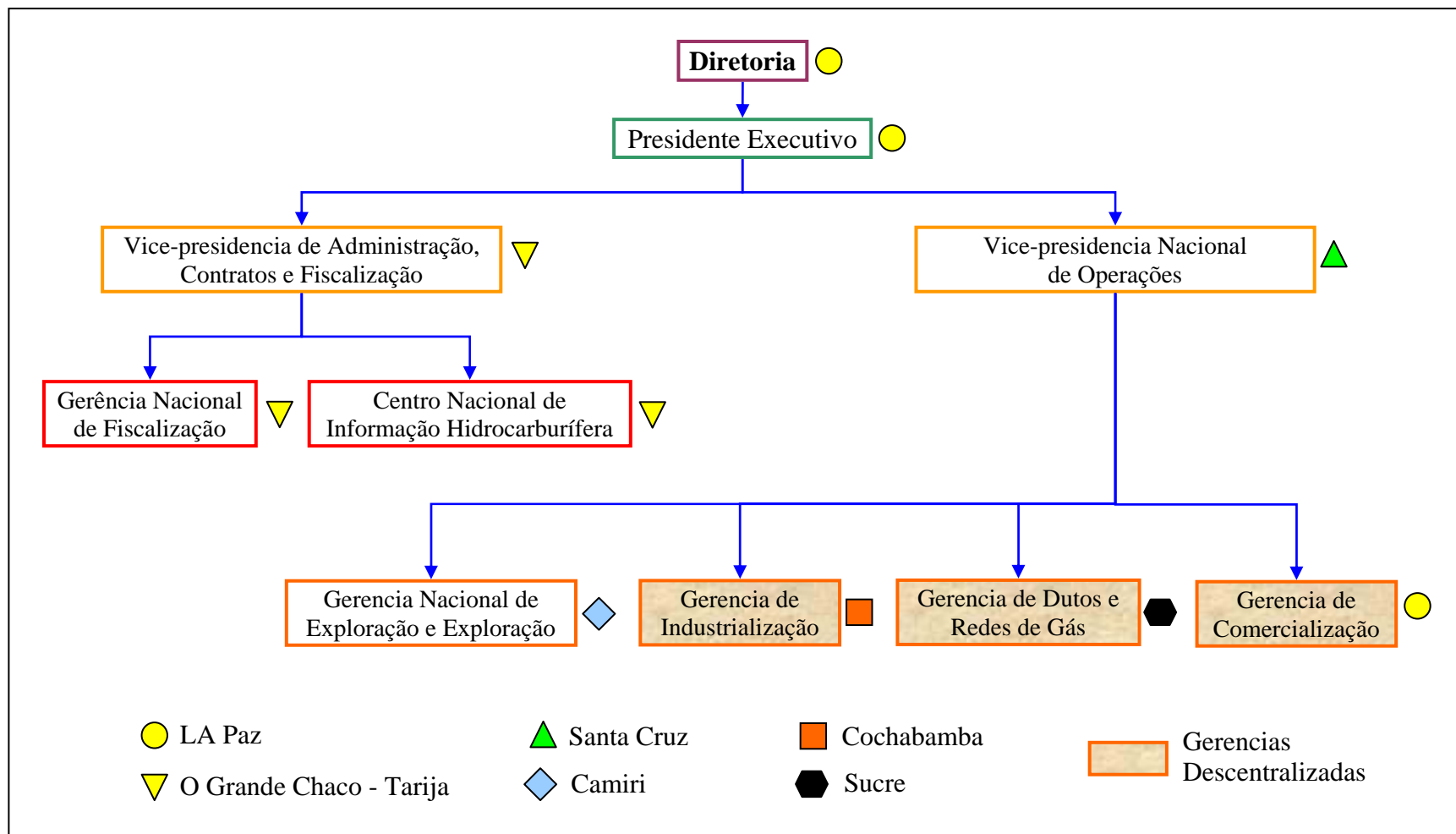
Incentivos tributários: haverá a possibilidade de conceder incentivos tributários para projetos de industrialização, redes de gasodutos, instalações residenciais e mudança da matriz energética baseados na liberação e/ou desconto no pagamento de impostos, do Imposto ao Valor Agregado (IVA), o Imposto a Utilidades (IU) e isenção temporária do Imposto à Propriedade de Bens Imóveis, destinado a infra-estrutura industrial, além de possibilitar a outorga de terrenos do Estado instalação de plantas de industrialização de gás natural.

Subsídios: as tarifas de distribuição de gás natural por redes devem contemplar subsídios aos consumidores de menor renda, pequenas indústrias, saúde pública, educação fiscal, eletrificação rural, turismo, e gás natural veicular.

Na figura 6.1 pode se observar a nova Estrutura Institucional da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB. A nova estrutura já está trabalhando nas condições que a nova Lei de Hidrocarbonetos fixa.

²⁵ BONOSOL: Pagamento mínimo que se beneficia para todas as pessoas bolivianas residentes no país que ao 31 de dezembro eram mais velhos de 21 anos de idade e que receberam o pagamento vitalício a partir dos 65 anos de idade.

Figura 6.1 - Bolívia: Organigrama de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB



Fonte: Elaboração própria. Em base a Nova Lei de Hidrocarbonetos

6.2 CARÊNCIA DE REGULAMENTOS NA LEI

A falta de regulamentação na Lei 3058 está produzindo problemas operacionais e incertezas ao funcionamento do setor, em que se pode mencionar:

- Devido à eliminação dos atacadistas da cadeia de distribuição, e o estabelecimento da YPFB como única distribuidora e importadora no país, gerou-se um desabastecimento de combustível, que obrigou o Governo a emitir um Decreto Supremo autorizando a YPFB a assinar temporariamente contratos de associação com os majoritários, até que a YPFB tenha os recursos para assumir este trabalho.
- Não foram estabelecidos os regulamentos claros nem vieram à luz pública as condições em que foi feita a transferência dos fundos das AFP's aos fundos da empresa estatal, nem mesmo como a YPFB garantirá o pagamento do BONOSOL.

6.3 POSSÍVEIS IMPASSES

6.3.1 SOBRE OS INVESTIMENTOS

Segundo os dados divulgados da YPFB, os investimentos efetuados em exploração e exploração entre 1997 e 2005 alcançaram US\$ 3.351 milhões (tabela 4.4), dos quais US\$ 1.643 milhões em exploração e US\$ 1.708 milhões em exploração. Os investimentos totais alcançaram seu maior nível em 1998, com US\$ 605 milhões, quando começam a se reduzir paulatinamente até US\$ 199 milhões em 2005, com uma queda mais acentuada dos investimentos em exploração. Esta diminuição dos investimentos nos últimos anos está relacionada principalmente com a incerteza sobre a política de hidrocarbonetos e o marco legal e institucional.

A estatal boliviana (YPFB) esperava uma reversão desta tendência negativa, com a entrada da nova administração do Presidente Evo Morales, entretanto, as empresas petrolíferas consideraram a Lei 3058 e o Decreto Supremo 28.701 como confiscatórios, e que iriam contra a segurança jurídica dos investimentos, por isso estão avaliando o congelamento de seus investimentos no país. Alguns campos pequenos, segundo as multinacionais também poderiam fechar suas operações em curto prazo, já que não seriam rentáveis com o novo nível impositivo.

Os investimentos efetuados permitiram incrementar as reservas certificadas de gás de 5.7 trilhões de pés cúbicos (TCF), em 1997 a um máximo de 54.9 TCF em 2003, reduzindo-se a 48.7 TCF em 2005. Sem novos investimentos, espera-se uma redução paulatina das reservas de gás natural no transcorrer do tempo.

6.3.2 SOBRE NOVOS PROJETOS

Apesar de no médio prazo as compras de gás boliviano se encontrarem garantidas, principalmente pelo contrato de venda ao Brasil por 20 anos, até 2019, a nova tendência internacional em torno da Lei aprovada pode implicar em uma redução paulatina dos investimentos em exploração e exploração, e a postergação de novos projetos para:

Consolidar os mercados de exportação da região (Brasil e Argentina) e ampliar a novos mercados como Paraguai e Chile. A Argentina, apesar de estar aumentando a compra de gás da Bolívia, inclusive, está predisposta a pagar US\$ 5/MMBTU²⁶ pelo energético, se encontra com intenção de buscar alternativas ao gás natural da Bolívia, tais como o desenvolvimento da produção de gás da província de Salta e outras regiões que possam ter reservas gasíferas e esta concedendo incentivos tributários para investimentos de exploração. O Brasil também indicou que buscaria reduzir sua dependência do gás boliviano através do desenvolvimento da bacia de Santos. A Petrobras já tem em mente a possibilidade de construir duas plantas regasificadoras em algum ponto da costa para poder receber gás importado em forma de GNL de alguns dos grandes exportadores de gás que usam essa tecnologia. O Governo paraguaio também se encontra na dúvida de continuar com as negociações que se encaminhavam para a venda de gás liquefeito de petróleo boliviano.

Diversificar e desenvolver novos mercados externos de gás natural. O projeto de exportação de Gás Natural Liquefeito (GNL) ao México e Estados Unidos se encontra postergado. Necessitando de novos investimentos para a construção do gasoduto no lado boliviano até um porto no Chile ou no Peru, e depois para a construção da planta de liquefação do gás. Isto indica que, para este projeto, necessita-se de investidores estrangeiros. Por outro lado, Chile continua com a idéia de consolidar o anel energético que lhe daria a possibilidade de contar com o gás de Camisea (Peru) e com isso poder construir uma planta de liquefação.

²⁶ Novo convenio assinado entre Bolívia e Argentina para a negociação de preços, 06/06/2006

A implantação de tecnologia de transformação de Gás a Líquidos (GTL). Para alcançar a auto-suficiência nas importações de diesel e exportar excedentes. Também é necessário que a iniciativa privada realize investimentos estimados em mais de US\$ 1.000 milhões.

A instalação da indústria Gasquímica para promover a industrialização e exportação de valor agregado. Este projeto tenciona ficar próximo da fronteira com Brasil, para ser preciso, em Puerto Suarez. Contudo, o Brasil anunciou a postergação de novos investimentos, como consequência da promulgação da Nova Lei e o D.S. 28.701.

Construção de termelétricas para exportar eletricidade. Também era um projeto que se realizaria na fronteira com Brasil com o objetivo de vender eletricidade gerada através do uso intensivo do gás natural, porém como dito anteriormente, o Brasil anunciou a postergação de novos investimentos no momento.

Expandir o mercado doméstico de gás natural, implementando as redes de conexão de gás residencial, comercial, industrial e social, e a promoção da utilização de Gás Natural Comprimido (GNC) em veículos automotores. São necessários recursos financeiros da cooperação internacional para impulsionar a implementação destes projetos, que contariam com subsídios. Porém, a nova Lei pode ser pouco viável devido à falta de recursos fiscais para o Estado poder investir no negócio do gás e exploração de hidrocarbonetos.

6.3.3 SOBRE AS EXPORTAÇÕES

As exportações de gás natural foram incrementadas em quase 8 vezes entre 1992 e 2005, passando de US\$ 122 milhões a US\$ 957 milhões (ver figura 4.10), devido ao aumento da demanda de Brasil e Argentina, não se esperando uma redução das exportações em curto prazo.

Entretanto, manter estes níveis de exportações para o futuro pressupõe que: se renove os contratos de exportação de gás natural à Argentina e Brasil e se chegue a um acordo. Neste momento, com o Brasil esta se negociando os novos contratos e novos preços do gás natural.

Com uma nova Constituição Política em marcha ao interior da Bolívia, se requererá a aprovação de uma Nova Lei de Hidrocarbonetos que garanta primeiramente a proteção dos interesses do Estado, porém também garantindo a segurança jurídica dos investimentos.

7 PROCESSO GÁS TO LIQUIDS - GTL

A Bolívia esta pretendendo industrializar o gás natural de muitas maneiras, uma delas é o processo de conversão a líquidos (diesel principalmente), também conhecido como processo Gás To Liquids (GTL), se baseia na obtenção do gás de síntese pelo método Fischer Tropsch (F-T). A eficiência de conversão é da ordem do 60% mas se prevê que em pouco tempo se possa alcançar 70%²⁷.

A Bolívia apresenta atualmente uma pequena indústria energética baseada em gás natural e praticamente nenhum projeto de uso massivo deste recurso, por isso, a implementação deste projeto e outros de grande escala é um enorme desafio para a atual administração boliviana. A implementação de um projeto GTL-FT, gera valor agregado para as reservas de gás natural e permite acesso a economias de escala.

7.1 CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL BOLIVIANO

As duas características principais do gás natural na Bolívia são: a primeira, ser um gás Não Associado e a segunda, ser um gás muito rico em metano; tais características fazem com que a exploração e uso deste recurso sejam muito atrativos. A Tabela 7.1 detalha a composição do gás natural boliviano.

Tabela 7.1 - Composição química do gás natural boliviano

Componentes principais	Fórmula Química	Percentual em volume (*) [%]
Metano	CH ₄	89,10
Etano	C ₂ H ₆	5,83
Propano	C ₃ H ₈	1,88
Butanos	C ₄ H ₁₀	0,74
Pentados	C ₅ H ₁₂	0,23
Hexanos	C ₆ H ₁₄	0,11

Fonte: Câmara boliviana de Hidrocarbonetos, website: www.cbh.org.bo, 2006.

7.2 A INDUSTRIALIZAÇÃO DO METANO

Como o gás natural boliviano é constituído majoritariamente por metano se deve falar de industrializar o metano e, sobre essa base, os outros componentes minoritários que o acompanham. A primeira etapa na industrialização do metano é a obtenção do gás de síntese. O gás de síntese é uma mescla de monóxido de carbono e hidrogênio, que se obtém a partir de

²⁷ Fórum Internacional "Industrialização do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?", La Paz, 12/2003.

reações químicas do metano com substâncias abundantes na natureza, tais como o dióxido de carbono, o oxigênio do ar e água. Como seu nome indica, o gás de síntese é a base para sintetizar muitos compostos de importância econômica e industrial. Dependendo dos compostos que se deseje produzir, o gás de síntese deve ser preparado com diferentes proporções de monóxido de carbono e hidrogênio, que se obtém a partir das reações químicas na tabela 7.2.

Tabela 7. 2 - Reações químicas do metano para formar gás de síntese

Compostos que reacionam	Reação química (sob condições adequadas de pressão e temperatura)	Proporção (mol a mol) de monóxido de carbono a hidrogênio no gás de síntese
Metano com dióxido de carbono	$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \longrightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$	1:1
Metano com oxigênio do ar	$2\text{CH}_4 + \text{O}_2 \longrightarrow 2\text{CO} + 4\text{H}_2$	1:2
Metano com água	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$	1:3

Por exemplo, para obter um gás de síntese em que monóxido de carbono e hidrogeno estejam em uma proporção de 1 a 2, respectivamente, se deve realizar uma combustão parcial do metano com oxigeno do ar, reação que também gera consideráveis quantidades de energia térmica.

Fonte: Forum Internacional “Industrialização do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?”, La Paz, 12/2003

7.3 USO DO GÁS DE SÍNTESE

A partir da reação entre os componentes do gás de síntese, usando-se diferentes catalisadores pode se obter vários produtos, como mostra a figura 7.1. Entre os produtos mais importantes, dependendo da relação monóxido de carbono/hidrogênio do gás de síntese, se pode obter:

- Gás liquefeito de petróleo (GLP), gasolina, diesel, jet fuel e parafinas ultrapuras, todos através do processo Fischer-Tropsch. A transformação do gás natural nos produtos mencionados, todos líquidos, é o que se denomina **processo GTL (Gás To Liquids)**.
- Hidrogênio, denominado o combustível do futuro.
- Amônia, base da indústria de fertilizantes, que se obtém com a reação do nitrogênio do ar com o hidrogênio proveniente do metano.
- Éter dimetílico, substituto do diesel e do GLP, e que também se utiliza para a geração de eletricidade.
- Metanol, a partir do qual se pode sintetizar olefinas, como etileno e propileno.

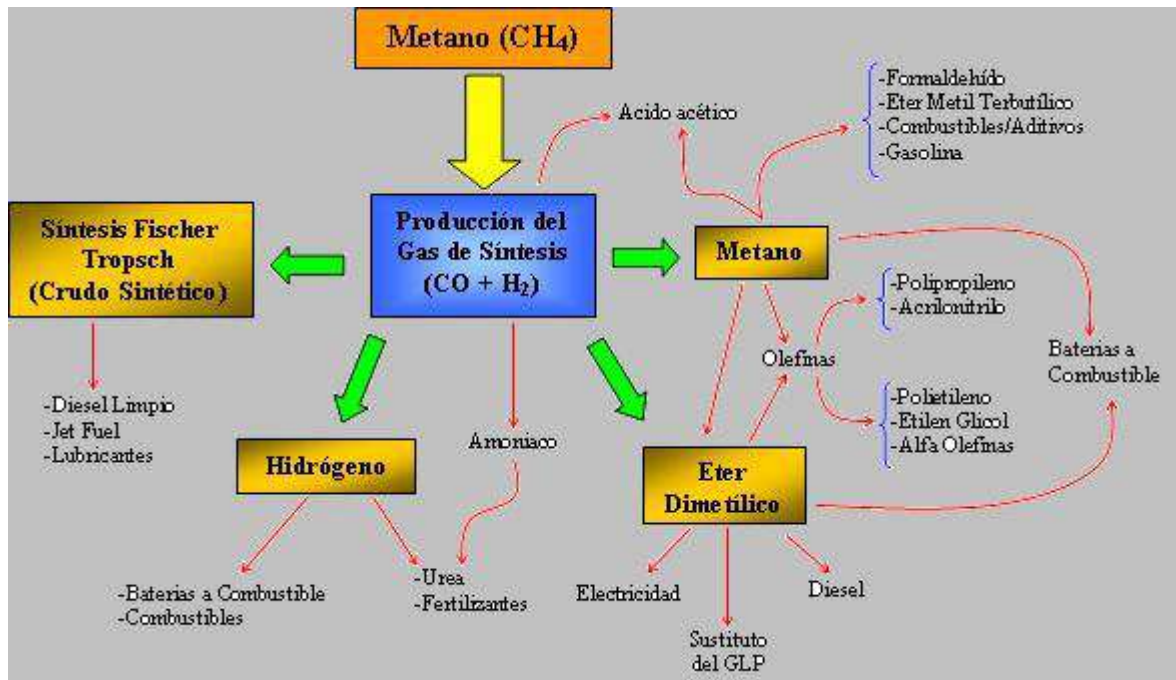


Figura 7.1 - Produtos que podem ser obtidos a partir do gás de síntese

Fonte: Fórum Internacional “Industrialização do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?”, La Paz, /122003

7.4 PROJETO GÁS TO LIQUIDS / GTL-FT

Tal projeto consiste em obter gás de síntese a partir da combustão parcial do metano com oxigênio do ar. O gás de síntese assim obtido seria transformado em combustível líquido de uso massivo, como gasolina, diesel e jet fuel.

O processo GTL-FT básico se inicia com o metano separado de seus acompanhantes líquidos (gás seco). Compostos como etano, propano, butanos e pentanos, podem ser industrializados independentemente do projeto GTL-FT. Uma vez produzido o gás de síntese e realizado o processo F-T, se obtém os combustíveis líquidos (na figura 7.2 se observa, em resumo, a industrialização deste processo)

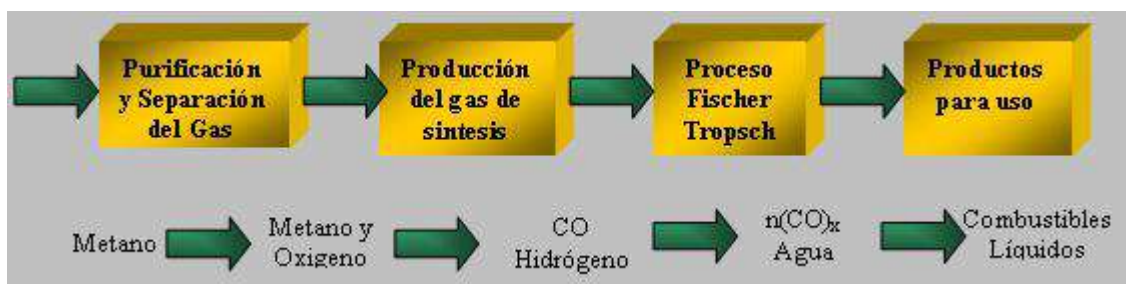


Figura 7.2 - Processo Básico de GTL com base em F-T

Fonte: Elaboração própria, 2006.

O processo F-T é um processo de passos múltiplos, com grande consumo de energia, que separa as moléculas de gás natural, predominantemente metano, volta a juntá-las para darem lugar a moléculas maiores. O primeiro passo requer a entrada de oxigênio (O_2) separado do ar. O oxigênio é insuflado em um reator para extrair os átomos de hidrogênio do metano (CH_4). Os produtos são gases de hidrogênio sintético (H_2) e monóxido de carbono (CO), denominado gás de síntese (figura 7.3)²⁸.

O segundo passo utiliza um catalisador²⁹ para recombinar o hidrogênio e o monóxido de carbono, dando lugar aos hidrocarbonetos líquidos. Na última etapa, os hidrocarbonetos líquidos são convertidos e fracionados em produtos que podem ser utilizados de imediato ou serem misturados com outros produtos. O produto mais conhecido é o diesel extremamente puro, também conhecido como *gas oil*. O diesel obtido com o processo F-T, ao contrário do derivado da destilação do petróleo, tem conteúdo de óxido de enxofre e óxido de nitrogênio praticamente nulos, virtualmente não apresenta aromáticos, sua combustão produz pouca ou nenhuma emissão de partículas, e possui um alto índice de cetano³⁰. Também pode se produzir querosene, etanol e dimetileter (DME). Outro produto da reação é a nafta que tem alto conteúdo de parafinas. As ceras derivadas do processo GTL podem ser suficientemente puras para ser utilizadas na indústria cosmética e de enlatados comestíveis.

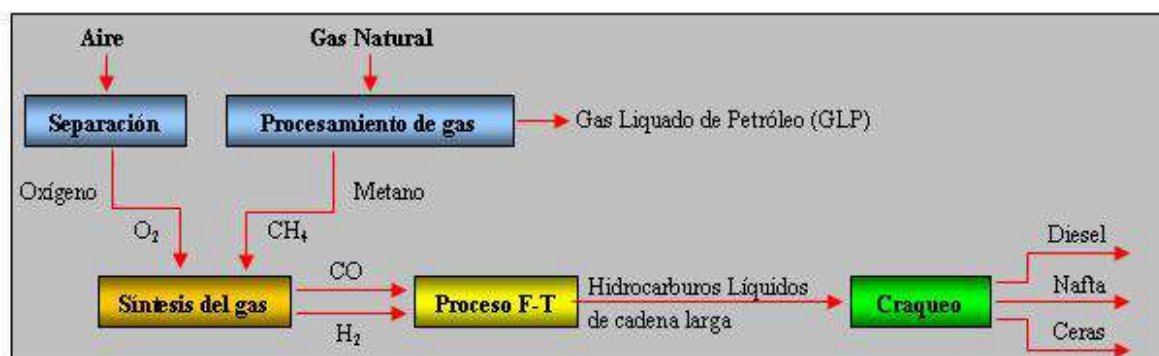


Figura 7.3 - Conversão do gás natural em combustíveis líquidos

Fonte: Elaboração Própria, 2006.

²⁸ No primeiro passo, o oxigênio (O_2) separado do ar é insuflado em um reator com metano (CH_4). Os produtos são gases sintéticos: hidrogênio (H_2) e monóxido de carbono (CO). Istopassam a um reator F-T onde os catalisadores ajudam a reformar os gases em moléculas de hidrocarbonetos de cadeia longa. Os hidrocarbonetos de cadeia longa são carregados em uma unidade de craqueio e fracionados para produzir diesel u outros combustíveis líquidos, nafta e ceras. O processo de craqueio utiliza calor e pressão para descompor os hidrocarbonetos de cadeia longa e produzir hidrocarbonetos mais moles.

²⁹ Um catalisador é uma substância que aumenta a velocidade de uma reação. O processo F-T utiliza normalmente catalisadores de ferro, cobalto o níquel.

³⁰ O cetano é o equivalente do octano para o diesel, uma medida que quantifica a combustão na gasolina. O índice de cetano mede qualidade de ignição do diesel. Um valor elevado indica melhor qualidade e um combustível de combustão mais limpa. Os diesel GTL têm um índice de cetano de aproximadamente 75, enquanto que a maioria do diesel obtido de petróleo destilado têm um índice de cetano que oscila entre 42 e 51.

Por tudo isso pode se concluir que a tecnologia GTL-FT deve ser desenvolvida em escala industrial, pela gama de produtos que se pode obter e pela quantidade de gás existente. Neste sentido, a Bolívia pode realizar cenários de custos de investimento e de produção comercial que permitam ter um panorama geral deste projeto e analisar seus benefícios.

Um aspecto importante é que os níveis de eficiência têm crescido muito, chegando a aproximadamente 60% e, em médio prazo deve chegar até 73%, como mostra a figura 7.4.

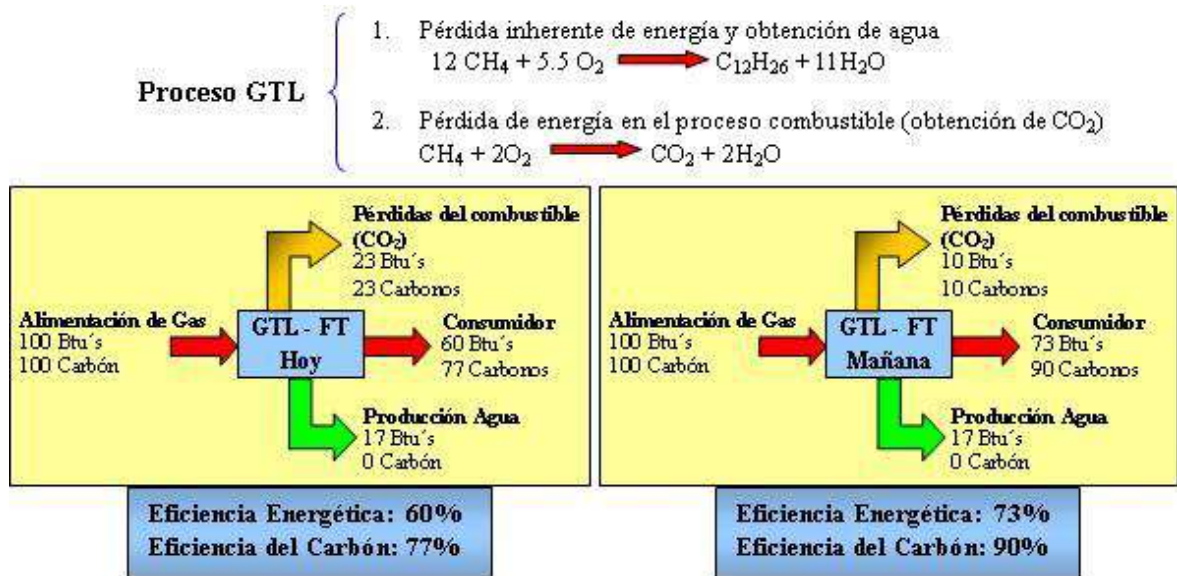


Figura 7.4 - Projeção do potencial de eficiência do processo GTL com base em FT

Fonte: "New Developments in Gas To Liquids Technologies", Smith. Ronald M, 2005.

7.5 MERCADO PARA OS PRODUTOS DO PROJETO GTL-FT

Se a Bolívia processar 30 milhões de m³/dia de gás natural (a mesma quantidade de gás contratada com o Brasil) se obteria uma produção ao redor de 100 mil bpd de hidrocarbonetos líquidos, diesel e gasolina, principalmente.

Para a Bolívia existem quatro mercados para a venda de diesel: **Chile, Brasil**, Paraguai e Uruguai, considerando que os dois primeiros países importam grandes quantidades deste energético para consumo interno, portanto, deve se trabalhar com grande rapidez para a implementação destas plantas e dar-lhe o maior valor agregado possível às moléculas do gás natural.

7.5.1 MERCADO VIZINHO: CHILE

O Chile é um grande potencial comprador de diesel da Bolívia, já que consome 250 mil bpd de petróleo e 95% provém de importação, a isto se soma o alto grau de contaminação ambiental que isto representa. Por isto o Chile se converte em um seguro comprador diesel de GTL-FT. Na figura 7.5 pode se observar que o Chile importa petróleo de vários países da América do Sul e do mundo, porém não o faz da Bolívia, mesmo essa sendo uma grande possuidora de recursos energéticos.

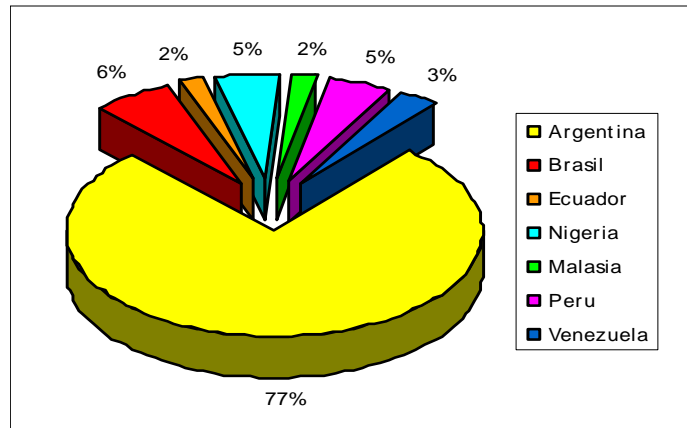


Figura 7.5 - Importação de petróleo de Chile em 2001

Fonte: Ministério de Minería e Energia de Chile, website: www.gobiernodechile.cl/ministerios/

Um lugar propício para a exportação poderia ser na fronteira com Chile já que neste ponto se exportaria a este país e ainda contaria com o porto de Arica para exportação a outros países como China e Estados Unidos (ver figura 7.6).



Figura 7.6 - Estimativa da localização da planta de GTL na fronteira com Chile

Fonte: Fórum Internacional “Industrialização do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?”, La Paz, dezembro 2003, Carlos Kinn

7.5.2 MERCADO VIZINHO: BRASIL

O Brasil é outro potencial comprador de diesel GTL da Bolívia já que em 2002 a importação de diesel foi de 110 mil bpd e em 2010 a importação de diesel e gasolina será de aproximadamente 860 mil bpd e faltará capacidade de refino, segundo a Agencia Nacional de Petróleo (ANP). Pode se observar na figura 7.7 uma projeção de demanda, realizada pela Agencia Nacional de Petróleo (ANP) do Brasil, para o ano de 2010; tal estimativa faz pensar que o projeto GTL é viável e deve ser estudado em curto prazo para que possa ser colocado em marcha.

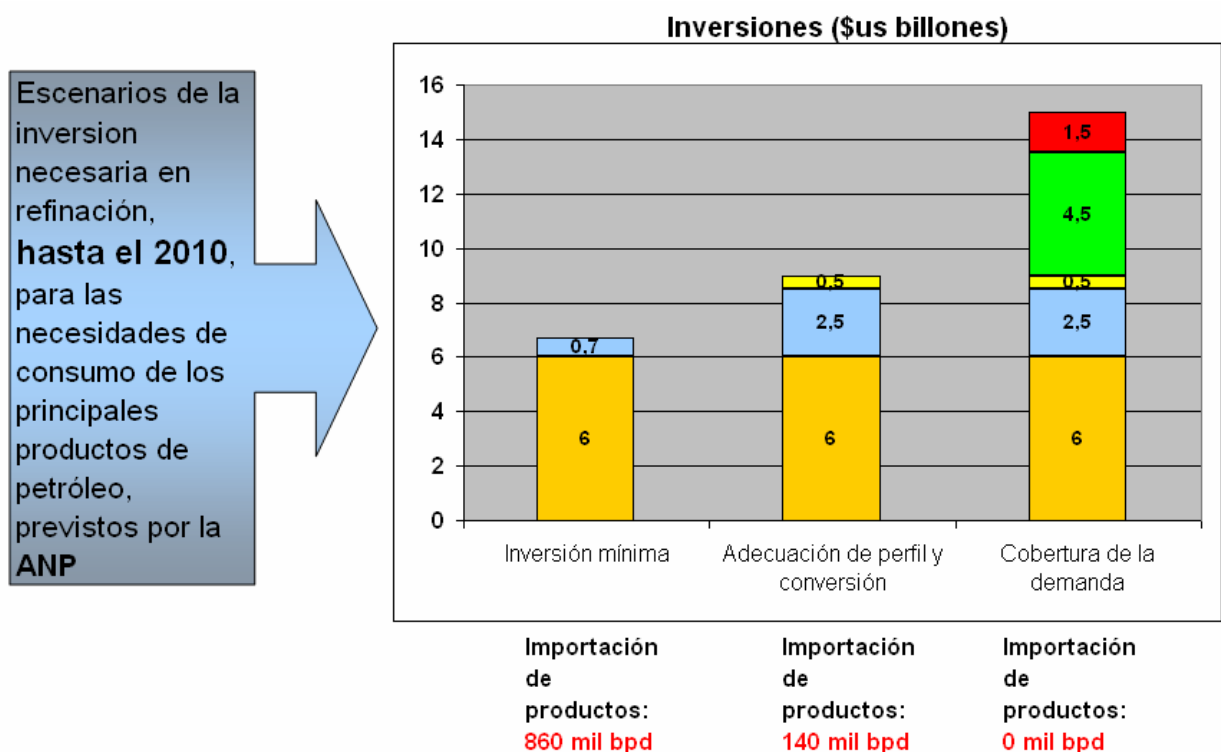


Figura 7.7 - Estimativa do crescimento das importações no Brasil

Fonte: Forum Internacional “Industrialización do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?”, La Paz, dezembro 2003, ANP

O Brasil necessita investir grandes valores em refinarias para evitar a importação de diesel. A Petrobras tem reservas de gás sem mercado na Bolívia, as quais podem se converter em diesel (e outros produtos) para serem exportados ao próprio Brasil, porém sempre seguindo os lineamentos dispostos pela Nova Lei de Hidrocarbonetos da Bolívia.

7.6 MERCADO DOS HIDROCARBONETOS LÍQUIDOS

O preço e a qualidade dos produtos GTL-FT determinarão, como no caso de qualquer outro produto, sua capacidade para crescer e competir no mercado mundial de hidrocarbonetos em

condições favoráveis. Seus competidores diretos são aqueles produtos resultantes do processo de destilação do petróleo.

A figura 7.8 mostra como exemplo uma comparação entre a qualidade do diesel GTL e a do diesel convencional, ou “sujo”; o diesel GTL-FT contém quantidades muito reduzidas de hidrocarbonetos aromáticos e de enxofre, que são compostos prejudiciais para o ambiente. Por isso, o diesel GTL-FT (chamado também diesel ecológico) satisfaz plenamente as especificações mais exigentes da legislação dos países desenvolvidos. Neste gráfico pode se observar o dado rotulado “norma proposta”, que corresponde a uma norma proposta nos Estados Unidos sobre os limites máximos permitidos de compostos aromáticos (10%) e de enxofre (15 ppm) contidos no diesel (espera-se que esta norma entre em vigência a partir de 2007).

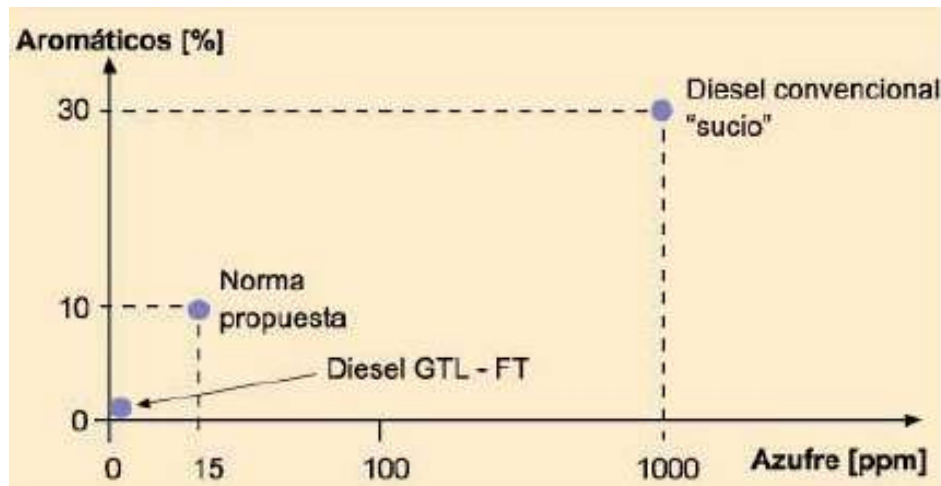


Figura 7.8 - O diesel GTL-FT comparado com o diesel convencional

Fonte: Forum Internacional “Industrialização do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?”, La Paz, dezembro 2003

Com relação ao preço, é importante salientar que as possibilidades de que seja competitivo dependerão da estrutura de custos que tenha a empresa. A figura 7.10 apresenta uma estrutura de custos tentadora, elaborada pela empresa Foster Wheeler para a produção de diesel ecológico em escala comercial. Como se observa, o custo de produção de diesel GTL-FT é de aproximadamente 18 US\$ por barril, o que faz com que seja muito atrativo comparado ao diesel de petróleo, porque a margem de lucro poderia ser muito atrativa, ainda mais considerando que o diesel ecológico tem uma prima adicional por qualidade.

O custo de produção do diesel GTL-FT é por volta de 19 US\$/barril (figura 7.9). Este custo foi calculado considerando que:

- Requer-se 9 milhares de pés cúbicos de gás para produzir um barril de diesel.
- O custo do milhar de pés cúbicos de gás natural (boca de poço) seco é de 0,7 US\$/MMBTU.
- Os gastos de capital estão na ordem de 9,0 US\$/barril.
- Os gastos de operação estão na ordem de 4,5 US\$/barril.



Figura 7. 9 - Custo aproximado do diesel de GTL-FT

Fonte: Forum Internacional “Industrialização do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?”, La Paz, dezembro 2003

Na tabela 7.3 se apresenta uma sensibilidade de custos de produção de um barril de diesel GTL-FT, que utiliza como variável de controle o preço da matéria prima (do gás natural) a ser utilizado na planta de GTL para produzir diesel ecológico. O cálculo do preço ao qual a planta poderia comprar o gás está expresso em dólares por milhar de pés cúbicos e seu equivalente em dólares por barril de diesel. Também foram mantidos sem alterações os custos de capital e de operação mostrados na figura 7.10, e que se expressam em dólares por barril.

Tabela 7. 3 - Sensibilidade do preço do gás e seu efeito na estrutura de custos do diesel GTL

Preço do gás (US\$/milhar de pés cúbicos)	Preço do gás (US\$/barril)	Custos de capital (US\$/barril)	Custos de operação (US\$/barril)	Custo aproximado do barril de diesel GTL (US\$/barril)
0,7	6,3	9,0	4,5	19,8
1,0	9,0	9,0	4,5	22,5
1,4	12,6	9,0	4,5	26,1
1,8	16,2	9,0	4,5	29,7
2,0	18,0	9,0	4,5	31,5
2,2	19,8	9,0	4,5	33,3
2,5	22,5	9,0	4,5	36,0
2,8	25,2	9,0	4,5	38,7
3,0	27,0	9,0	4,5	40,5
3,5	31,5	9,0	4,5	45,0
4,0	36,0	9,0	4,5	49,5
4,5	40,5	9,0	4,5	54,0

Fonte: Elaboração própria, em base a uma estimacão de preços de venda do gás a estas plantas, 2006.

7.7 INVESTIMENTO NECESSÁRIO PARA UM PROJETO GTL-FT

A tabela 7.4 mostra valores estimados de capital de investimento de 5 empresas para produzir por volta de 50mil barris de produtos de GTL-FT, estão em uma faixa de 1.300 a 1.750 milhões de dólares. Para plantas de 100mil barris por dia, o montante de investimento está na ordem de 3 bilhões de dólares.

Tabela 7.4 - Investimentos de plantas GTL-FT

Comparação das Tecnologias de GTL de Empresas Estabelecidas por CHEM SISTEM⁽¹⁾
(de acordo com tamanho da planta de 50.000 BPD)

Companhia	Eficiência de conversão MMBTU/bbl	Gastos de Capital US\$MM	Custos totais de produção ⁽²⁾ US\$/bbl
Companhia A	8.20	1.423	23.10
Companhia B	8.44	1.671	28.68
Companhia QUALQUER	9.39	1.744	31.71
Companhia D	9.70	1.350	20.79
Companhia E	10.20	1.291	26.73

Fonte: Gás To Liquids brochure, website: www.gassolutions.conoco.com, 2004.

(1) As companhias participantes eram Conoco, ExxonMobil, Sasol, Shell e Sentroleum

(2) Os custos totais de produção incluem os custos do gás utilizado e do catalisador, os serviços, os gastos trabalhistas, a manutenção, os gastos gerais, os impostos, a depreciação de ativos de capital e o retorno da investimento.

7.8 TEMPO DE IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO GTL-FT

Para se ter uma idéia do tempo que leva implementar um projeto GTL-FT, a seguir se menciona a referencia³¹:

- O acordo assinado em 11 de setembro de 2000, entre Shell e empresas estatais iranianas, para instalação de uma planta GTL-FT com capacidade de 70 mil bpd de produção, contemplava os seguintes prazos: o estudo foi concluído no primeiro trimestre de 2001 e a planta estará em produção no final do ano de 2006.
- O acordo assinado entre Qatar Petroleum e Shell, em 20 de outubro de 2003, para construir uma planta de 140 mil bpd de capacidade de produção, em Ras Laftan, é contemplado com um investimento de 5 bilhões de dólares, o desenvolvimento da produção em duas fases: a primeira fase, para uma produção de 70 mil bpd, estará concluída em 2008/2009 e a segunda fase nos dois anos seguintes.

Pelo exposto pode se concluir que o estudo e a construção de uma planta industrial GTL-FT, tem duração de cerca de 5 anos.

³¹ Dados do Fórum Internacional "Industrialização do Gás boliviano ¿Sueno o Realidad?", La Paz, dezembro 2003

7.9 BENEFÍCIOS DIRETOS

Para processar 30 milhões de m³ de gás/dia (7,8 TCF/20 anos), é necessário extraí-los das reservas. Em conseqüência, se obtêm as taxas regionais e nacionais por conceito de extração, não somente pelo gás, mas também pelos hidrocarbonetos líquidos que o acompanham. Portanto, um projeto GTL não muda em nada a situação atual da extração do gás natural boliviano na boca do poço. A industrialização do gás, através do projeto GTL, poderia ter as seguintes vantagens:

- A Bolívia exportaria diesel e/ou gasolina e não teria que importá-los mais, com os benefícios econômicos que isso implica.
- A disponibilidade de diesel GTL-FT na Bolívia, por sua melhor qualidade e conseqüente melhoria no rendimento na competitividade da agroindústria e transporte.
- A melhor qualidade do diesel GTL-FT deixa o ambiente urbano menos poluído.
- De um ponto de vista macroeconômico, o investimento na construção da planta e obras acessórias geraria fontes de empregos imediatamente.

Além das taxas estaduais pela extração do gás natural, do investimento em seu território, geração de atividade econômica secundária e de empregos locais, o projeto GTL-FT geraria água e eletricidade em quantidades suficientes para desenvolver outras atividades industriais e agropecuárias.

- Poderia se produzir aproximadamente 100 mil bpd de água como subproduto do processo GTL-FT, já que se produz um barril de água por cada barril de hidrocarbonetos produzido.
- Poderiam ser gerados aproximadamente 250 MW de potência.
- Pela natureza do projeto GTL, as atividades econômicas secundárias que se desenvolveriam nas regiões produtoras poderiam ser tão ou mais benéficas que o próprio projeto em si.

8 GASODUTO VIRTUAL

Em todo o território em que a Bolívia assume sua soberania se encontra uma geografia muito variada. Encontrando-se entre a Cordilheira dos Andes e a Bacia Amazônica, entre uma altitude máxima de 6.542 m no Nevado do Sajama e uma altitude mínima de 90m, próximo ao Rio Paraguai.

Com respeito a sua fisiografia, a Bolívia está dividida em três regiões geográficas: a Região Andina que esta compreendida entre os Altiplanos e a Cordilheira dos Andes, com alturas de mais de 4.000 metros; a Região Subandina, que compreende os Valles e os Yungas, com altura média de 2.000 m e a Região dos Llanos que esta compreendida pelas sub-regiões Amazônica, Platense e do Grande Chaco, com altura média de 400 m. A Bolívia está atravessada de norte a sul pela Cordilheira dos Andes, que se divide em três sistemas principais: A Cordilheira Ocidental, A Cordilheira Central e a Cordilheira Oriental.

A partir do que foi mencionado anteriormente pode se deduzir que a construção de gasodutos em todo o território boliviano não é factível em alguns casos, já que teriam que atravessar rios, picos, nevados, etc. Por esta razão deve se pensar em outras formas de fornecer energia para as regiões mais afastadas das capitais dos estados.

Desta maneira, pode se pensar no que, há algum tempo, vem sendo denominando Gasoduto Virtual. Que consiste no transporte de Gás Natural sob Pressão (comprimido – GNC) ou Liquefeito a temperaturas extremas em contêineres modulares até Plataformas de Descarga, que permitirão a chegada deste gás de forma menos cara, ampliando seu benefício às zonas afastadas da rede de gasodutos.

8.1 TECNOLOGIA

Na atualidade, existem muitas tecnologias difundidas para o transporte do denominado gasoduto virtual, porém, em essência consiste no seguinte:

- É uma Planta que transforma o gás de gasoso a líquido (GNL) ou de gasoso a uma certa pressão a gasoso a alta pressão (GNC).

- Equipamentos de transporte do gás o trazem até a zona de consumo, ali se realiza a regasificação ou a despressurização para utilização como gás natural a baixa pressão.

A idéia basicamente consiste em fornecer gás natural por meio de tecnologias que substituam o transporte via gasoduto por um transporte virtual a um preço que seja competitivo com os demais combustíveis alternativos, como o gás de bujão (glp), *gas oil*, *fuel oil* e naftas. Um aspecto a se considerar é que o transporte virtual deverá ser sempre escalar, ou seja, as Plantas devem ter a capacidade de ampliar-se por módulos, em função da demanda, o que permitiria planejar adequadamente os investimentos.

8.1.1 TECNOLOGIA GALILEO

Este sistema fundamenta sua tecnologia em conceitos de desenhos modulares, que por sua vez possibilitam um crescimento proporcional ao incremento da demanda. Este tipo de Gasoduto Virtual (figura 8.1) está baseado em três desenvolvimentos tecnológicos³².

- Estações modulares de compressão de GNC, Microbox/Microskid/Booster.
- Plantas modulares de regulação de pressão.
- Sistema modular de armazenagem "MAT" e Transporte de Gás Natural "ST"



Figura 8.1 - Argentina: Tecnologia Galileo

Fonte: sitio web; www.galileoar.com/2005/galerias/galeria_gasoduto.htm

Em primeiro lugar se instala um compressor, depois são instaladas as plataformas de carga para o GNC no local em um dispositivo denominado MAT (Tanques de 1500 m³; 2.2m x 3.6m x 2.6m). Os MAT são carregados em caminhões e transportados por estrada até as plataformas de descarga. Junto às plataformas de descarga se instala uma planta reguladora que baixará a pressão de saída (200 bar) a pressão nominal da rede de distribuição (em alguns casos é de quatro bars, depende da necessidade). A figura 8.2 mostra o esquema de funcionamento.

³² http://www.galileoar.com/2005/castellano/gasoduto/gasoduto_01.htm, 03/04/2006.

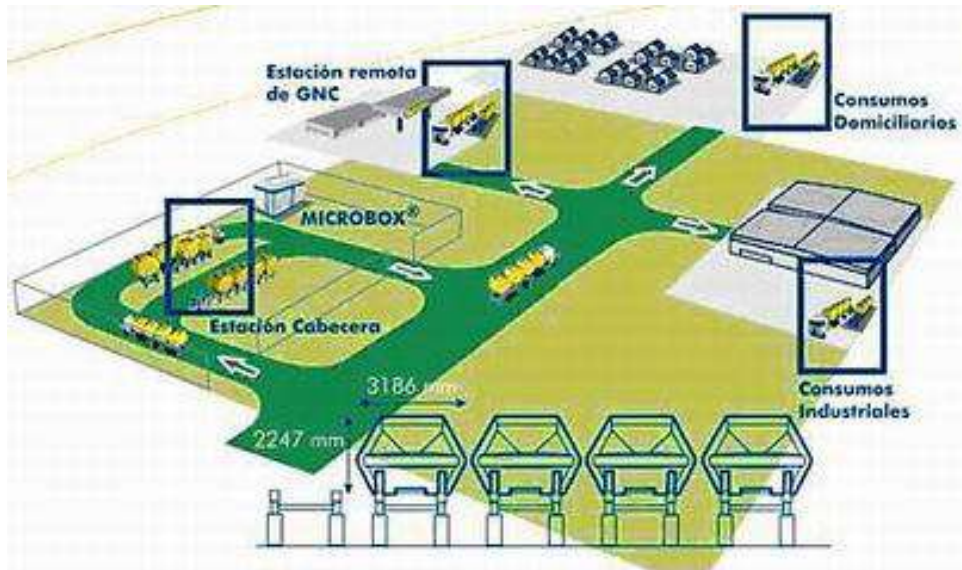


Figura 8.2 - Argentina: Sistema de Carga da Tecnologia Galileo

Fonte: sitio web; www.galileoar.com/2005/castellano/gasoduto/mapa_gasoduto_ventana.htm, 03/04/2006

8.1.2 TECNOLOGIA CRIOGEN

O sistema se compõe de uma estação de captação de gás em um determinado ponto, mecanismos de compressão de gás, injeção em tubos especiais dispostos em caminhões e estações de descompressão no ponto de consumo. O sistema desenvolvido por Criogen (figura 8.3) implementa a possibilidade de utilizar o reboque dos tubos como fonte de alimentação para o consumo direto, ou seja, é a fonte de abastecimento na linha industrial.



Figura 8.3 - Tecnologia Criogen

Fonte: website, www.gasbrasil.com.br/atualidades/tecnologia

Para não interromper o abastecimento, o reboque cheio é substituído pelo vazio e levado ao ponto de captação para sua recarga. A limitação mais representativa consiste na distância entre o ponto de captação e o de consumo. Distâncias superiores a 200 km tornam alto o custo da alternativa. Em contrapartida, distancias entre 150 km e 200 km colocam o sistema em uma situação positiva segundo custos e beneficio.

O Criogen vem apresentando duas alternativas de uso de GNC: a primeira por caminhões que, estacionados no ponto de consumo, descomprimem o gás com um equipamento totalmente independente de energia, utilizando condições ambiente para descomprimir o gás e; a segunda utiliza compressores para manter a pressão necessária no abastecimento dos cilindros veiculares.

O primeiro sistema -compressão, transporte, descompressão- para consumo industrial compreende a instalação de válvulas de acesso na captação, instalação do sistema de compressão a 250 bar para abastecimento da unidade de transporte, sistema de descompressão para uso industrial entre 2 e 30 bar. A alternativa padrão de Criogen corresponde a uma unidade de transporte equipada com 150 cilindros de 125 litros de capacidade cada um, somando 5.155 m³ de GN em cada viagem.

O segundo sistema -compressão, transporte, descompressão, compressão- aplicada de maneira direta para o setor automotivo. Este sistema é composto de uma válvula no ponto de captação, sistema de compressão a 250 bar, mecanismo de abastecimento, equipamento de carga e descarga de cilindros e sistemas de descompressão e compressão para os pontos de abastecimento de gás natural para uso veicular (GNV).

8.1.3 TECNOLOGIA EMMER

Esta tecnologia consiste em depósitos de GNL em ambos os extremos da “linha” e uma série de veículos de transporte. Exatamente como o transporte de gasolina entre estações de serviço. Contudo, os componentes são um pouco mais complexos, considerando que o GNL deve ser mantido a baixas temperaturas para evitar sua evaporação. Os containers devem ter um duplo revestimento e estar isolado com um isolante térmico desenvolvido pela NASA, chamado Super isolante “SE”, tal que uma polegada de SE é mais efetiva que 30 polegadas de esponja ou fibra de vidro. Os containers estacionários também devem ter SE, pó isolante e vácuo.

O equipamento de transferência entre containers consiste em uma bomba centrífuga que pode ser submersa ou separada entre os terminais, bombas separadas requerem um longo processo de resfriamento. Nos Estados Unidos um veículo dedicado ao transporte de GNL tem uma

capacidade de 21.500 quilogramas. Deve se considerar que esta tecnologia traz consigo grandes custos de investimento (figura 8.4).

Veículos pequenos são dispostos para áreas confinadas, altas pressões de trabalho e bombas à bordo. Por exemplo, nos EUA, os tanques especiais são usados para alimentar veículos de 400 litros, em 5 minutos ou menos.



Figura 8.4 - Estados Unidos: Tecnologia Emmer

Fonte: sitio web; www.iangv.org/component/option.com

O armazenamento estacionário se refere a tanques isolados, instalados segundo as normas NFPA 57 e NFPA 59 A. Geralmente estes tanques são recipientes de pressão conectados a vaporizadores a temperatura ambiente ou aquecidos; para converter o GNL em gás (regasificação)³³.

8.2 JUSTIFICATIVA DO GASODUTO VIRTUAL

A construção de gasodutos físicos, particularmente em terrenos íngremes e áreas urbanizadas, podem representar grandes custos de investimento, como, por exemplo, o gasoduto Bolívia Brasil que implicou em mais de 2 bilhões de dólares. Os custos relativamente elevados são compensados pelos elevados volumes de gás transportados através das linhas.

Em muitos casos o fornecimento do gás natural não está próximo ao gasoduto e o custo de acessibilidade é proibitivo, em comparação aos volumes requeridos. É nestas condições que o uso de Gasoduto Virtual se posiciona como uma alternativa para reduzir os custos de investimento.

³³ http://www.iangv.org/component/option.com_docman/task.cat_view/gid,29/Itemid,77/, 06/03/2006

A escolha entre um gasoduto físico e um Gasoduto Virtual (GV) é um tema de custos de capital, capitalizadas conforme o tempo utilizado, distâncias de transporte, volumes de demanda, etc. Está claro que estas comparações dependem muito da situação de cada projeto específico.

As vantagens do gasoduto virtual são evidentes:

- Permite fornecer gás natural a todas as populações para qual não chegam os gasodutos, isto quer dizer que as populações mais afastadas poderão ter acesso a uma energia mais limpa.
- Sua “flexibilidade” para aproveitar o gás natural em sua totalidade, na indústria, no comércio e no setor domiciliar.
- As estações remotas de GNC, permitem gerenciar as descargas para que todos seus clientes possam carregar a 200 bar.
- Os custos operacionais por m³ de gás transportado podem ser menores comparados com outras tecnologias.

8.3 GASODUTO VIRTUAL PARA BOLÍVIA

O interesse do Governo boliviano em abastecer de gás natural todas as regiões do país e mudar a matriz energética baseada no em gás natural é um tema de prioridade nacional. Por esta razão o Ministério de Hidrocarbonetos está começando a analisar as melhores formas de abastecimento de gás a todas as regiões, seja da forma convencional, através de gasodutos, ou através de gasoduto virtual³⁴.

Atualmente um dos maiores desafios do Governo Nacional é mudar a matriz energética do norte do país. Isto significa substituir, sobretudo, o uso de diesel na geração elétrica por gás natural. A incorporação do gás natural à matriz energética dessas regiões não só contribuiria para que os habitantes possam ter um serviço energético mais barato, mas também poderá impulsionar seu uso no setor veicular, comercial e residencial, melhorando a qualidade de vida de seus habitantes e gerando um desenvolvimento local considerável.

Nos estados de Beni e Pando (figura 8,5) existem numerosas plantas de energia elétrica que não estão integradas ao Sistema Interconectado Nacional (SIN) e que, com outras regiões, constituem apenas 10% do mercado elétrico nacional. Estas plantas utilizam o diesel para

³⁴ Projeto de Pesquisa FAPESP –Processo 2005/03059-0

geração elétrica, absorvendo grande parte do subsídio que o Estado dá a este combustível. Estudos realizados indicam que o Governo pouparia aproximadamente 4,5 milhões de dólares anuais se não houvesse tal subsídio.

Os governos de Beni e Pando estão muito interessados no projeto do gasoduto virtual para abastecer as províncias de Cobija, Guayaramerín, Riberalta e outras regiões. As cidades mencionadas são as de maior crescimento no norte da Bolívia.

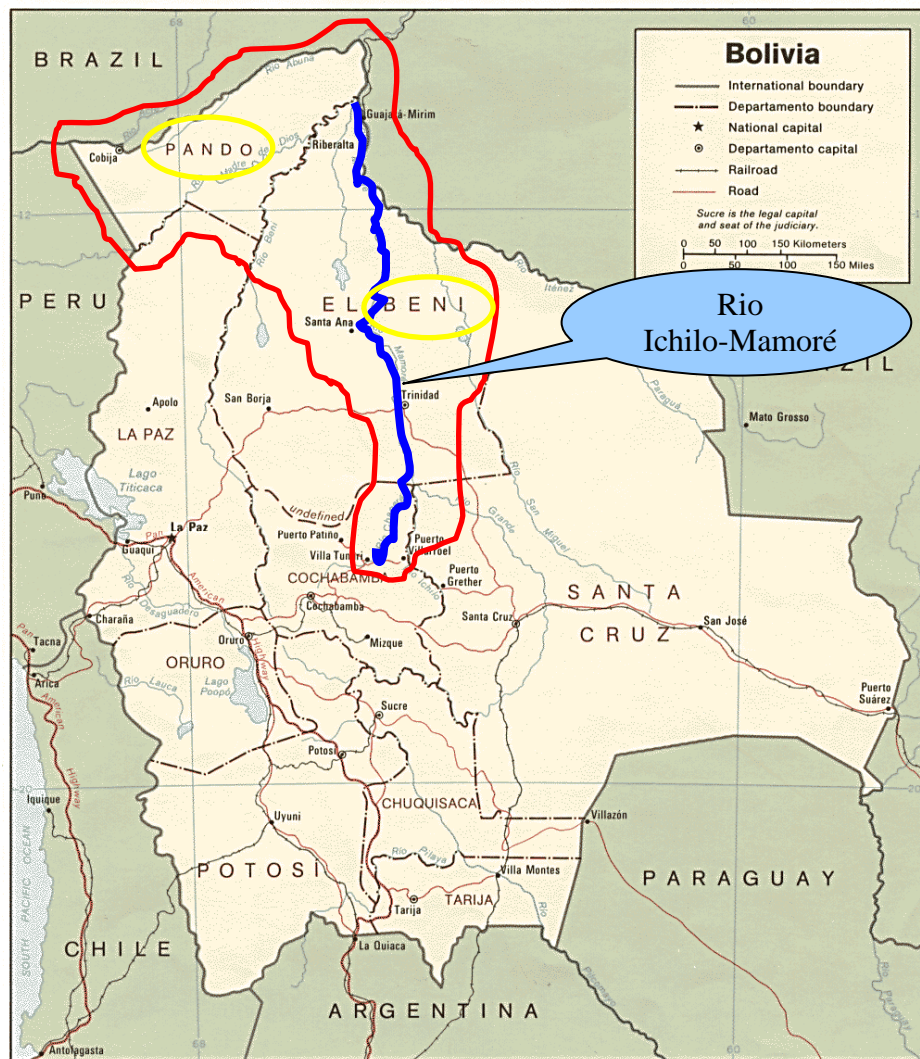


Figura 8.5 - Bolívia: Localização de Pando, Beni e o rio Ichilo – Mamoré

Fonte: www.embajadadebolivia.com.ar/turismo/mapas.htm, 22/09/2006

Desta feita, se observa que existe uma grande necessidade de abastecimento de gás natural ao norte do país. A Tecnologia existe, seja em forma de GNC ou de GNL, porém o que se deve avaliar são as vias de acesso as províncias anteriormente mencionadas.

O norte da Bolívia tem um problema com suas estradas, feitas de terra, fazendo com que o acesso por este meio seja praticamente nulo em tempo chuvoso. Portanto, a opção a ser avaliada é a de navegação através do rio Ichilo-Mamoré; tal corredor começaria no Estado de Cochabamba (Puerto Villarroel-Chapare) e chegaria a Guayaramerín (localizada no Estado do Beni fronteira com o Brasil).

O transporte tem pouca navegabilidade em período de estiagem, sobretudo no trecho Puerto Villarroel (Cochabamba) – Trinidad, e na maioria dos casos somente se faz a travessia de Trinidad até Guayaramerín. Portanto, para análise de um gasoduto virtual deve se pensar em um projeto bimodal, isto significa que primeiramente deve se garantir a navegabilidade do rio durante todo o ano partindo de Puerto Villarroel até Guayaramerín, porém que o trajeto rodoviário é um complemento de apoio à navegabilidade.

Indiretamente ao transporte de gás natural através do rio Ichilo-Mamoré, existe a possibilidade de converter este corredor em um corredor de Exportação de todos os tipos de insumo e produtos. Partindo de Porto Velho (Brasil), passando por Trinidad, Cochabamba, La Paz (Bolívia) até chegar a Arica (Chile). Daí a importância da navegabilidade do rio Ichilo-Mamoré

8.4 CORREDOR BIOMODAL

Na atualidade existe um estudo elaborado pela Cooperação Técnica Belga para a melhoria da navegabilidade em todo o trecho Ichilo-Mamoré denominado “Estudo do Plano Mestre para o Desenvolvimento do Transporte Fluvial na Região Amazônica”, o mesmo que permite definir uma das alternativas para a implementação da rota de corredor de exportação, a partir do sistema de transporte bimodal, que permite comunicação das costas do Pacífico com Porto Velho por terra até a cidade de Guayaramerín, e daí por água até Puerto Villarroel, e de Puerto Villarroel por terra até Arica³⁵. Na figura 8.6 mostra os países envolvidos e o trecho que será percorrido pelo corredor.

³⁵ Estudo de Factibilidade Socioeconômica Financeira e Impacto Ambiental do Corredor de Exportação Porto Velho-Guayaramerín-Trinidad-Puerto Villarroel; Arica/Iquique ou Matarani/Ilo; Resumo Executivo; Ministério de Serviços e Obras Públicas; Centro de Assessoramento Empresarial Multidisciplinar.



Figura 8.6 - Bolívia: Corredor Bioceânico

Fonte: SEMENA - Serviço ao Melhoramento da Navegação Amazônica, 2006.

A alternativa do corredor de exportação permite vincular a zona central do Estado de Rondônia, parte do Estado do Acre e parte do Estado de Mato Grosso, tomando como ponto de partida a cidade de Porto Velho e, que passando pela Bolívia, permita chegar até Arica nas costas do Pacífico, as mesmas que são mencionadas na tabela 8.1 e no gráfico 8.7.

Tabela 8.1 - Bolívia: Distancias do Corredor Bimodal

Início	Destino	km	Situação
Porto Velho	Guayaramerín	338	Por terra (pavimento)
Guayaramerín	Puerto Villarroel	1.380	Por rio (navegável)
Puerto Villarroel	Ivirgarzama	24	Por terra (pavimento)
Ivirgarzama	Cochabamba	230	Por terra (pavimento)
Cochabamba	Patacamaya	310	Por terra (pavimento)
Patacamaya	Tambo Quemado	188	Por terra (pavimento)
Tambo Quemado	Arica	201	Por terra (pavimento)
TOTAL		2.671	

Fonte: Centro de Assessoramento Empresarial Multidisciplinar, 2006.

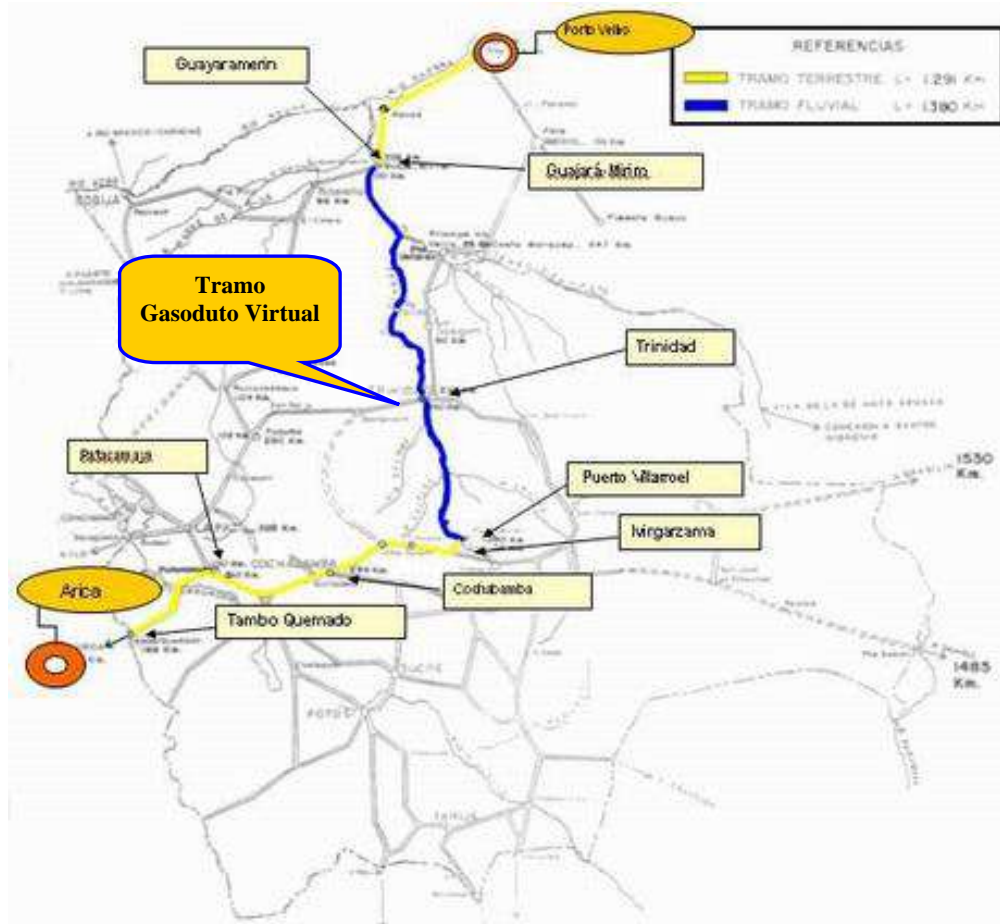


Figura 8.7 - Bolívia: Vias do Corredor Bimodal

Fonte: Centro de Assessoramento Empresarial Multidisciplinar, 2006.

8.4.1 INFRAESTRUTURA EXISTENTE

Atualmente existe uma infra-estrutura que apóia esta proposta, isso significa que o corredor bimodal não se iniciaria partindo do nada, tal estrutura será especificada no que decorre abaixo:

8.4.1.1 COMPLEXO PORTUÁRIO DE GUAYARAMERÍN

Encontra-se localizado na cidade de Guayaramerín na Bolívia e está construído em uma área de 12.000 m², conta com a seguinte infra-estrutura:

- Atracadero de concreto armado.
- Área para armazém descoberto de 10.000 m².
- Armazém coberto, para cargas mais delicadas, de 600 m².
- Escritórios para administração e secretaria.
- Iluminação completa.
- Alambrado de segurança para todo o perímetro.
- Tanque de elevação para água potável.

- Instalações adequadas para a habilitação de telefonia.
- Uma oficina mecânica de reparos, balança de 85 T. controlada por sistema computadorizado.

8.4.1.2 ESTALEIRO NAVAL DE GUAYARAMERIN

Este estaleiro naval se encontra localizado a três quilômetros e meio de Guayaramerín, à montante, na margem esquerda do rio Mamoré. Encontra-se totalmente equipado com equipamentos e maquinaria de tecnologia de ponta para a construção e reparo de embarcações de aço naval.

Conta com pessoal profissional e técnicos especializados na construção naval e mecânica em geral, além de via de acesso ativa o ano todo. Este estaleiro permitiria a construção de embarcações que possam levar consigo os depósitos metaneiros para a distribuição de gás natural em Trinidad, Riberalta e Guayaramerín. Estas embarcações seriam desenhadas de tal modo a se adaptar a qualquer tipo de tecnologia existente para gasodutos virtuais.

8.4.1.3 DIQUE SECO FLUTUANTE GUAYARAMERIN

Em fase de construção, com 80% pronto, estima-se conclusão no presente ano (2006). Este dique seco consiste em uma construção de aço naval de alta capacidade e estará dotado dos equipamentos necessários para submergi-lo e emergi-lo.

Tem como objetivo principal a reparação de embarcações mercantes de alta capacidade, a embarcação avariada seria reparada na superfície do dique e, posteriormente com bombas de alta pressão, emergi-lo. Assim que o reparo da embarcação avariada é terminado, torna a submergir para que a embarcação reparada flutue por si mesma.

8.4.1.4 PORTO FLUTUANTE TRINIDADE

A cidade de Trinidad está localizada na margem direito do rio Mamoré e do rio Ibare. Em época de cheias, os trabalhos de estiva das embarcações se realizam no rio Ibare e em época de secas, no rio Mamoré, devido a esta situação o SEMENA³⁶ construiu um deck de alta capacidade e o dotou de uma grua, transformando-o, desta maneira, em porto flutuante móvel

³⁶ SEMENA = Serviço ao Melhoramento da Navegação Amazônica

para traslado ao lugar mais requerido, de acordo a época, pelos transportadores fluviais por suas próprias necessidades.

8.4.1.5 COMPLEXO PORTUÁRIO PUERTO VILLARROEL

O complexo de Puerto Villarroel se encontra localizado na margem esquerda do rio Ichilo, sua jurisdição política e administrativa corresponde a quinta seção municipal da província Carrasco, estado de Cochabamba.

Este porto está construído em uma área de 8.000 m² e conta com um atracadouro de concreto armado em forma de T, escritórios administrativos e de enfermaria, áreas de armazenagem coberta de 600 m², áreas de armazenagem descobertas de 6.000 m², malha de segurança perimetral, iluminação completa oficina mecânica de primeiros auxílios e serviços básicos.

8.4.1.6 VIA FLUVIAL PERMANENTE PARA A NAVEGAÇÃO MERCANTE

Contar com uma via natural permanente de transporte como são os rios Sajta, Ichilo, Mamorecillo e Mamoré, com uma extensão de 1.380 km, contar com uma boa infra-estrutura para o transporte mercante.

A SEMENA realiza, desde 1984, todos os trabalhos para que esta via natural esteja livre de troncos pela limpeza com barcos saca toras adaptados adequadamente para este trabalho. Esses trabalhos de limpeza garantem uma via natural apta para navegação diurna e noturna com embarcações de alta capacidade de transporte.

Por esta razão pode se afirmar que, se conseguir obter uma via fluvial permanente, o abastecimento de gás natural ao norte do país através de gasoduto virtual estaria garantido.

O tempo aproximado que demoram as atuais cisternas de transporte de diesel e gasolina no trecho Guayaramerín – Puerto Villarroel é de aproximadamente de 288 horas (contra corrente) e no trecho Puerto Villarroel – Guayaramerín é de aproximadamente de 144 horas (a favor da corrente)³⁷.

³⁷ Fonte: SEMENA - Serviço ao Melhoramento da Navegação Amazônica

8.4.1.7 EQUIPAMENTO

Os terminais portuários de Guayaramerín e Puerto Villarroel estão equipados com maquinário e equipamentos de manejo de cargas pesadas, a exceção do manejo de containers de alta capacidade.

Guayaramerín conta com uma grua torre com capacidade de levantar de 1.8 T. Aos 40 m. e de 5 T. aos 30 m., 2 monta cargas com capacidade de 5 T. cada um, um sistema de esteiras transportadoras para o manejo de grãos ou materiais de construção, todo o sistema de manejo de carga encaixotada, balança de alta tonelagem e precisão, sistema de controle de pesagem computadorizado, grupo de geradores elétricos e todo o sistema de registro e controles de movimento de cargas, caminhões, embarcações, etc.

Puerto Villarroel conta com duas gruas, uma móvel e outra fixa, monta cargas e todos os implementos para carga e descarga de embarcações, balança de alta tonelagem e precisão, sistema de controle computadorizado, etc.

SEMENA conta com um departamento de Hidrografia com pessoal especializado que se ocupa da investigação científica sobre o comportamento das águas nos rios Ichilo e Mamoré para orientar ao navegante, mediante uma adequada sinalização dos pontos críticos que a via fluvial possa apresentar, também conta com dois barcos saca toras para a limpeza do leito navegável do rio e o auxílio a navegantes que assim o requeiram.

8.5 VANTAGENS DO GASODUTO VIRTUAL ICHILO – MAMORÉ

- Contar com uma via fluvial de mais de 1.380 Km de comprimento ativas 80% do ano, com terminais portuários concluídos, com capacidade de armazenamento suficiente para absorver a carga em movimento e manipulação.
- Os custos de transporte do gás natural especificamente no trecho Pto. Villarroel e Guayaramerín baixariam consideravelmente. já que a economia pela utilização da via fluvial é realmente vantajosa aos usuários.

- Uma aproximação de custos relativos é a seguinte (neste caso somente tomamos em conta custo de transporte já que, dependendo da tecnologia que se possa usar, deverá incrementar os custos de investimento, operação, etc.):

A necessidade de combustível (diesel) mensal em todas as regiões mencionadas é de 1.500 m³ ao mês.

O transporte desta energia é feito por cisternas através do rio em aproximadamente 7 viagens (cisternas de aprox. 500.000 litros).

O custo aproximado de transporte é de:

$$\text{Custo}_{\text{trans}} = 0,12 \text{ US\$ /MMBTU}$$

Para a análise do gás natural foi tomado como referência o GNL já que pela quantidade de energia que se necessita, é melhor realizar o transporte do gás convertido em líquido. Em primeira instancia todos os custos assumidos para este caso são custos não verificados com as empresas que se encarregaram do projeto.

Com estes dados se aproxima o custo:

$$\text{Custo}_{\text{trans}} = 0,09 \text{ US\$ /MMBTU}$$

Portanto se tivéssemos que decidir somente pelo custo de transporte de energia já estaria escolhido, e seria mais barato o gás natural.

- O movimento que este traçado gerar, formará pólos de desenvolvimento nos povoados ribeirinhos do eixo Ichilo- Mamoré e afluentes, criando áreas produtivas onde exista um intercambio de produtos de importação e exportação.
- A manutenção da via fluvial é uma das mais econômicas formas de transporte conhecidos e isto diminui o custo anual de gastos para manutenção de estradas.

9 MODELO LEAP

O desenvolvimento de modelos energéticos constitui uma aplicação da análise de sistemas ao estudo total ou parcial do sistema energético, entendido como o conjunto de atividades das quais as distintas fontes de energia se produzem, transportam, transformam, distribuem e consomem para satisfazer determinadas necessidades dos setores socioeconômicos a que está ligado o sistema energético analisado (iluminação, calor, força motriz, etc.).

Referente aos cenários energéticos, a necessidade de elaborar os mesmos se justifica quando, para um mesmo cenário socioeconômico, podem se satisfazer os requerimentos de energia com distintas fontes energéticas e diferentes modalidades de uso das mesmas. Por esta razão, e com a grande diversidade de culturas com que conta a Bolívia, se faz necessário a construção dos cenários.

O trabalho prospectivo que se fará está referido ao uso específico do gás natural na Bolívia. A Bolívia precisa ter, neste momento de mudanças históricas em sua política nacional, uma Política Energética baseada em um modelo e criação de cenários que se acomodem a sua realidade socioeconômica dentro de seus pilares de desenvolvimento do país.

Para tal efeito, pode se usar o modelo LEAP para a criação de cenários energéticos que baseia toda sua análise em usos finais da energia e é um modelo que se ajusta a um país em vias de desenvolvimento como é o caso da Bolívia.

9.1 MODELO LEAP – STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE – BOSTON

Leap (Long-range Energy Alternatives Planning System) permite ao Planejamento Energético Integrado obter uma aproximação através de uma ferramenta computacional. Utiliza-se para determinar a evolução do sistema energético, tanto para países industrializados como para países em desenvolvimento; para regiões que incluem vários países ou para propósitos de planejamento local.

Provê um banco de informação, um instrumento para obter projeções de longo prazo em configurações de oferta-demanda e um veículo para identificar e avaliar opções de política e tecnologias alternativas.

9.2 MODELO LEAP 2004

Este sistema é uma ferramenta de modelagem baseada em cenários de desenvolvimento energético e seus efeitos ambientais. Estes cenários estão baseados na apresentação detalhada da forma como a energia é consumida, convertida e produzida em uma região, sob controle de uma gama de supostos alternativos para população, desenvolvimento econômico, tecnologias disponíveis e preços.

Pela estrutura de manejo de dados flexível e a definição de processos, o modelo permite uma análise tão rica em especificações tecnológicas e detalhes de demandas de uso final como o usuário necessite. Isto pode representar desde a simples repetição de cálculo sobre uma estrutura de balanço energético, até o desenvolvimento de sofisticados sistemas de simulação do setor.

Diferentemente dos modelos macroeconômicos, o LEAP tenta estimar o impacto de políticas energéticas sobre o produto interno bruto ou emprego, mesmo porque estes modelos podem ser aplicados em conjunção com o LEAP. De igual modo este modelo não gera automaticamente cenários de equilíbrio de mercado, mas pode ser usado para identificar cenários de mínimo custo. O LEAP permite passar rapidamente da implantação de políticas a análise do efeito das mesmas, sem ter que utilizar modelações complexas.

O cenário é uma representação auto-consistente de como um sistema energético pode evoluir no tempo em um sistema socioeconômico particular e sob um conjunto de restrições de política energética. Para cada definição de cenário o modelo, ao ser processado, determina os requerimentos energéticos associados, seus custos, seus benefícios e seu impacto ambiental associado.

9.3 ELABORAÇÃO DO MODELO

Com base no modelo LEAP e os critérios econômicos do mesmo, se faz uma pequena prospecção sobre o uso e o requerimento de gás natural na Bolívia. Deve-se frizar que o ano base assumido é o ano 2005 e a prospecção, feita para o ano de 2030.

Constroem-se 3 cenários: Tendencial, Sustentável e Otimista. O cenário Tendencial baseia sua análise em uma prospecção baseada em dados da tendência atual em que se desenvolve a atual indústria do gás na Bolívia. O cenário Sustentável é uma prospecção baseada em projeções

sustentáveis e viáveis de crescimento com critérios lógicos. Por último o cenário otimista está baseado em projeções otimistas que, tendo uma clara planificação energética, pode se chegar a esses valores.

9.3.1 DADOS DE ORIGEM

Deve ser mencionado que o uso do modelo LEAP, para este caso específico da Bolívia, só levou em conta os dados de gás natural no mercado interno e de exportação para Argentina e Brasil. É necessário esclarecer que esta prospecção somente toma os dados do setor de gás natural e não de todos os setores energéticos da Bolívia, isto pois, esta proposta é um projeto específico de uso do gás natural na Bolívia e não uma política Energética geral do país, em que se devem levar em conta todos os usos e intensidades energéticas.

Dividiu-se em Demanda Interna e Demanda de Exportação; paralelamente se quantificou a geração elétrica em base térmica e hídrica e por último a produção de gás natural, como mostra a figura seguinte:

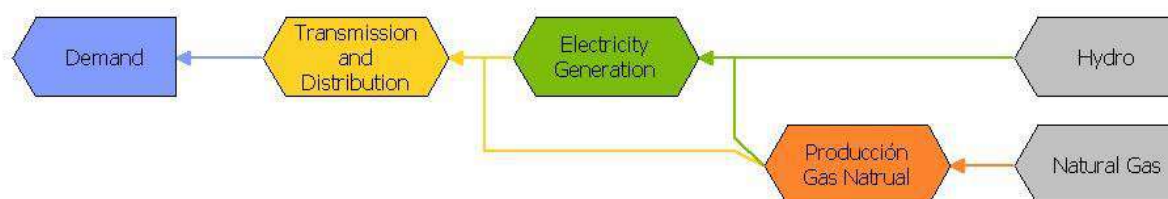


Figura 9. 1 - Esquema da Prospecção na Bolívia com base em Modelo LEAP

Fonte: Prospecção LEAP

9.3.1.1 DEMANDA

A Demanda faz uma análise em que considera somente a energia consumida de gás natural pelos diferentes setores de consumo do mesmo. Logo, faz a construção dos três cenários mencionados: Tendencial, Sustentável e Otimista. Os dados de demanda interna que foram considerados para os três cenários, são os seguintes:

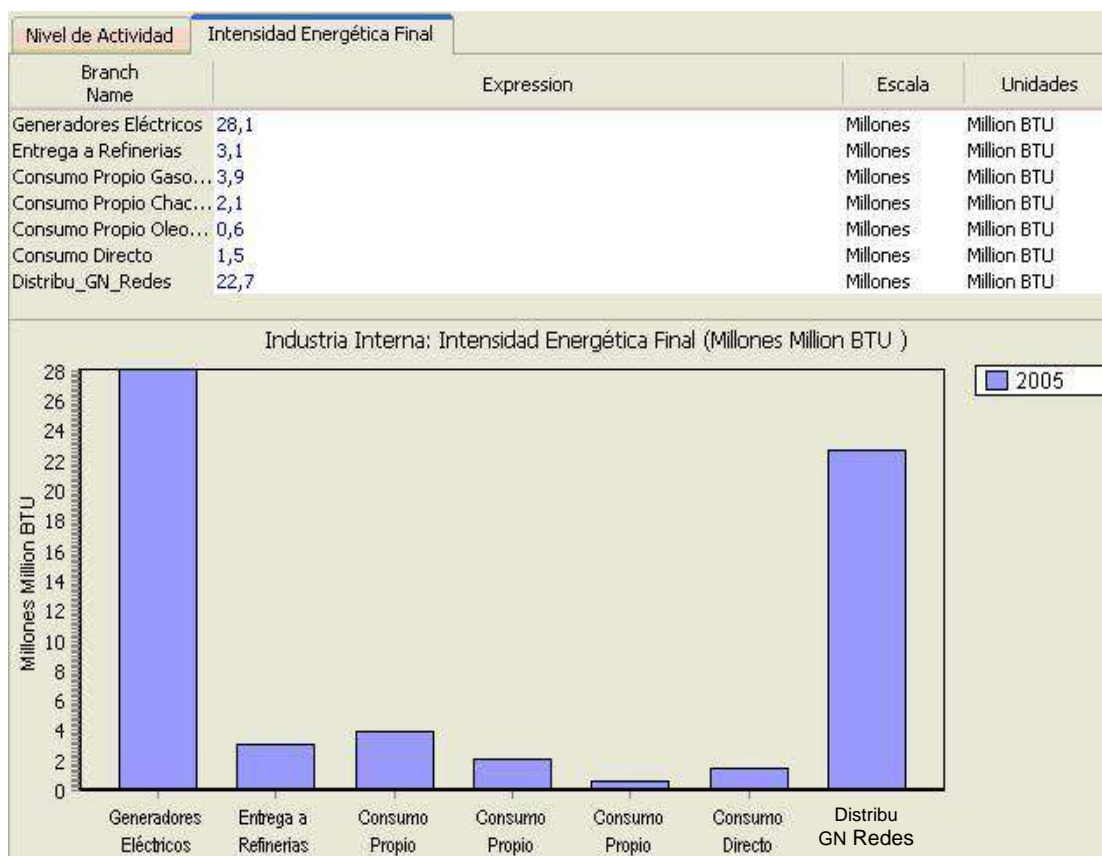


Figura 9.2 - Datos de Demanda Interna

Fonte: Prospecção LEAP, com base em dados da Superintendência de Hidrocarbonetos e a empresa YPFB

Os dados de demanda de exportação que foram tomados são os seguintes:

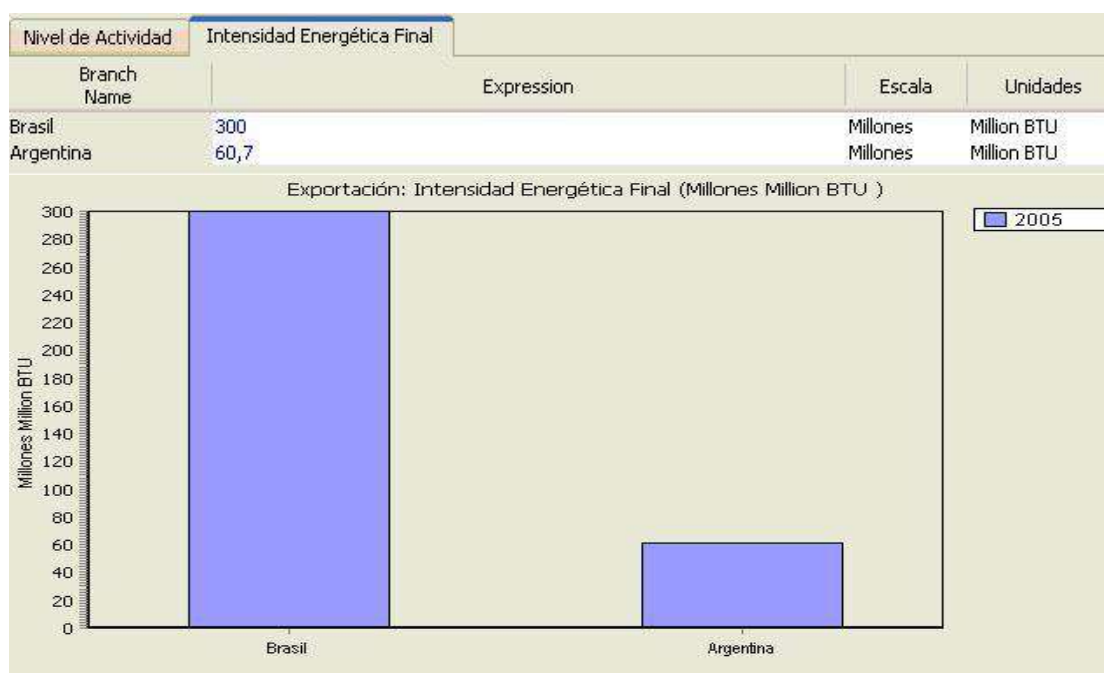


Figura 9.3 - Datos de Demanda de Exportación

Fonte: Prospecção LEAP, com base em dados da Superintendência de Hidrocarbonetos e a empresa YPFB

9.3.1.2 TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Neste sentido da prospecção é necessário levar em conta as perdas na transmissão e distribuição de eletricidade e gás natural.

Losses		
Nombre	Fuente de Salida	Expression
Electricity	Electricity	15
Natural Gas	Natural Gas	2

Figura 9.4 - Dados de Perdas em Transmissão e Distribuição (%)

Fonte: Prospecção LEAP, com base em dados da Superintendência de Hidrocarbonetos e a empresa YPFB, 2005

Cabe dizer que estas perdas são uma média geral da transmissão e distribuição total dentro de todo o sistema interconectado.

9.3.1.3 GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

Ao que concerne a geração de eletricidade, somente se levou em conta o Sistema Interconectado Nacional (SIN) e as duas formas de geração que são: Hidráulica e Térmica a Gás Natural. Os dados também são totais do Sistema sem fazer discriminações pontuais por centrais elétricas.

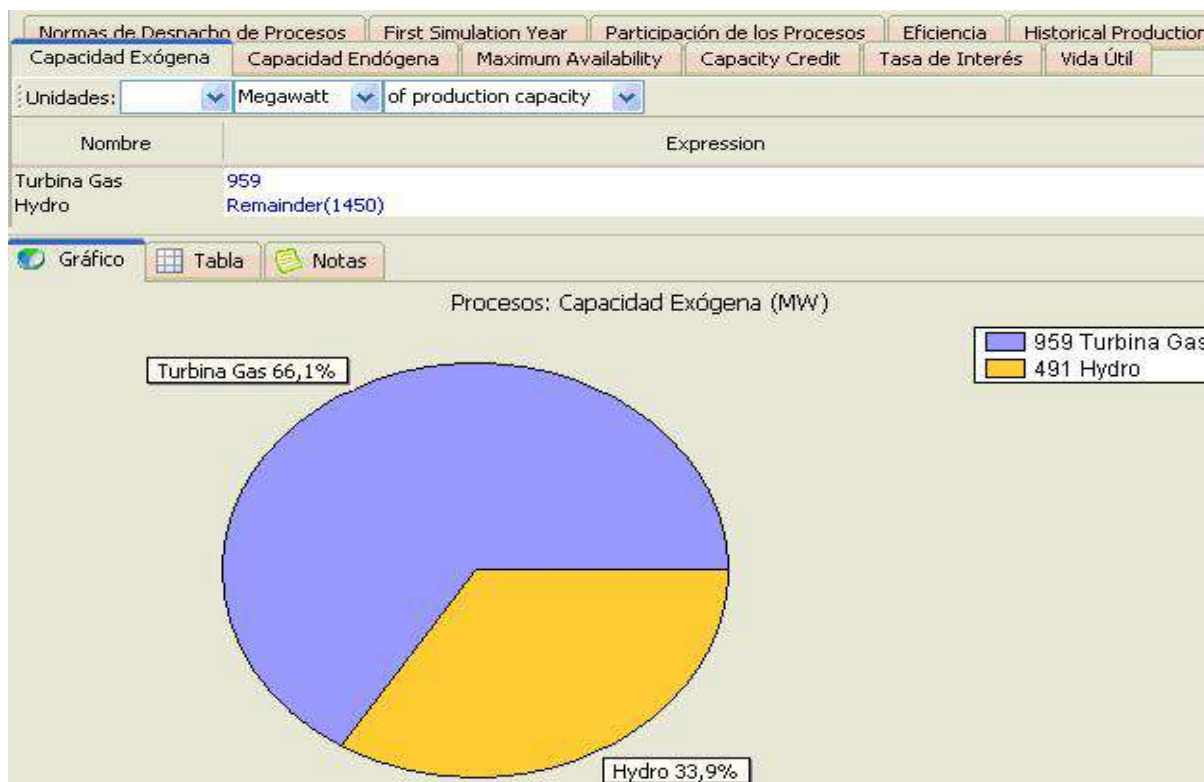


Figura 9.5 - Dados da Geração de Eletricidade do SIN (MW)

Fonte: Prospecção LEAP, com base em dados do Anuário do Ministério de Serviço e Obras Públicas

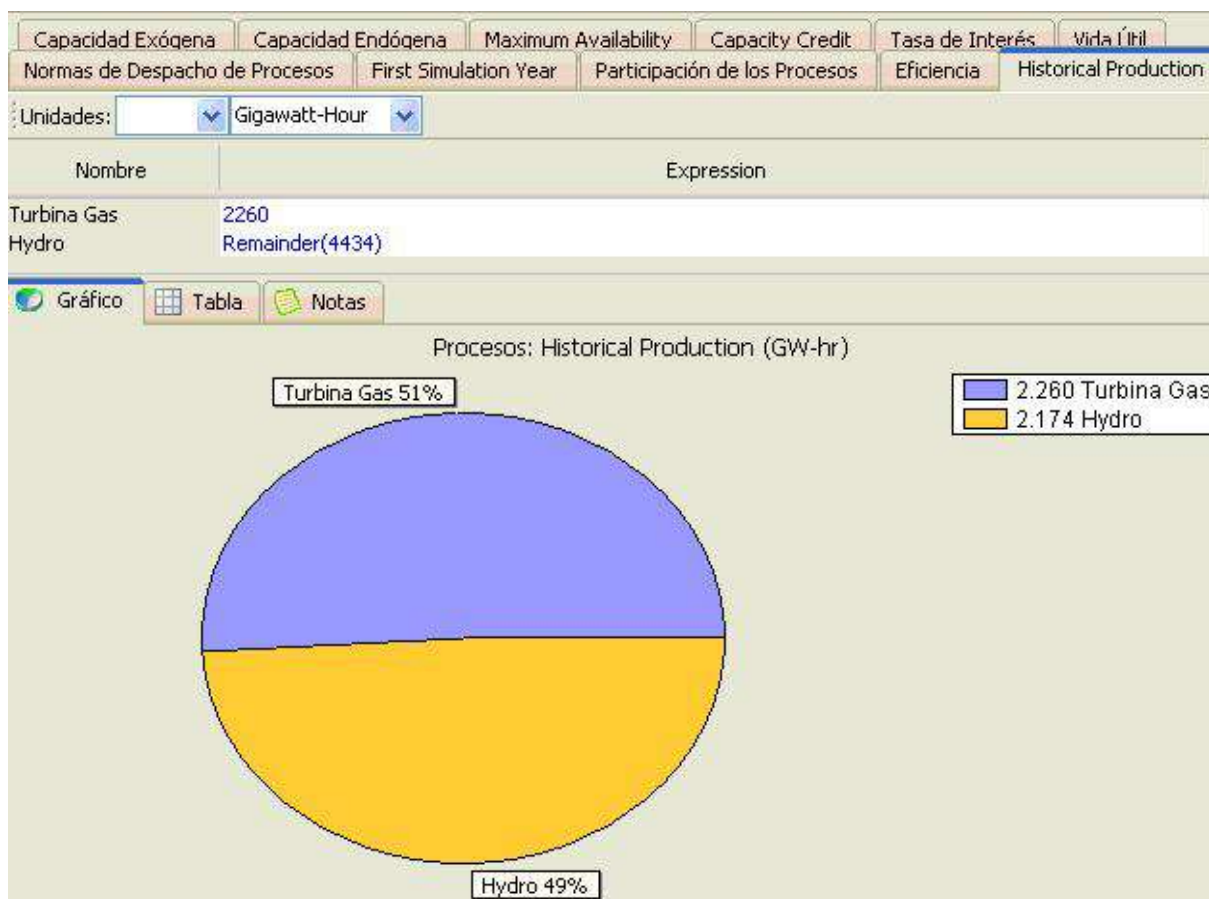


Figura 9.6 - Dados da Geração de Eletricidade do SIN (GWh)

Fonte: Prospecção LEAP, com base em dados do Anuário do Ministério de Serviço e Obras Públicas

Existem outros dados que se incorporaram no programa para poder criar os cenários, que pode se conhecer entrando no arquivo anexado para analisar os dados do LEAP.

9.3.1.4 PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

A produção de gás natural se refere à capacidade de exploração e exploração que tem a Bolívia e que atualmente esta executando segundo os contratos vigentes com os distintos setores que usam este energético. Tabela 9.7.

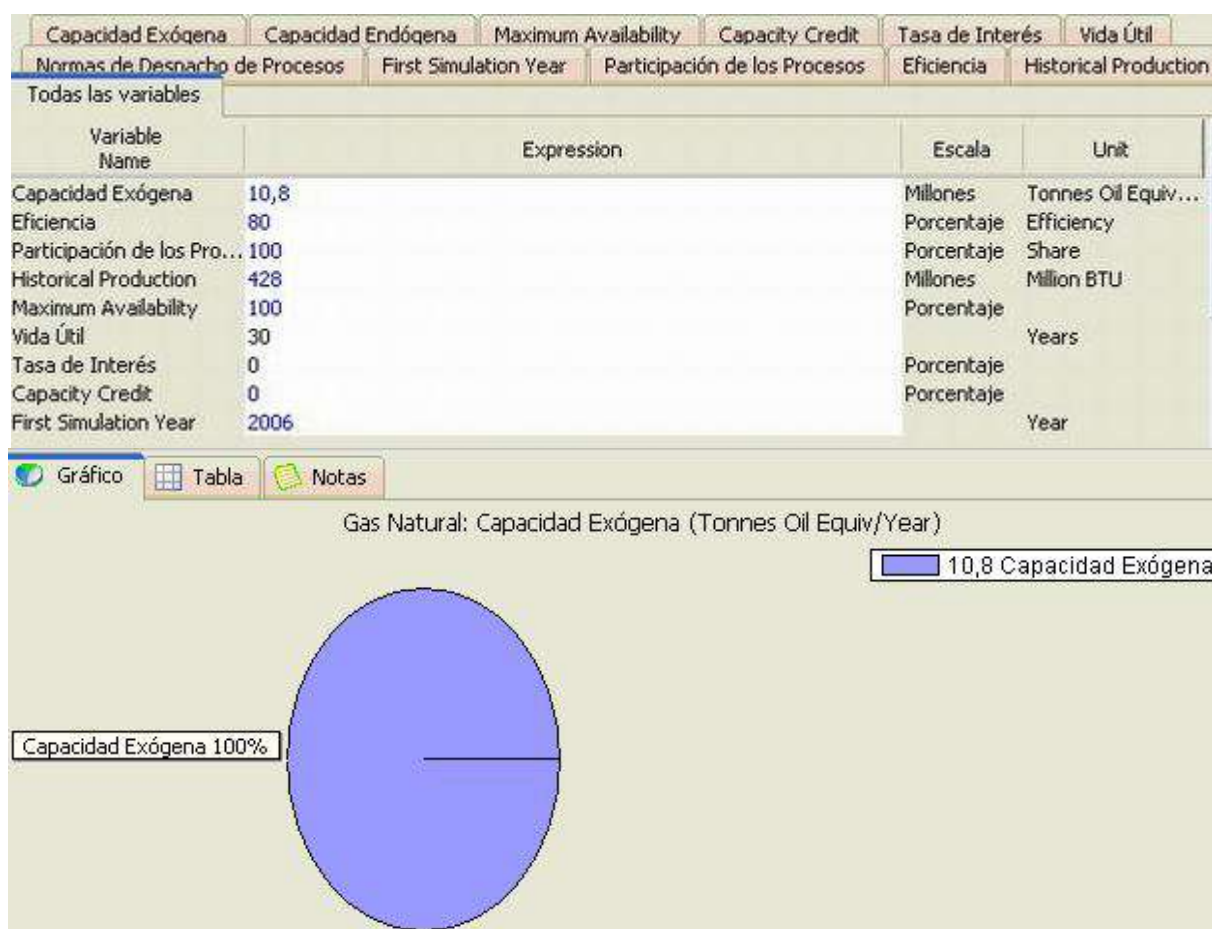


Figura 9.7 - Dados de Produção de Gás Natural

Fonte: Prospecção LEAP, com base em dados da Superintendência de Hidrocarbonetos e a empresa YPFB

9.3.2 ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS

Como se mencionou anteriormente, 3 tipos de cenários foram trabalhados:

- **Cenário Tendencial;** com os índices de prospecção com base em médias das taxas de crescimento que a Bolívia tem vivido através do tempo. Tais taxas e índices se assumiram dos dados do *Instituto de Estadística da Bolívia* (INE), da Superintendência de Hidrocarbonetos e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
- **Cenário Sustentável;** com taxas de crescimento e critérios lógicos de crescimento.
- **Cenário Otimista;** com taxas de crescimento um pouco ideais porém que podem ocorrer se o país tiver uma planificação energética sustentável no tempo, isto quer dizer que seja respeitada por todos os partidos de Governo que assumam o poder.

9.3.2.1 CENÁRIO TENDENCIAL

A figura 9.8 mostra os valores de crescimento da intensidade energética por setores no cenário da tendência. As taxas de crescimento usadas são os índices calculados pelo INE – Instituto Nacional de Estatística da Bolívia para o ano 2005.

A figura 9.9 mostra os valores de crescimento da intensidade energética para a exportação de gás natural para o Brasil e para a Argentina.

A figura 9.10 mostra os valores de crescimento da produção de energia para a geração hídrica e térmica.

A figura 9.11 mostra o decréscimo da produção de gás natural, já que nas atuais condições com a falta de exploração na Bolívia a tendência é a baixar as reservas.

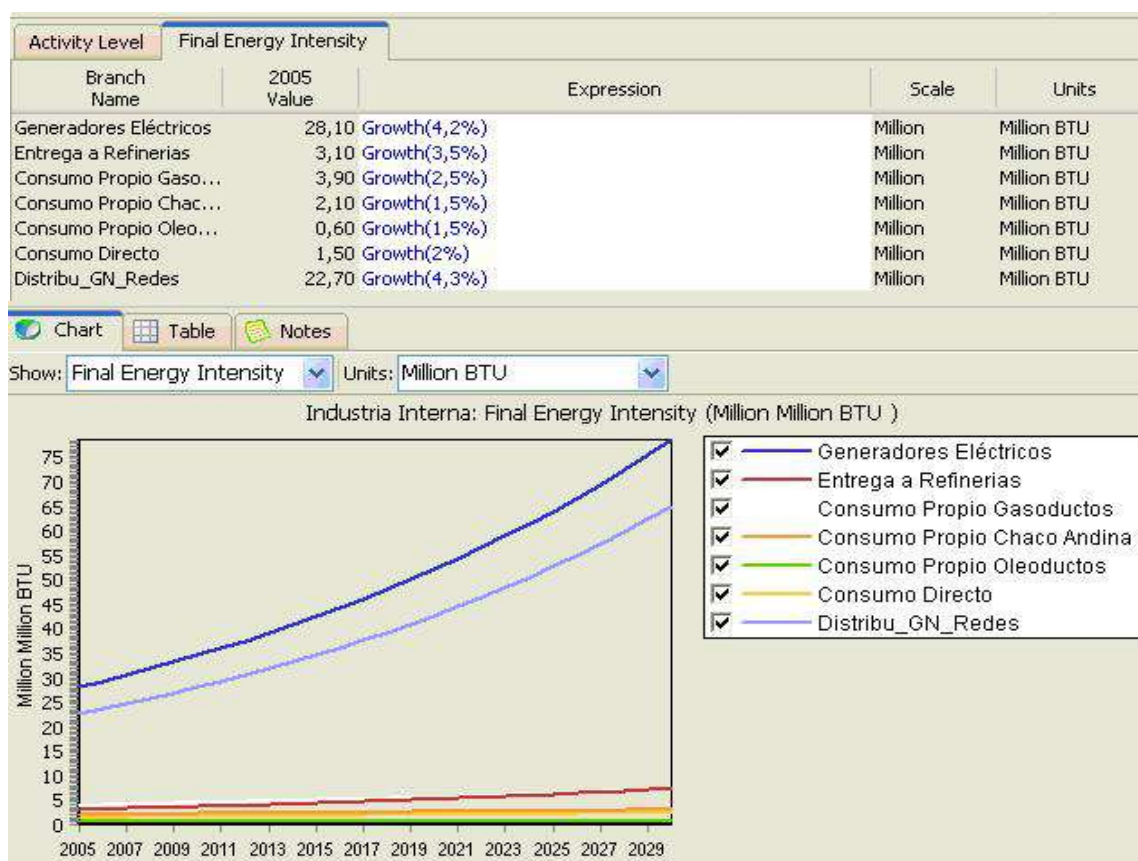


Figura 9.8 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial

Fonte: Prospecção LEAP

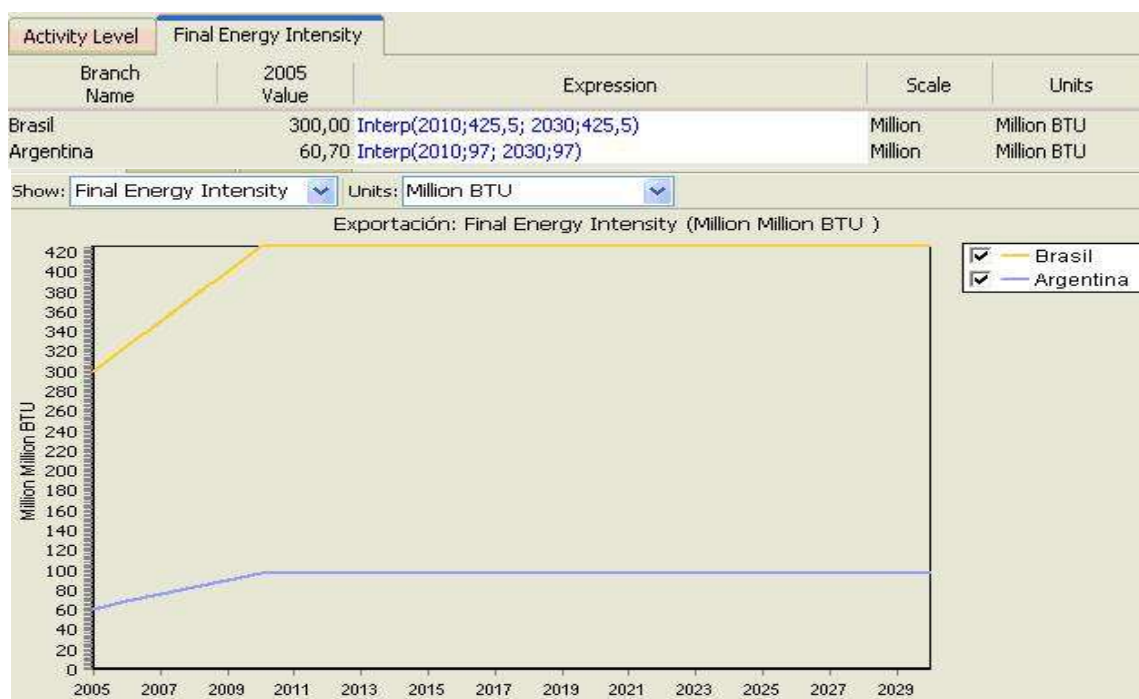


Figura 9.9 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial

Fonte: Prospecção LEAP

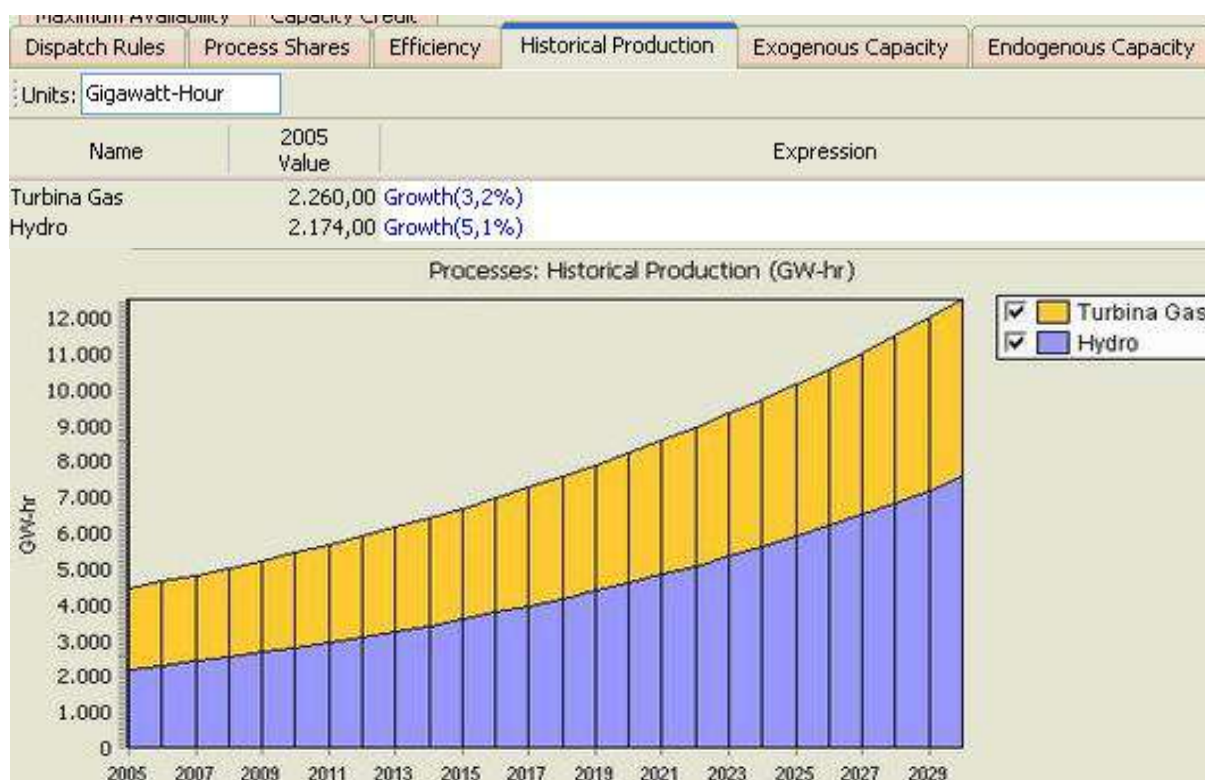


Figura 9.10 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial

Fonte: Prospecção LEAP

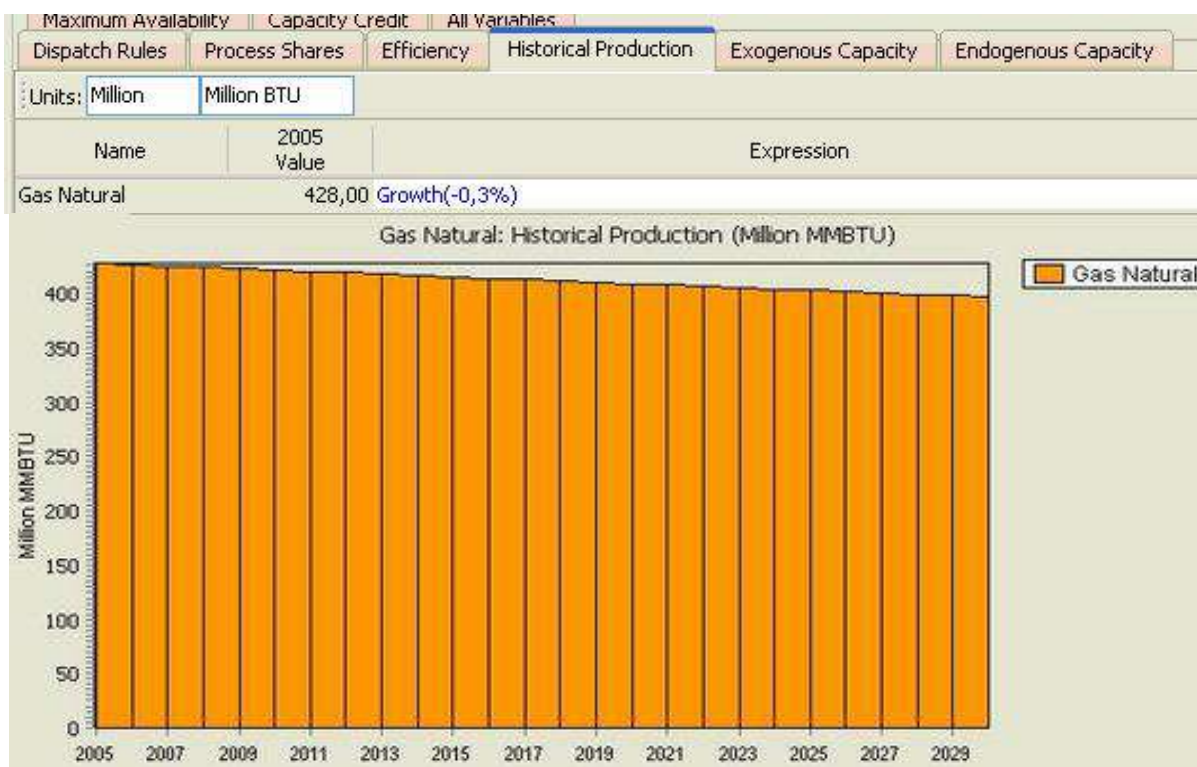


Figura 9.11 - Dados de Projeção no Cenário Tendencial

Fonte: Prospecção LEAP

9.3.2.2 CENÁRIO SUSTENTÁVEL

A figura 9.12 mostra os valores de crescimento da intensidade energética por setores no cenário sustentável. As taxas de crescimento usadas são os índices de crescimento razoáveis. Deve se explicar que se poderiam utilizar outros valores, mas como são cenários isto significa que é uma ferramenta para realizar uma prospecção, então o uso de taxas de crescimento pode ser qualquer um.

A figura 9.13 mostra os valores de crescimento da intensidade energética para a exportação de gás natural para o Brasil e para a Argentina.

A figura 9.14 mostra os valores de crescimento da produção de energia para a geração hídrica e térmica.

A figura 9.15 mostra o crescimento da produção de gás natural no longo do tempo.

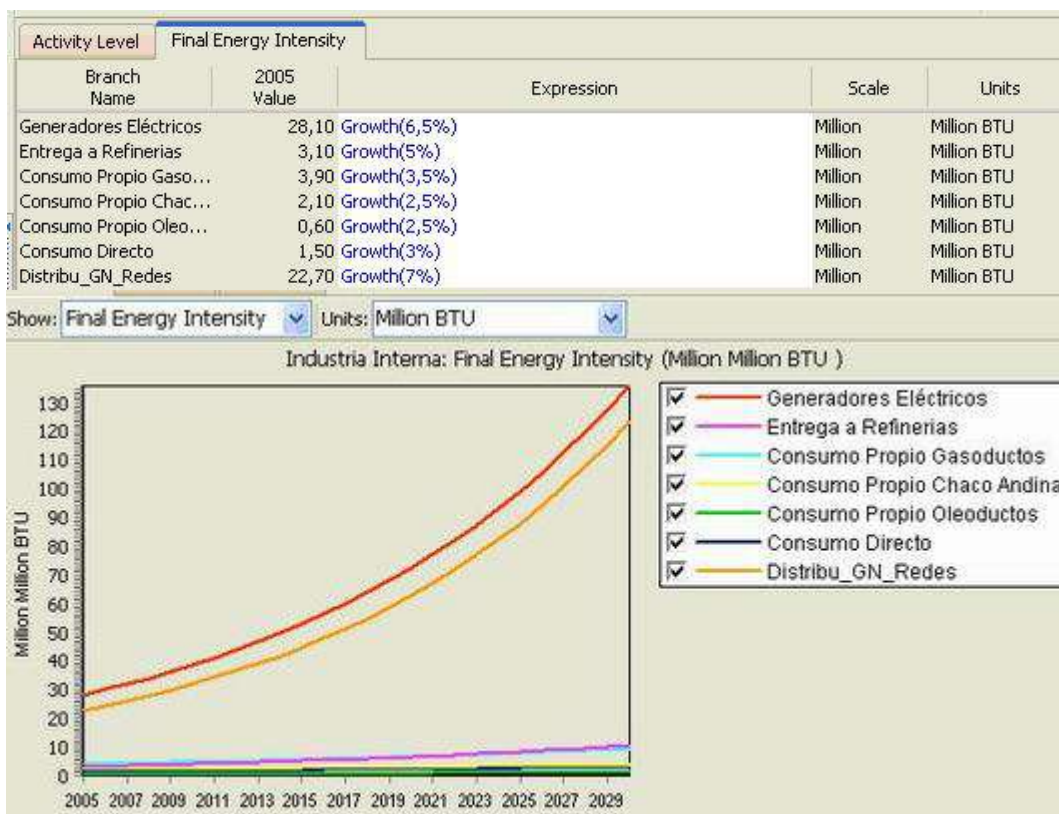


Figura 9.12 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável

Fonte: Prospecção LEAP

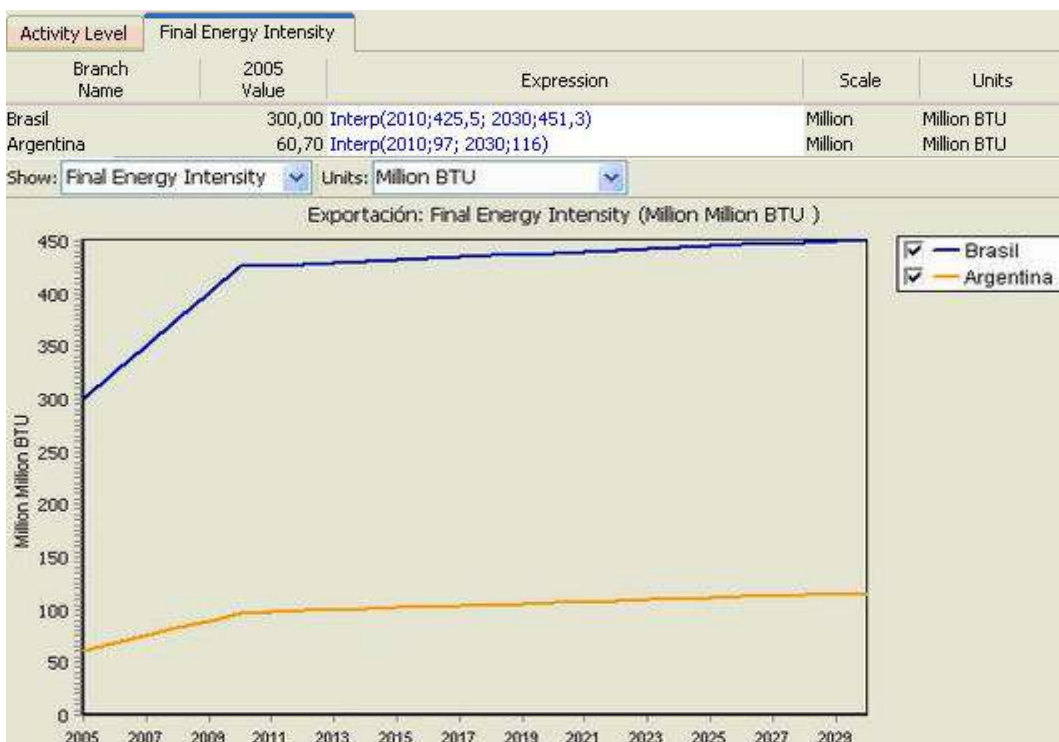


Figura 9.13 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável

Fonte: Prospecção LEAP

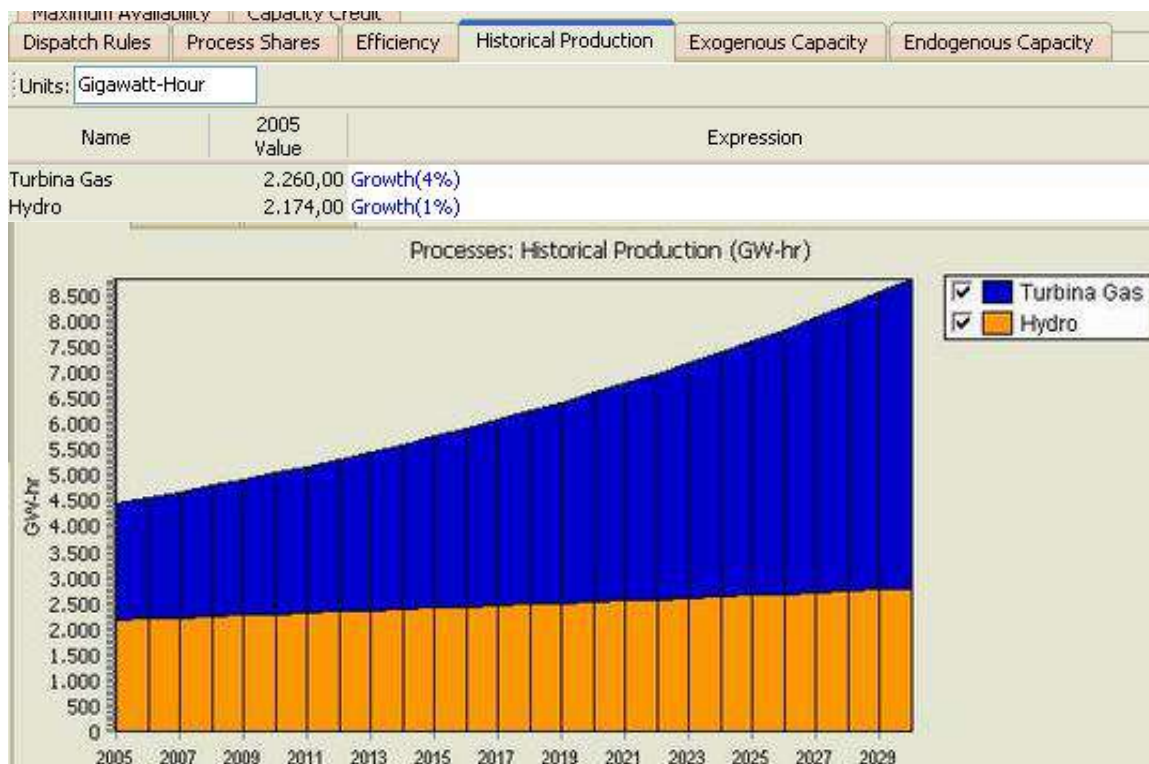


Figura 9. 14 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável

Fonte: Prospecção LEAP

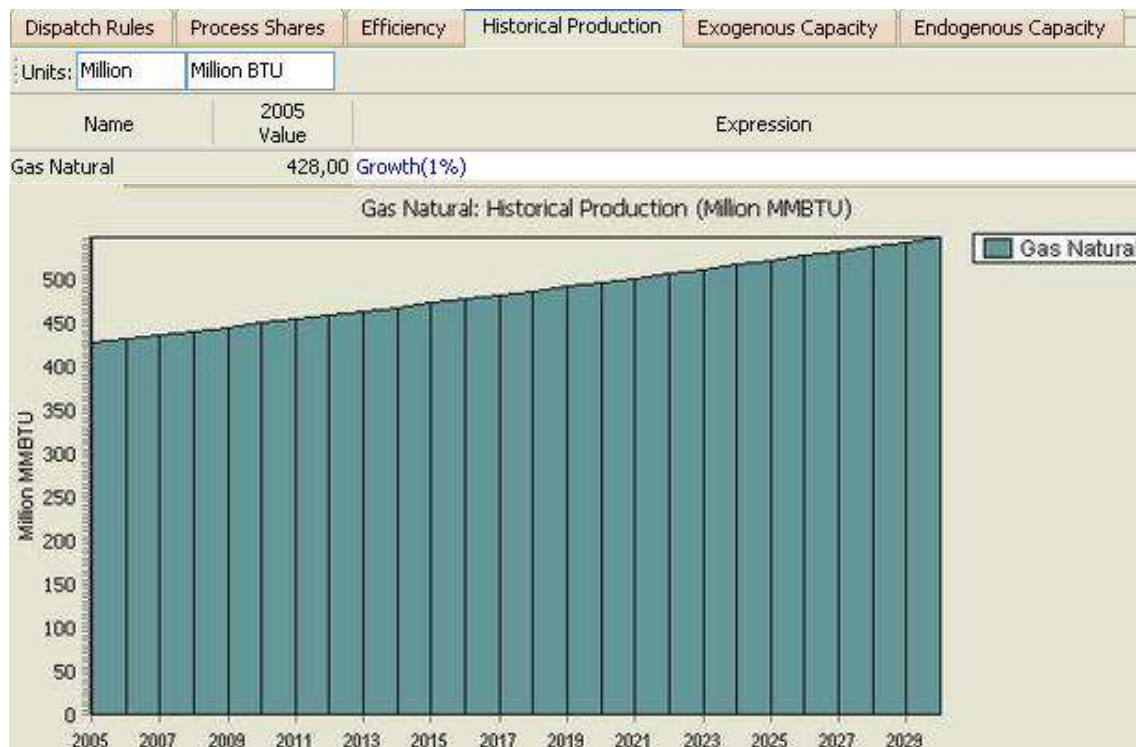


Figura 9. 15 - Dados de Projeção no Cenário Sustentável

Fonte: Prospecção LEAP

9.3.2.3 CENÁRIO OTIMISTA

A figura 9.16 mostra os valores de crescimento da intensidade energética por setores no cenário otimista. As taxas de crescimento usadas são os índices de crescimento razoáveis. Deve se explicar que se poderiam utilizar outros valores mas como são cenários isto significa que é uma ferramenta para fazer uma prospectiva, então o uso de taxas de crescimento pode ser qualquer um.

A figura 9.17 mostra os valores de crescimento da intensidade energética para a exportação de gás natural para o Brasil e para a Argentina.

A figura 9.18 mostra os valores de crescimento da produção de energia para a geração hídrica e térmica.

A figura 9.19 mostra o crescimento da produção de gás natural no longo do tempo.

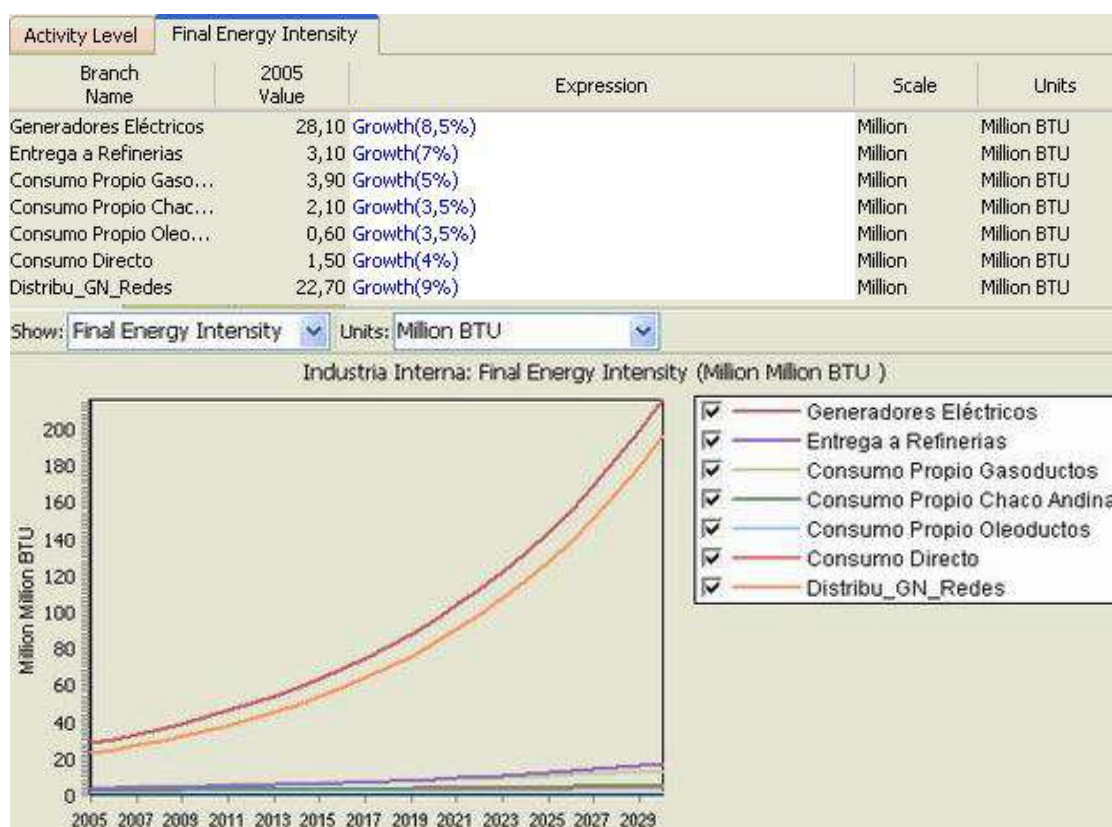


Figura 9. 16 - Dados de Projeção no Cenário Otimista

Fonte: Prospecção LEAP

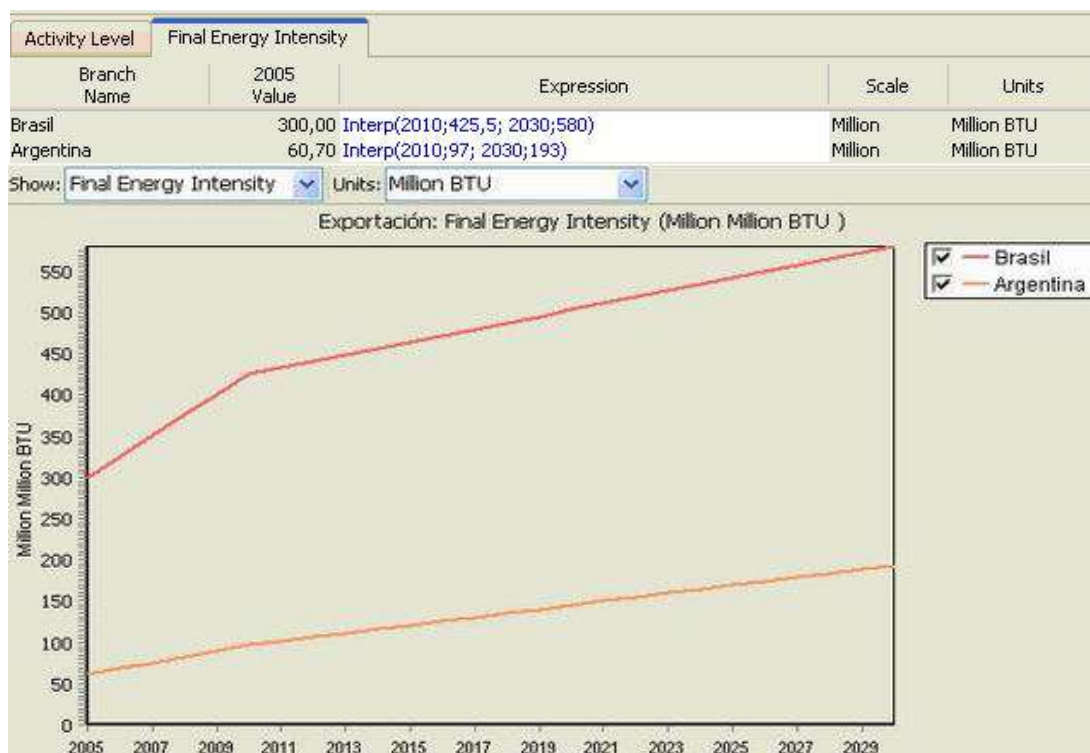


Figura 9.17 - Dados de Projeção no Cenário Otimista

Fonte: Prospecção LEAP

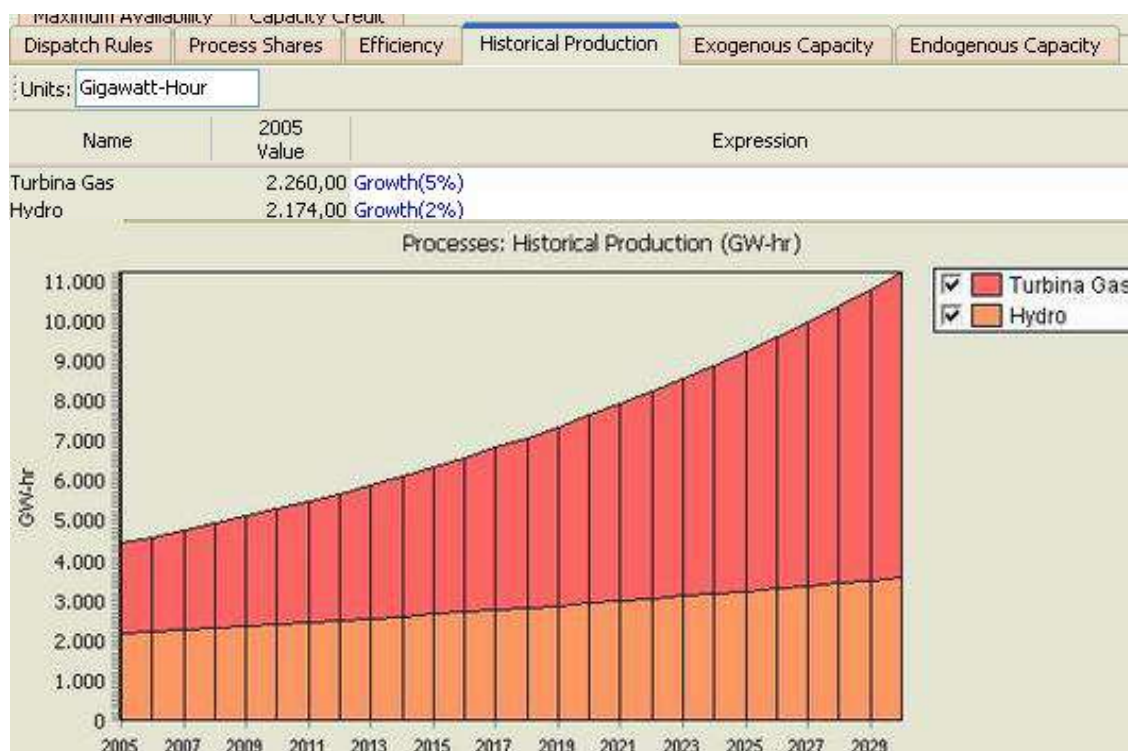


Figura 9.18 - Dados de Projeção no Cenário Otimista

Fonte: Prospecção LEAP

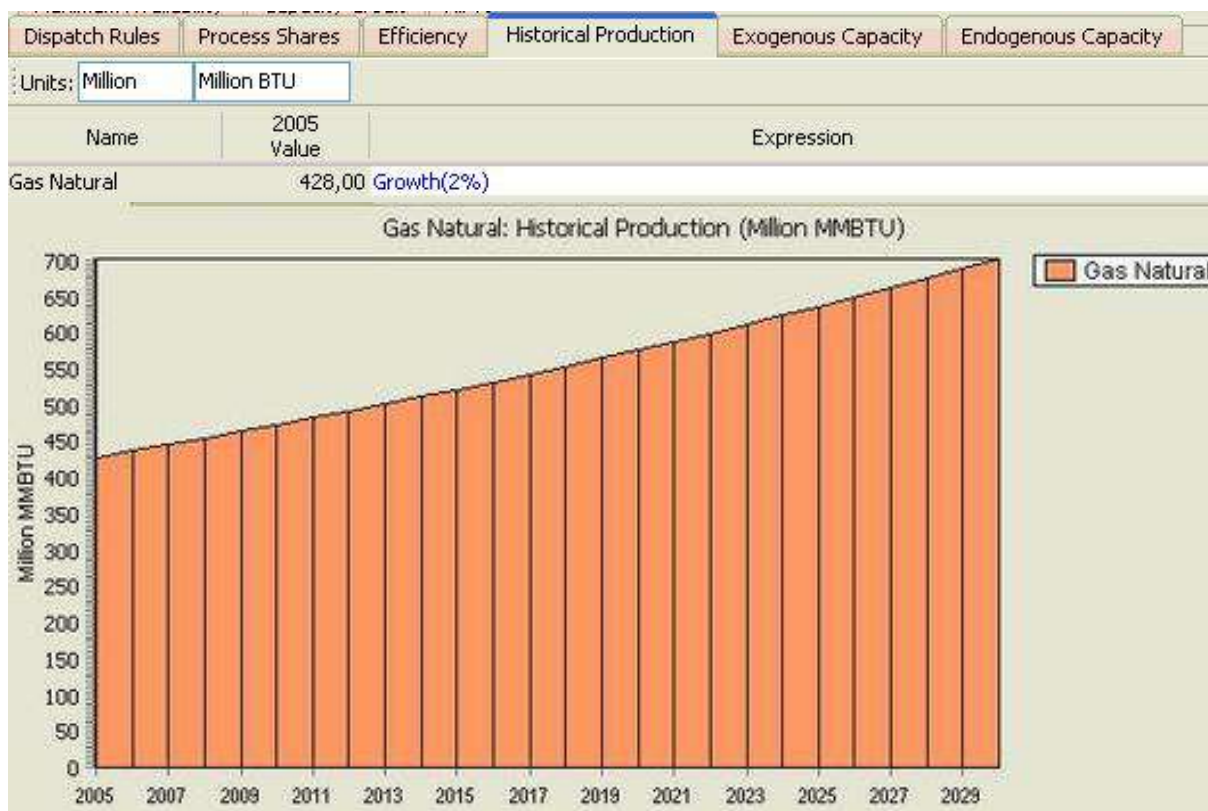


Figura 9.19 - Dados de Projeção no Cenário Otimista

Fonte: Prospecção LEAP

9.3.3 RESULTADOS DO CÁLCULO

Os resultados que se seguem são um processo de cálculo do LEAP e que nos dará a idéia para se comparar os três cenários e também poder ter idéia das capacidades por cenário.

Como explicado anteriormente no programa se pode visualizar todos os tipos de resultado que o LEAP calculou, tanto graficamente como também em valores numéricos. A continuação pode se observar alguns.

O gráfico 9.20 mostra a demanda total de gás natural nos três cenários ao longo do tempo.

O gráfico 9.21 mostra a demanda para exportação de Brasil e Argentina em 2030.

O gráfico 9.22 mostra a demanda interna por setor em 2030.

O gráfico 9.23 mostra o crescimento da produção de gás natural ao longo do tempo.

O gráfico 9.24 mostra o consumo energético total no cenário da tendência, ai se mostra que a exportação de gás natural em 2010 para adiante será constante.

O gráfico 9.25 mostra a demanda constante de gás natural para exportação.

O gráfico 9.26 mostra a produção de gás natural que vai baixando.

O gráfico 9.27 mostra o consumo energético total no cenário sustentável.

O gráfico 9.28 mostra o crescimento da demanda e venda de gás natural para o exterior.

O gráfico 9.29 mostra o crescimento da produção de gás natural ao longo do tempo.

O gráfico 9.30 mostra o consumo energético total no cenário otimista.

O gráfico 9.31 mostra o crescimento da demanda e venda de gás natural para o exterior.

O gráfico 9.32 mostra o crescimento da produção de gás natural no longo tempo.

O gráfico 9.33 mostra o crescimento de GNC no longo do tempo para os três cenários.

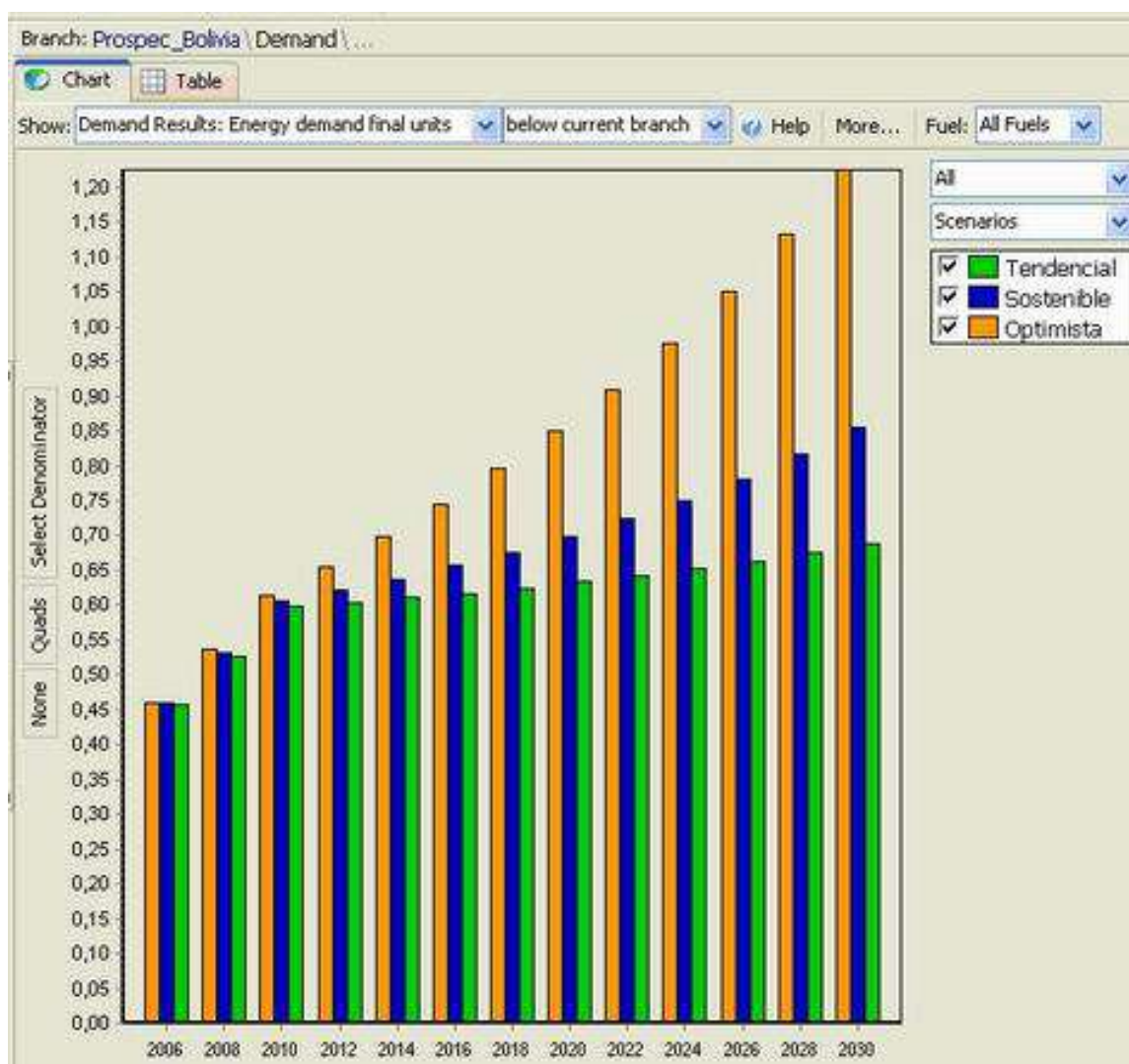


Figura 9. 20 - Resultado da Demanda Total Interna e Externa (Exportação)

Fonte: Prospecção LEAP

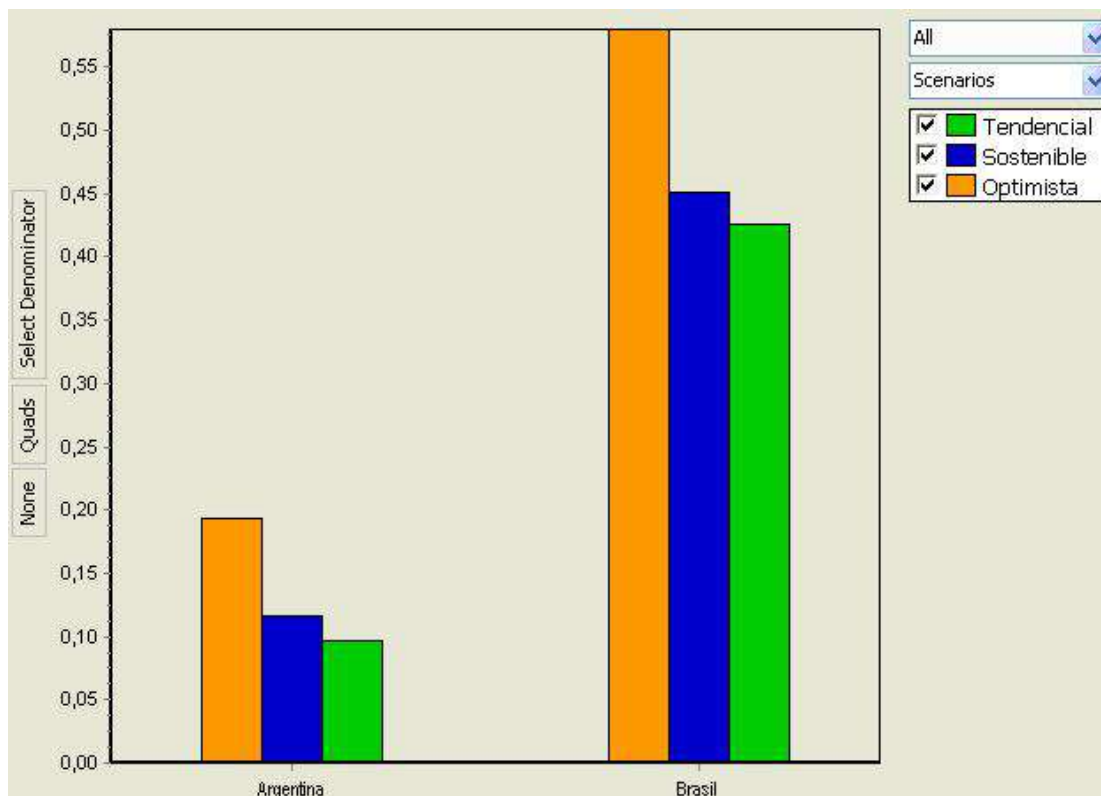


Figura 9. 21 - Resultado da Demanda para Exportação no ano 2030

Fonte: Prospecção LEAP

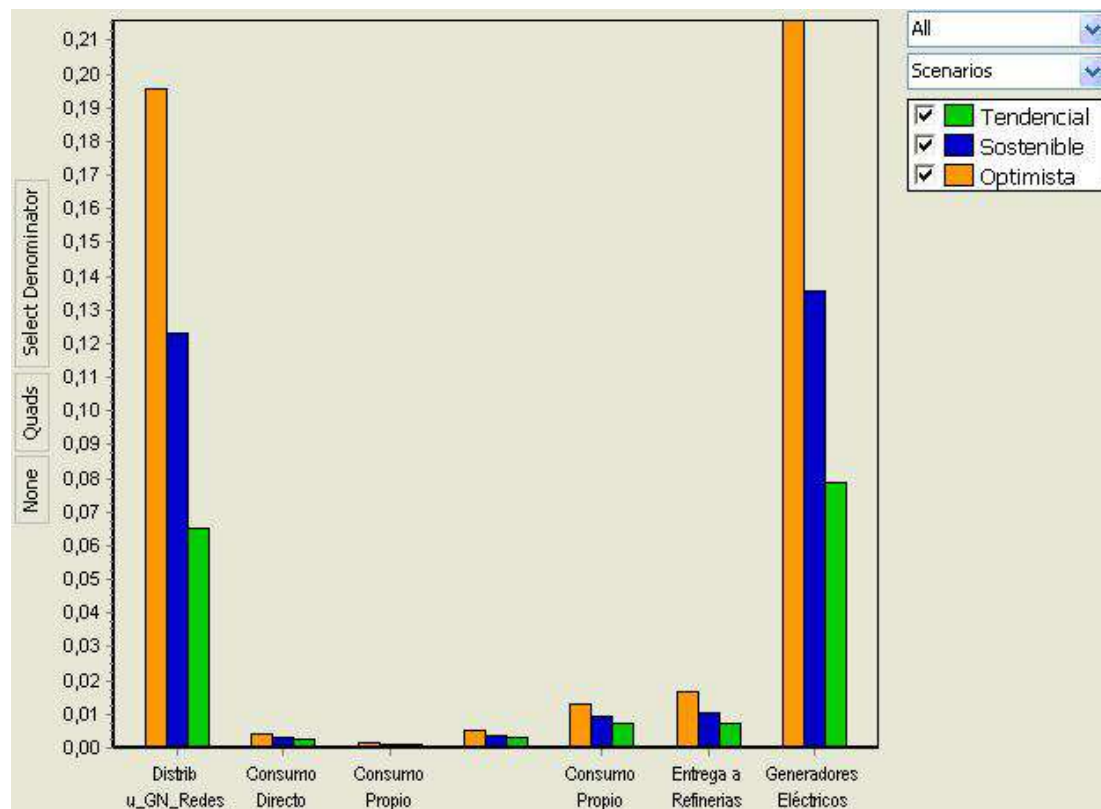


Figura 9. 22 - Resultado da Demanda Interna no ano 2030

Fonte: Prospecção LEAP

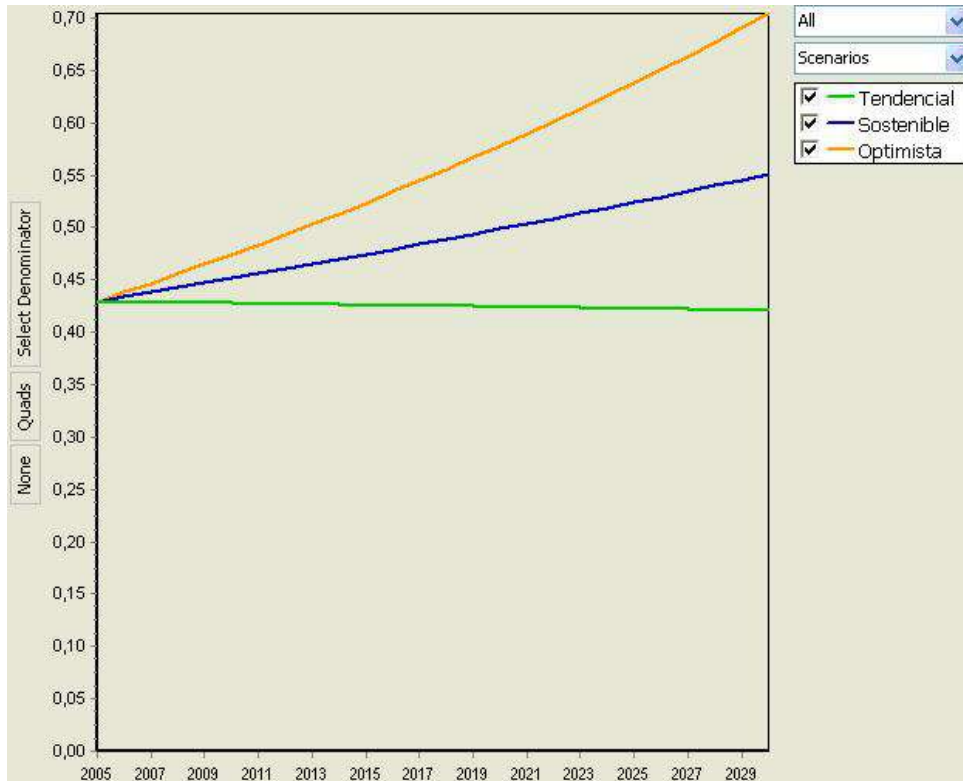


Figura 9. 23 - Resultado da Produção de Gás Natural

Fonte: Prospecção LEAP

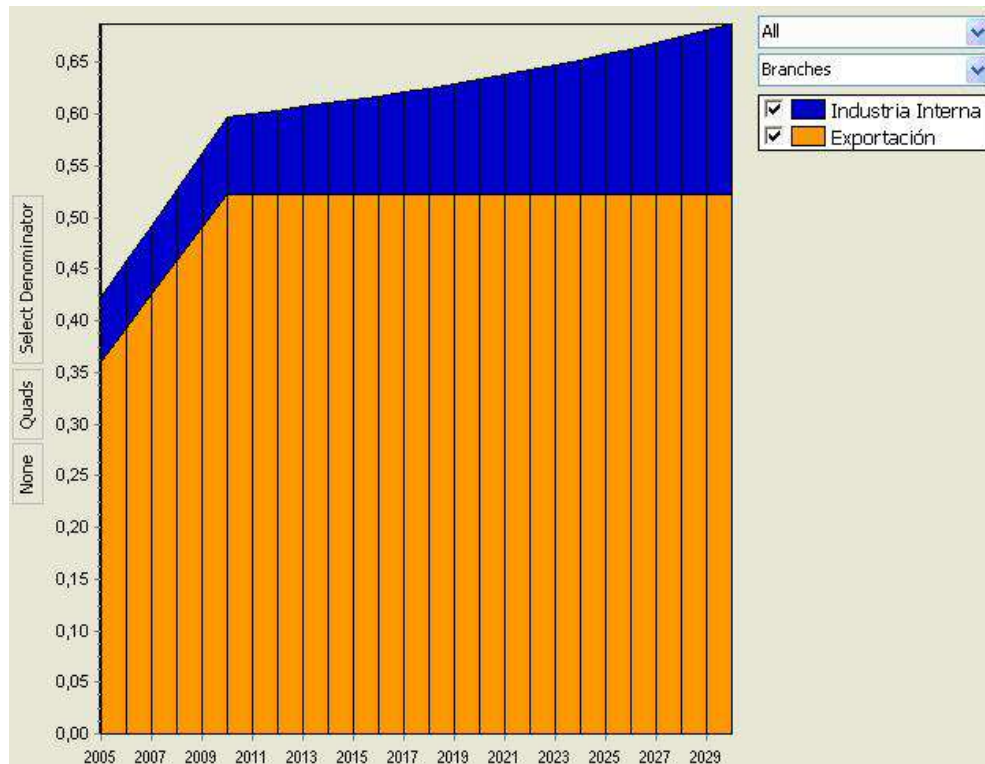


Figura 9. 24 - Consumo Energético Total – Cen. Tendencial

Fonte: Prospecção LEAP

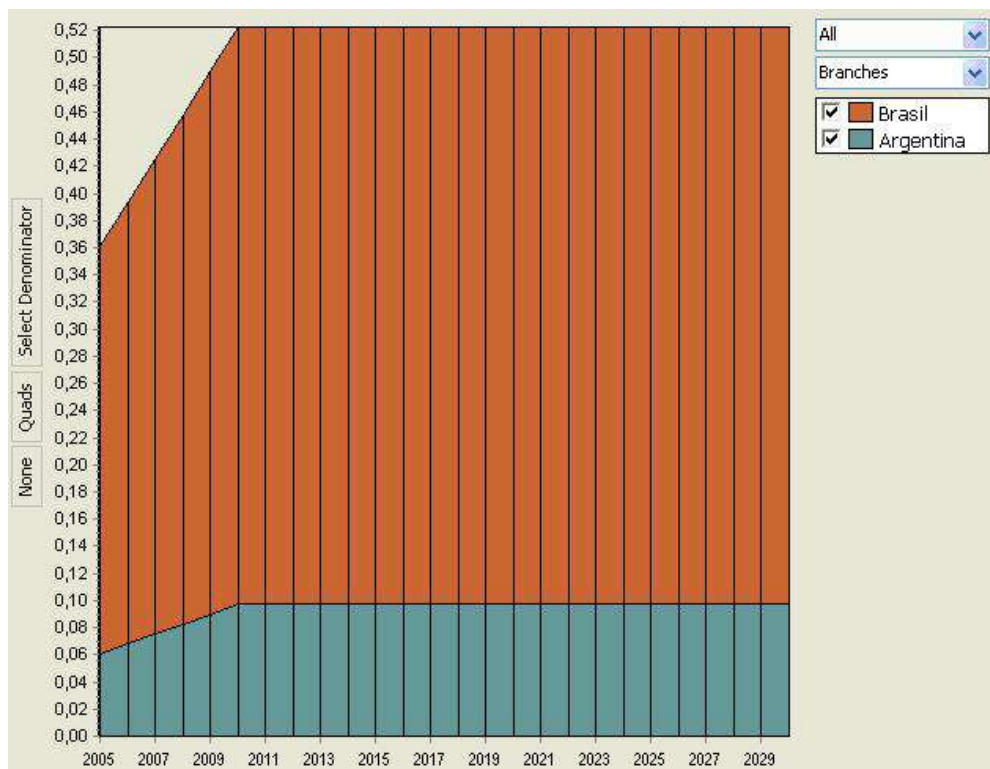


Figura 9.25 - Consumo Energético de Exportação – Cen. Tendencial

Fonte: Prospecção LEAP

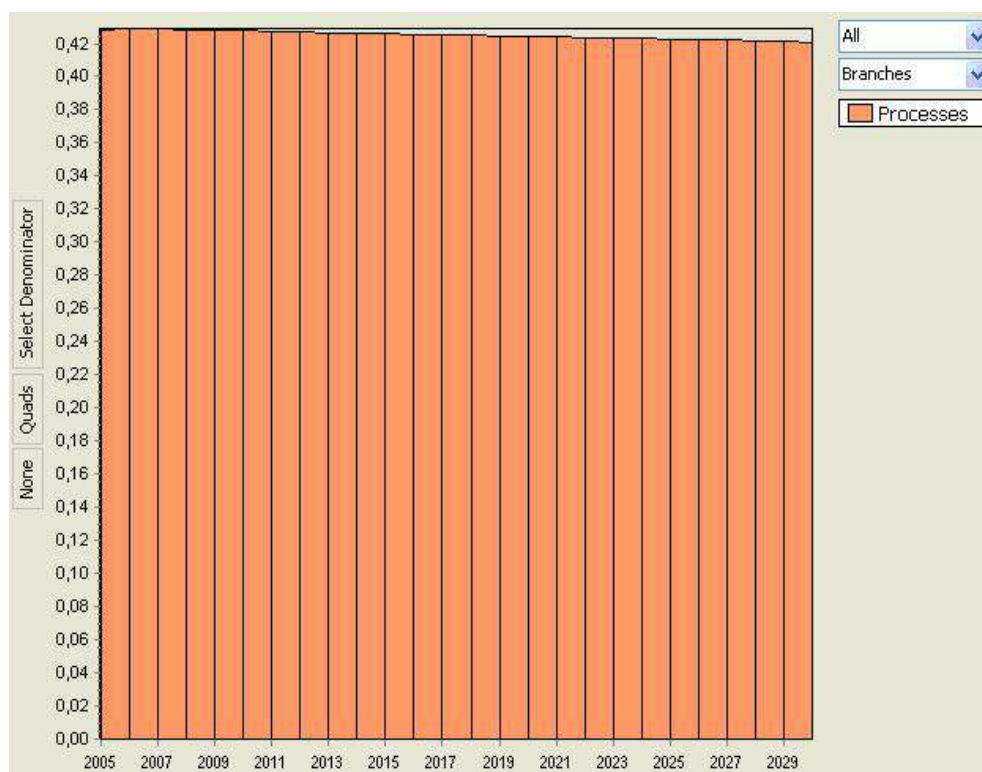


Figura 9.26 - Produção de Gás Natural – Cen. Tendencial

Fonte: Prospecção LEAP

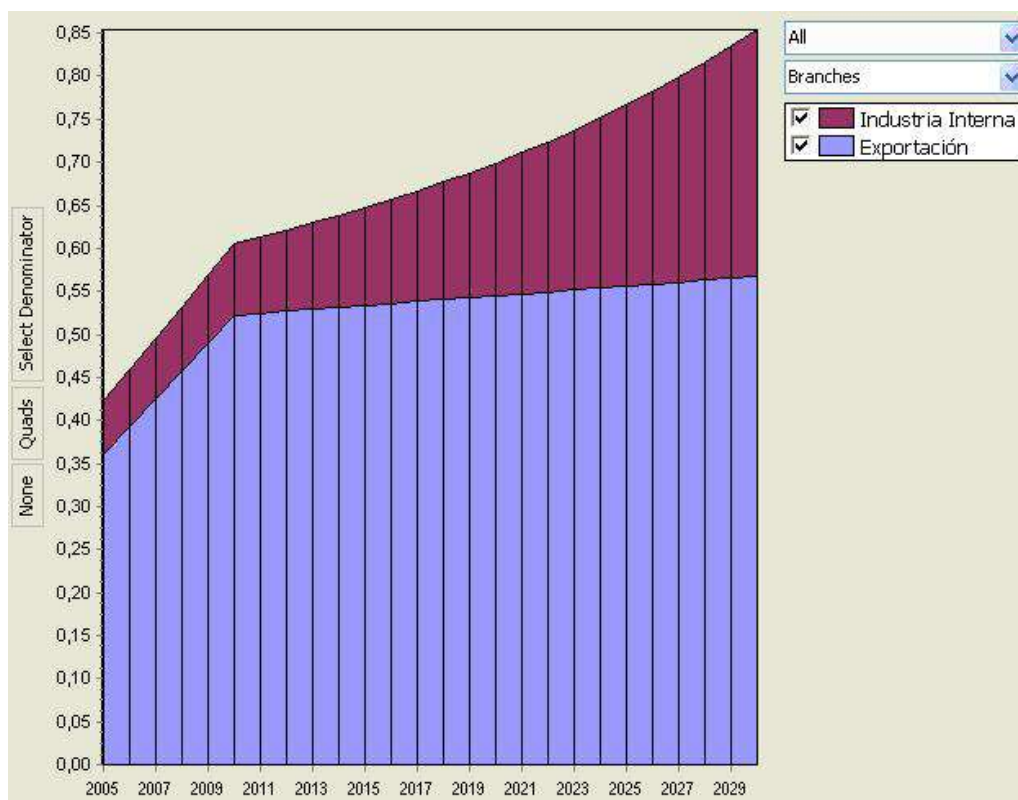


Figura 9. 27 - Consumo Energético Total – Cen. Sustentável

Fonte: Prospecção LEAP

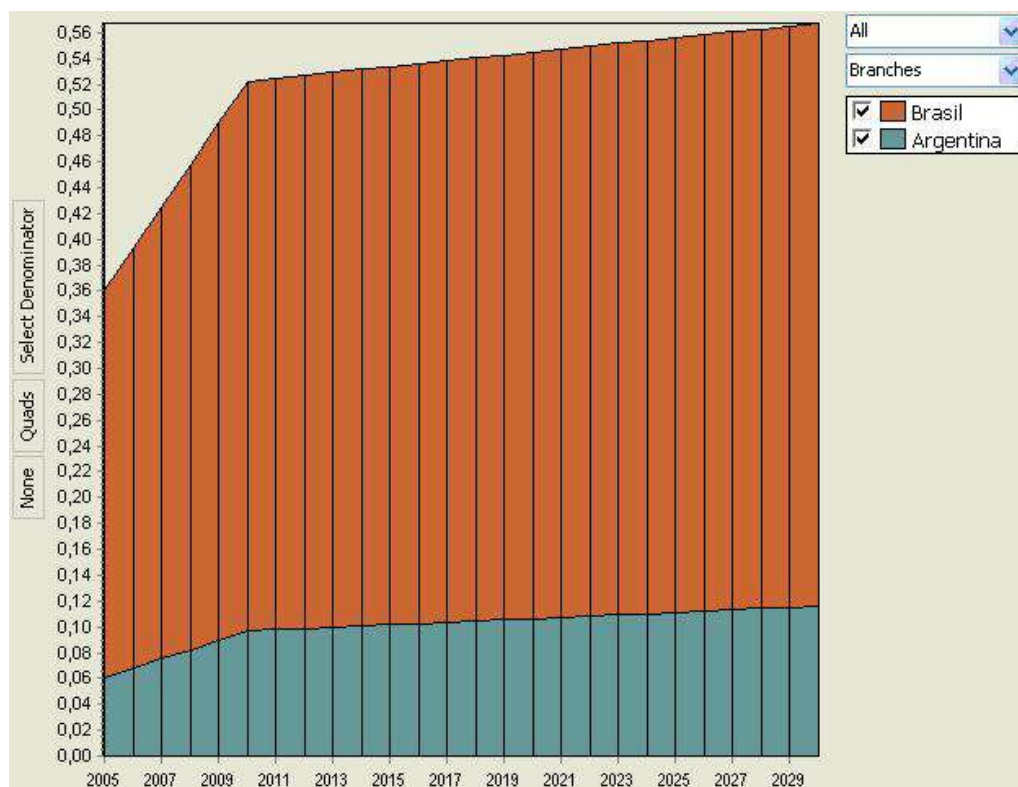


Figura 9. 28 - Consumo Energético de Exportação – Cen Sustentável

Fonte: Prospecção LEAP

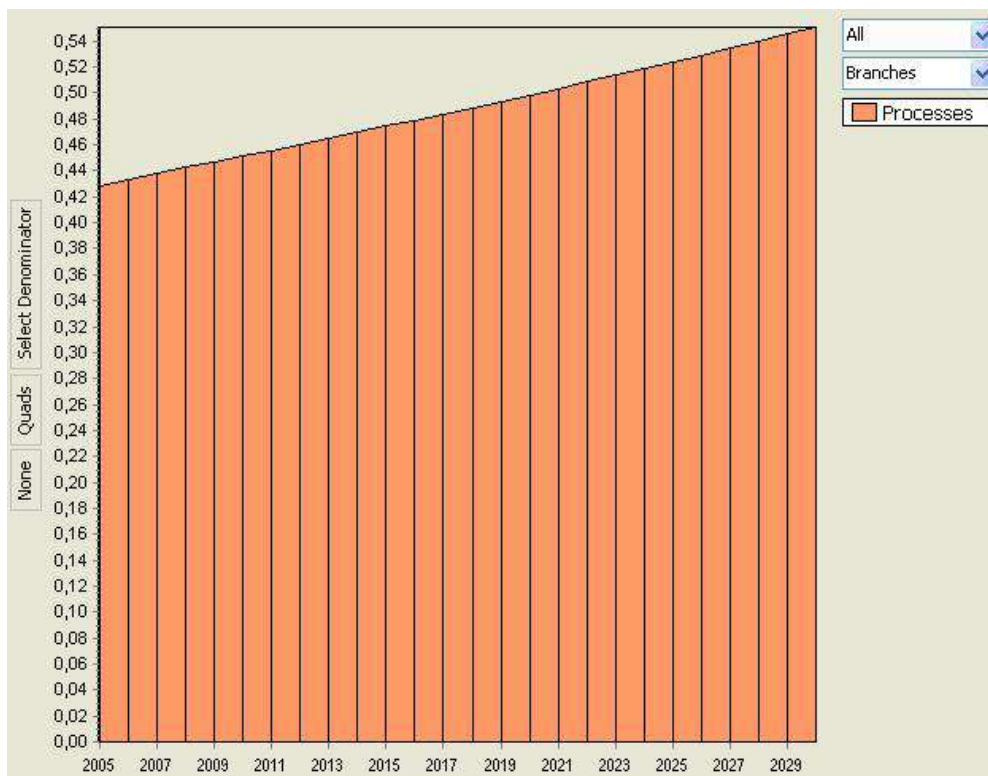


Figura 9. 29 - Produção de Gás Natural – Cen. Sustentável

Fonte: Prospecção LEAP

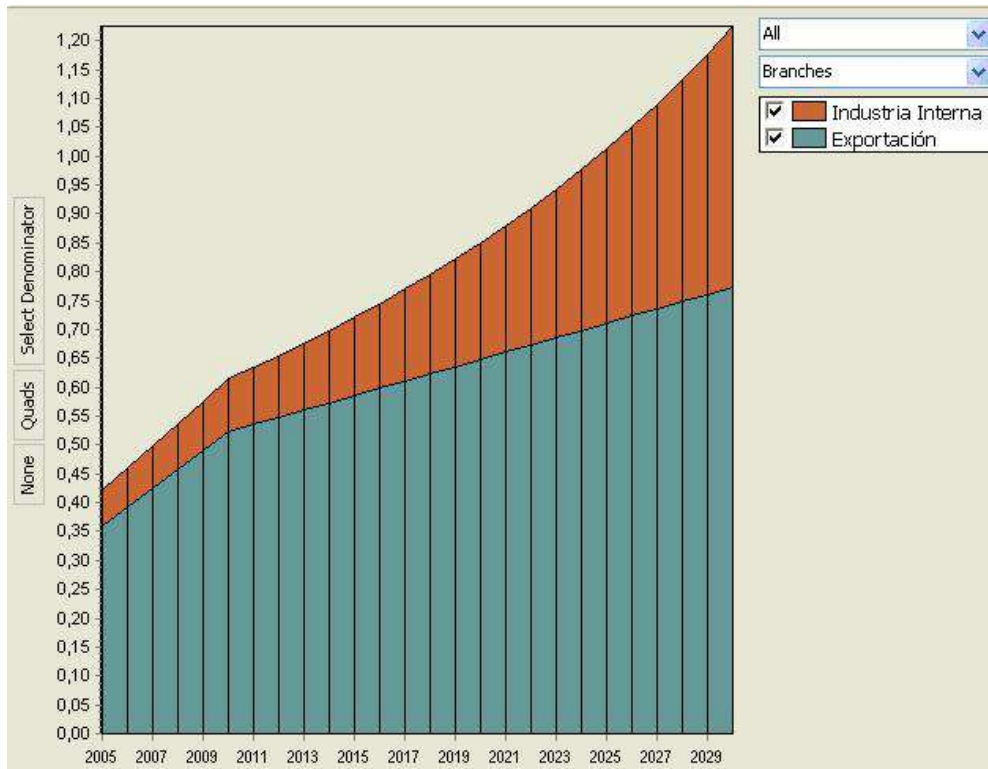


Figura 9. 30 - Consumo Energético Total – Cen. Otimista

Fonte: Prospecção LEAP

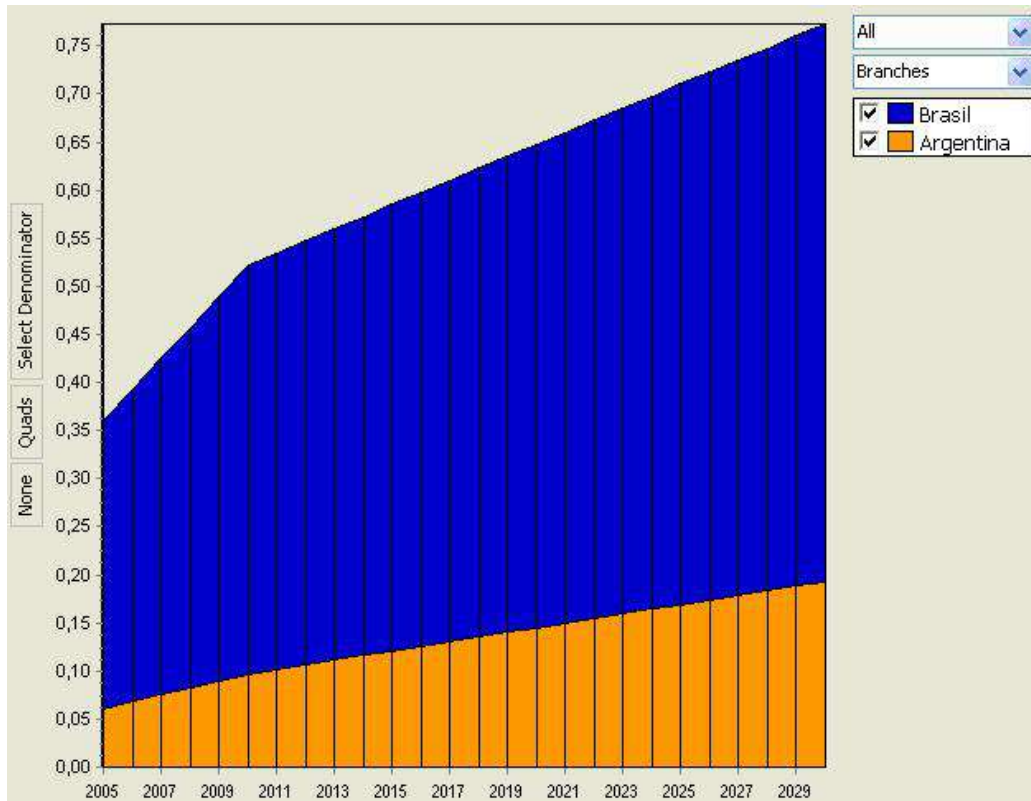


Figura 9.31 - Consumo Energético de Exportação – Cen Otimista

Fonte: Prospecção LEAP

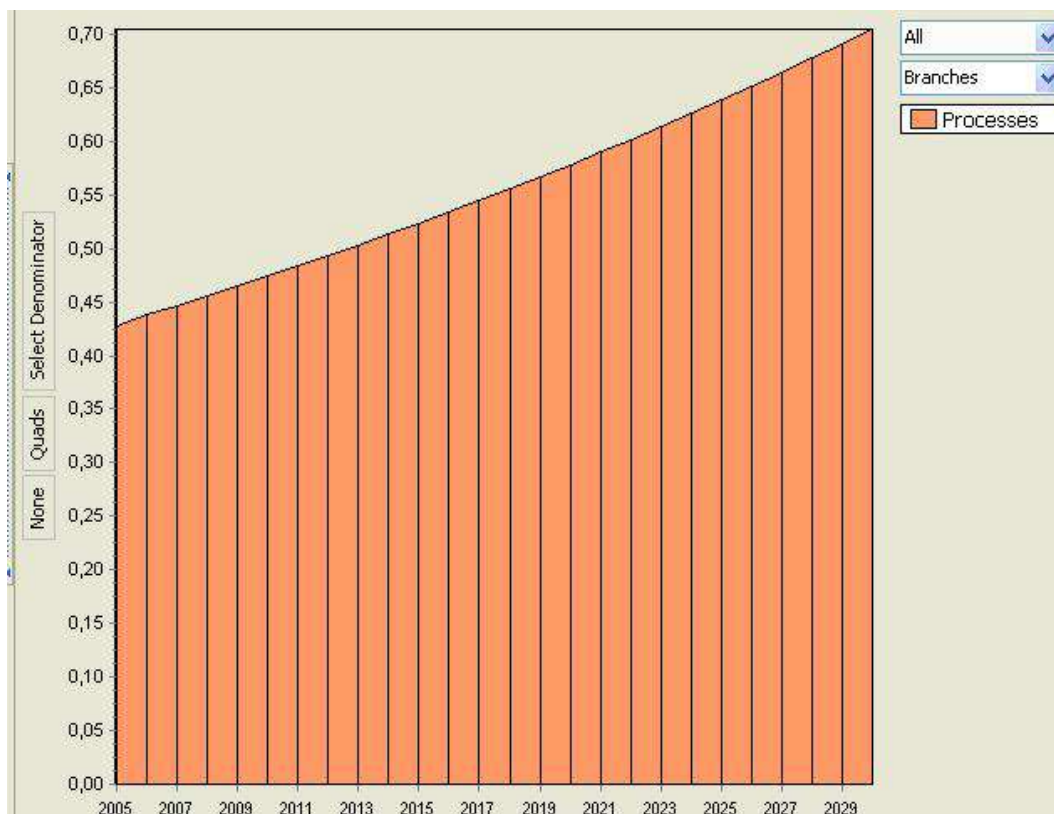


Figura 9.32 - Produção de Gás Natural – Cen. Otimista

Fonte: Prospecção LEAP

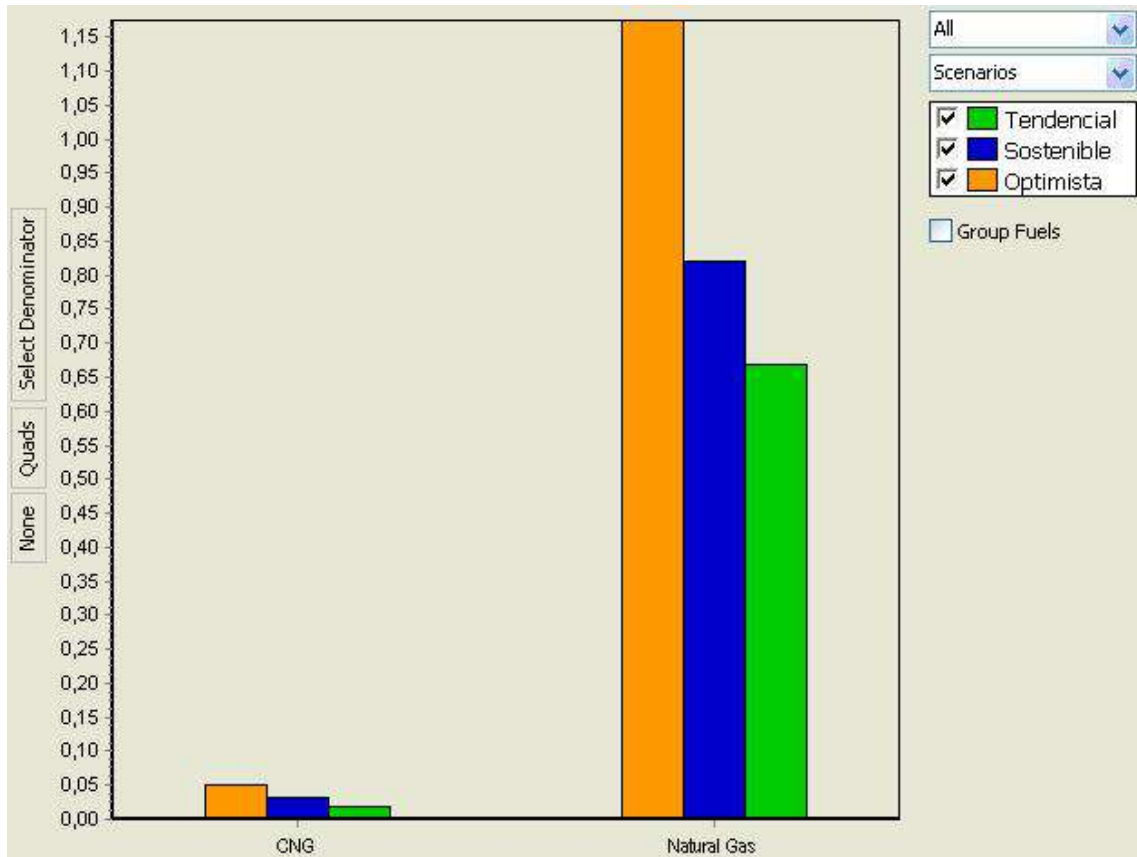


Figura 9. 33- Projeção de Uso de Gás Natural e GNC para 2030

Fonte: Prospecção LEAP

10 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A partir de 1993, se iniciou a reestruturação do setor energético da Bolívia, as mudanças levaram à transformação do sistema econômico do país, adequando-se a nova realidade política econômica e social, promovendo desta maneira, a participação do setor privado e estrangeiro liberando o sistema de mercado regulado e permitindo o investimento privado de maneira irrestrita e sujeita somente às condições de competitividade, eficiência e eliminação de monopólios. Com a liberação dos mercados regulados e a abertura a capitais estrangeiros, o Governo promulgou a Lei de Capitalização, gerando sociedades anônimas mistas. O novo ajuste indica a luta contra a pobreza e a redução do déficit.

Entre 1994 e 1996 se promulga a Lei de Eletricidade e a antiga Lei de Hidrocarbonetos e paralelamente se implementam as respectivas Superintendências de Eletricidade e Hidrocarbonetos. Para isto se capitalizou as empresas estatais de geração elétrica que se encontram dentro do Sistema Interconectado Nacional (SIN), bem como o 'upstream' em hidrocarbonetos, além do setor de Telecomunicações. A em meados de 1997, foram privatizadas tanto a transmissão de eletricidade como de gás natural; com isso, mais de 90% da estrutura elétrica nacional já se encontrava em mãos do setor privado. Finalmente entre 1999 e 2000 foram privatizadas as duas refinarias mas importantes do país: Gualberto Villarroel (Cochabamba) e Guillermo Elder Bell (Santa Cruz), com isso foi concluído o processo de transferência do setor energético ao setor privado.

A conclusão do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) no ano 2000, com capacidade de 30 milhões m³ de gás por dia, foi sem duvida, uma das realizações mais importantes para o setor de hidrocarbonetos. A isto se soma ao que o governo veio a conhecer as reservas de gás que se incrementaram, de 8,58 TCF (Trilhões de Pés Cúbicos) em 1999, a 32,21 TCF no ano 2000. porém as reservas foram de 54,9 TCF em 2003 a 48,7 TCF (2005), o que significa que não se investiu em exploração, o que em longo prazo pode ser contraproducente para Bolívia.

Com a Lei 3058 e posteriormente com o Decreto Supremo 28701 de nacionalização, chamado "Héroes do Chaco" o Estado boliviano retoma o controle sobre toda a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos (exploração, exploração, transporte, comercialização e distribuição). Ainda assim, não se pode afirmar com segurança a efetividade desta Lei e decreto já que existe um

risco de que não exista exploração e exploração deste recurso natural, a não ser, que YPFB crie um sistema de parcerias (sociedades mistas) com investidores.

Na atualidade são vários os fatores que limitam o desenvolvimento do setor de hidrocarbonetos:

- Uso ineficiente dos recursos energéticos disponíveis, que se manifesta na subutilização das reservas de gás natural, considerando que este é menos poluente.
- Não existem políticas claras de gerar produtos de maior valor agregado, através de gás natural.
- A Bolívia ainda não consegue ser um país com soberania absoluta nas decisões que encerram o setor, já que o país conta com poucos recursos humanos capacitados que possam orientar ao Estado boliviano na tomada de decisões.
- Os recursos que são gerados por esta atividade não se destinam ao reinvestimento na exploração e exploração.
- Os setores agropecuários, industriais, mineração e outros, se nutrem especialmente do petróleo para o processamento de suas atividades, porquanto, seu aceso e distribuição ainda são muito limitados pelo alto custo e escassa infra-estrutura de distribuição; gerando uma alta dependência da importação de diesel (em 2005, o subsídio ao óleo Diesel alcançou 100 milhões de dólares).
- Na foi possível avançar nas negociações entre o Governo e as empresas petrolíferas privadas, pois ainda não se encontram elaborados os modelos dos novos contratos aos quais deverão migrar as empresas no prazo de 180 dias.
- Não se promulgaram os regulamentos para a cobrança do Imposto Direto aos Hidrocarbonetos (IDH), que devia ser cobrado desde 19 de maio de 2005. Serão realizadas conciliações e compensações futuras.
- Com respeito ao pagamento de taxas à participação do Tesoro Geral da Nação (TGN) foi determinado que seja realizado de acordo ao estabelecido pela nova Lei 3058 e o Regulamento para a Liquidação de Taxas e participação ao TGN. estabelece que as companhias devem cancelar uma taxa estadual, equivalente a 11% da produção, uma taxa nacional compensatória de 1% para Beni (2/3) e Pando (1/3) e a participação de 6% para o TGN. Uma vez que se aprove o novo Regulamento de Taxas e Participações serão feitos os ajustes com as empresas que tenham assinado os novos contratos e se farão as respectivas conciliações. Porquanto, a norma não prevê o que seria feito com as taxas e participações se as empresas não migrarem aos novos contratos.

Produto desta situação, o país pode enfrentar no curto prazo, problemas de provisão de carburantes e geração de energia elétrica, especialmente na região do norte. Isto contradiz as condições de exportador de hidrocarbonetos (gás e país auto abastecido de petróleo).

As potencialidades que o país tem neste setor são as seguintes:

- Bolívia apresenta uma localização geográfica estratégica na América do Sul já que tem fronteira com cinco países e, isto lhe permite converter-se no centro de distribuição energética da região, no futuro.
- Bolívia apresenta grandes reservas de gás natural com a probabilidade de encontrar ainda muito mais, já que uma grande parte do território boliviano tem potencial e uma geologia propícia às reservas do mesmo; convertendo-se no segundo país da América do Sul em reservas, depois de Venezuela.
- Por sua vez, as atuais reservas prováveis e provadas são suficientes para cobrir a demanda interna e os compromissos externos pelos próximos 20 anos, sem a necessidade de se fazer mais exploração.

O setor de hidrocarbonetos se converterá no motor estratégico da economia mediante a geração de excedentes (economia interna) e divisas para impulsionar o desenvolvimento produtivo nacional; para tal, é imprescindível que exista normas claras, regulação, fiscalização e controle em toda a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos.

10.1 POLÍTICAS E ESTRATÉGIAS

10.1.1 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR HIDROCARBONETOS

O Governo boliviano terá que estruturar com base na nova Lei 3058 e em seu Decreto Supremo 28701 bases sólidas, que garantam a estabilidade econômica do setor hidrocarbonetos, isto é, assegurar a confiabilidade do fornecimento de gás tanto interna como externamente, para que continue existindo um mercado para o gás.

Devem-se realizar estudos atualizados para a determinação da potencialidade dos campos de produção, isto com a finalidade de definir as condições para as negociações futuras com empresas e países.

Neste sentido, uma das estratégias que o Governo boliviano deve seguir é conseguir que, tanto o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia como YPFB contem com capacidades para participar na cadeia produtiva e se fortaleçam institucionalmente.

A reestruturação e reorganização institucional implicam na implementação de um programa que contemple a reorganização administrativa do Ministério de Hidrocarbonetos e Energia, para adequá-la à nova normativa vigente. Assim mesmo, seguindo esta linha se devem completar a reestruturação integral e fortalecimento da YPFB para que possa participar em toda a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos. Portanto, terá que se incluir a construção de infra-estrutura, desenvolvimento de sistemas de gestão empresarial, recuperação de ativos, reestruturação administrativa e melhoria dos sistemas de controle e fiscalização.

Em primeira instancia, os ingressos fiscais gerados pela atividade hidrocarbonífera terão que ser reinvestidos no setor para que ocorra o seu fortalecimento, Em segunda instância terão que se identificar as demandas setoriais, para estabelecer quais são as necessidades e necessidades dos distintos setores do país; entretantes, um setor que deve receber apoio econômico a fundo perdido é o de investigação e inovação, que terá que estar necessariamente a cargo das Universidades do país e deverá receber, por exemplo um por cento das utilidades do gás.

Além do apoio em investigação e inovação, o Estado boliviano, através da YPFB deve conseguir que, nos processos produtivos da Industrialização, que levam às fases de produção, organização e gestão, todas as tecnologias utilizadas pelas empresas multinacionais sejam compartilhadas com a estatal boliviana, já que a recepção do conhecimento tecnológico permitirá a YPFB apropriar tecnologia e sedimentar a formulação do conhecimento tecnológico em espaços institucionais do setor público boliviano, para que se possa reduzir em certo grau a atual dependência tecnológica que tem o país neste setor.

Esta estratégia poderá ser implementada em programas como o desenvolvimento da indústria Termoelétrica, GTL, Gasquímicas, etc.

10.1.2 POLÍTICA DE MERCADOS

São duas as estratégias que podem considerar os princípios e critérios para a consolidação e abertura dos mercados internos e externos do setor.

O Estado, através do Ministério de Hidrocarbonetos e este através da YPFB, deverão negociar os preços do gás com as Empresas multinacionais e estabelecer a orientação deste importante recurso aos interesses mais convenientes da economia nacional, porém ao mesmo tempo chegando a um entendimento satisfatório com os interesses empresariais

Assim mesmo, o Estado, através do Ministério de Hidrocarbonetos e Energia e do Ministério de relações Exteriores, influirá também na comercialização dos recursos, compatibilizando-se com os interesses de seus vizinhos.

A estratégia referida ao mercado interno se assinala na mudança da matriz energética, que consistirá em substituir progressivamente o uso de gasolina, diesel, GLP e outros combustíveis contaminantes, pelo gás natural e seus derivados. Isto significa fomentar a massificação do uso do gás natural internamente, aumentando as redes para a conexão residencial, incentivando a substituição de veículos e outros motores que utilizam gasolina ou diesel por gás natural, etc.

Todavia, para garantir a consolidação e abertura de mercados internos e externos, deverá se buscar desenvolver a rede produtiva, que compreenda investimento em exploração (exploração de campos gasíferos e petrolíferos, com o objeto de contar com maiores reservas de gás natural e petróleo).

10.1.3 PROJETOS PRIORITÁRIOS

A industrialização dos hidrocarbonetos consiste no desenvolvimento de novas indústrias geradoras de valor agregado, empregos e uma maior diversificação produtiva. Para alcançar este objetivo a Bolívia deverá ter a capacidade de desenvolver a indústria termoelétrica, a indústria do GTL e a indústria Gasquímica, dentre as mais importantes. No futuro se poderia pensar em projetos do tipo GNL para exportação.

Em um dado momento o Governo poderia também colocar em vigência uma política de preços de gás natural no mercado interno, com a finalidade de atrair investimentos em

industrias geradoras de postos de trabalho (intensivas em mão-de-obra), em que o gás natural seja componente importante na estrutura de seus custos.

10.2 CONCLUSÕES

Com tudo o dito anteriormente, com o conteúdo de todos os capítulos e as entrevistas realizadas³⁸ as Instituições mais representativas com o uso dos hidrocarbonetos na Bolívia se chegam as seguintes conclusões:

- É de vital importância o fortalecimento da YPFB que se constitui como o pilar ao desenho e implementação de uma nova estrutura institucional que compreende: a formulação e aprovação de novos delineamentos tanto políticos como empresariais. Por esta razão, devem se criar fundos de prioridade para a capacitação de Recursos Humanos.
- A consequência de que o Governo Nacional tenha iniciado o estabelecimento de um novo marco jurídico setorial; deve também reestruturar e reorganizar institucionalmente o Ministério de Hidrocarbonetos e a Superintendência do setor, para que eles tenham independência e autonomia em quanto às decisões que assumam.
- Se garante a exportação de gás natural ao Brasil e Argentina porém em condições que beneficia ambas as partes, para isso que se está negociando o preço do gás com ambos países.
- Devem-se melhorar o controle e a fiscalização da produção hidrocarbonífera e definir as novas condições de participação e relação com as empresas privadas que operem na cadeia produtiva.
- Os novos ingressos de divisas, a partir da exportação de gás e seus derivados, devem necessariamente estar dirigidos à criação de empregos, tanto direta como indiretamente. Por outro lado o apoio à investigação e inovação é de vital importância para o desenvolvimento do país já que será a única maneira de desenvolver a ligação entre a extração de matérias primas e processos de adição de valor agregado.
- Põe-se em evidencia o grande interesse do Governo Nacional em mudar a matriz energética do país sobre todo na região norte. Este processo implica na substituição gradual do uso de combustíveis líquidos como gasolina, diesel e GLP por gás natural, que é mais eficiente, limpo e tem um menor custo de operação.

³⁸ Entrevistas realizados no Projeto de Pesquisa FAPESP – Processo 2005/03059-0

- ▶ O Governo deve realizar um estudo de pré-factibilidade para analisar o projeto do gasoduto virtual, através do rio Ichilo-Mamoré, que se converte em uma via de acesso ao norte do país durante todo o ano, sem interrupções.
- ▶ Observar a necessidade de massificar o uso do gás natural residencial, já que somente 78% da população usa este serviço. Também se deve incentivar a conversão dos veículos de combustão ao uso do GNV.
- ▶ Em médio prazo, e com o fomento e promoção do Estado para a intervenção do setor privado, pode ser criada uma indústria com toda a capacidade de inovação e fabricação nacional em áreas do setor produtivo como: fabricação do kit de transformação a Gás Natural Veicular, fabricação de injetores para cozinhas residenciais à gás natural, injetores para empresas de fundição, etc.
- ▶ Existe a necessidade de Industrializar os hidrocarbonetos em primeira instância através da indústria Gasquímica, da indústria Termoelétrica, e da indústria do Gas To Liquids (GTL) e a indústria do gás veicular. Porém, ao mesmo tempo deve se começar a formar recursos humanos nestas áreas para que no futuro, quando estas empresas estejam a ponto de funcionar (normalmente entre 3 a 7 anos), os recursos humanos Bolíviaanos possam se encarregar das mesmas sem nenhuma dificuldade, e assim não depender tanto da mão-de-obra mais cara como é a estrangeira.
- ▶ Os efeitos da aplicação destes projetos se refletirão na supressão do subsídio ao diesel importado, a diminuição do uso de diesel no mercado interno e o conseqüente incremento do potencial de exportação dos combustíveis excedentes, produção de todos os produtos de uma Gasquímica convencional, a diminuição dos custos de produção e preços de energia elétrica, a diminuição dos custos de operação veicular e industrial, o incremento nas arrecadações fiscais diretas (IDH, taxas) e indiretas (IVA³⁹, IT⁴⁰, IUE⁴¹, etc.), a ampliação da cobertura energética promovendo a integração nacional e a equidade produtiva, o incremento de empregos na cadeia produtiva hidrocarbonífera e industrial e a diminuição da emissão de gases de efeito estufa.
- ▶ Atualmente pode ser observado que o setor energético apresenta ainda muitas deficiências que atrasam o desenvolvimento sustentável do país; observam-se claramente as contraposições existentes entre a política social e a atual política econômica, das quais as diferenças cada dia são maiores.

³⁹ IVA Imposto ao valor agregado.

⁴⁰ IT Imposto transação.

⁴¹ IUE Imposto à utilidade

- Esta parte da realidade se faz devido à falta de equilíbrio na economia boliviana, quando atrai investidores para se encarregarem das empresas estratégicas do Estado e quando os investimentos não se mantêm ao longo do tempo e; pior ainda, quando não se produzem convênios para a instalação de empresas com tecnologia de ponta, que possam absorver mão-de-obra, gerar valor agregado e mais impostos para a manutenção do Governo da Bolívia.
- Finalmente, se pode concluir dizendo que o desenvolvimento do setor energético é vital, já que é o motor para o progresso; isto claro, quando se analisam as cifras de investimentos e de movimentação de recursos do setor, superior a outros setores da economia nacional. Portanto, existe a necessidade de avaliar o grau de eficácia da nova organização produtiva do setor, seus aspectos institucionais e regulatórios, enfatizando aspectos de cobertura, equidade e oportunidade para o acesso à energia, com o objetivo de identificar os impactos da reforma setorial frente a problemas vinculados com a segurança, qualidade, preços do fornecimento energético, cobertura, aspectos ambientais, etc., buscando respostas a situação atual no marco existente da reforma, complementando-a, promovendo mudanças mais estruturais e identificando ações que permitam melhorar os indicadores de sustentabilidade do setor. Um grande desafio que o novo Governo deve assumir.

11 BIBLIOGRAFIA

- [1] DORIA, M. S.; “**Gas, Bolivia**”; La Paz, Junio de 2003.
- [2] KINN, L. C.; “**Política Energética Integral**”; Santa Cruz, Junio 2004.
- [3] UDAETA, M.E.M.; CARVALHO, C.E.; GAL VÃO, L.C.R. "Usos Finais da Energia Elétrica", Capítulo 4 do **Livro "Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável"**, Organizadores: Reis L.B. e Silveira S. edusp (Editora da Universidade de São Paulo). ISBN: 85-314-0544-0. Páginas 161 a 196. São Paulo - Brasil, 2000.
- [4] UDAETA, M.E.M. "Gestão de Energia", Apostila. Target Engenharia e Consultoria. São Paulo -Brasil, 2001. 183 p.
- [5] UDAETA, M.E.M.; GALVÃO, L.C.R.; LAFUENTE, R.J.O. Capítulo Bolivia. In: PAULA, Ericson de. (Org.). **Energía para el Desarrollo de América del Sur**. Mackenzie. São Paulo, 2002, p. 69-110.
- [6] DUBROVSKY, H.; UDAETA, M.E.M.; PAULA, E.; GONZÁLES, M.I.; GIRALDO, A.E.B.; MANZONI, G.B.L.; OXILIA, V.; BECERRA, A.; ABREU, A.T.; CORDEIRO, J.L.. **Energía para el Desarrollo de América del Sur**. São Paulo. Mackenzie, 2002. v. 1. 410 p.
- [7] VEGA, F.F. de.; “**El Gas Natural en América Latina y el Caribe**”. Buenos Aires – Argentina, 2004. PennWell.
- [8] GALVÃO, L.C.R.; REIS, L.B.; UDAETA, M.E.M. "A Opção pelo Desenvolvimento Sustentável com a Proposta do Planejamento Integrado de Recursos Energéticos". In: III ENCONTRO DE ECONOMISTAS DE LÍNGUA PORTUCUESA, Macau. 1998, **Anais**.
- [9] BOARATI, J.H.; GALVÃO, L.C.R.; UDAETA, M.E.M. “Full Cost Account for Electricity From Gas or Hydroelectric”. In: GAS AND ELECTRICITY NETWORKS: COMPLEMENTARITY OR COMPETITION? Brasília - DF. **Symposium Papers**. França: CIGRÉ, 2002.
- [10] UDAETA, M.E.M; REIS, L.B; LAFUENTE, R.J.O; ZURITA, R.O.R; BURANI, G.F. "Análisis de la Industria Energética en Bolivia en el Marco del Mercado Competitivo". Rio de Janeiro -Brasil. **Periódico "Revista Brasileira de Energia" -Vol. 8 No 1- 2001**, SBPE. ISSN OIO4-303X.
- [11] UDAETA, M.E.M.; LAFUENTE, R.J.O. “Perspectiva del rubro energético en Bolivia y gas natural”. Cochabamba – Bolivia. **Acta Nova Revista Semestral de ciencias y tecnología de la UCB**. Vol. 2 N° 2, Junho de 2003, p. . ISSN – 1683 – 0768.
- [12] CARVALHO, C.E.; GIMENES, A.L.V.; REIS, L.B.; GRIMONI, I.A.B.; UDAETA, M.E.M "Diagnóstico Energético e Gestão da Energia em Indústrias de Pequeno e Médio Porte". In. XVI SNPTEE, Campinas - SP, 2001. CD-ROM, **Anais**.

- [13] GALVÃO, L.C.R.; CARVALHO, C.E.; GIMENES, A.L.V.; UDAETA, M.E.M. “Power Production With Natural Gas Under The Concept Of The Local IRP Application” In: 25TH INTERNATIONAL CONFERENCE OF THE IAEE, Aberdeen - Escócia: IAEE –International Association for Energy Economics, 2002. CD-ROM, **Proceedings**.
- [14] GALVÃO, L.C.R.; UDAETA, M.E.M. "Aspectos Relevantes do Gás Natural Visando o Planejamento Energético". In: III CBPE, São Paulo -SP. Junho de 1998. SBPE, **Anais**.
- [15] UDAETA, M.E.M.; ZURITA, R.O.R.; LAFUENTE, R.J.O.; GALVÃO, L.C.R. “La Industria Energética en Bolivia y su Vocación Integradora Através del Gas Natural” In: IV ENCONTRO BRASILEIRO DOS PROFISSIONAIS DO GÁS, São Paulo, Gasbrasil, 2003, CD-ROM, **Anais**.
- [16] Instituto de las Américas, **El Gasoducto Sudamericano** Mesa Redonda Ejecutiva Sobre La Integración Regional Energética. Presentada por: Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay y el Instituto de las Américas. Montevideo, Uruguay, agosto del 2005.
- [17] CARRERA G. A. ZAMALLOA “**Avaliação de Alternativas Tecnológicas (GNL e GTL) para a Viabilização de Jazidas de Gás Natural Remotas em Países em Desenvolvimento**” – Estudo de Caso: Jazida de Camisea no Peru” 2004.
- [18] FUNDACIÓN BARILOCHE, Manual del Usuario del Modelo LEAP 2004.
- [19] FUNDACIÓN BARILOCHE, Balances Energéticos, 2006.
- [20] FUNDACIÓN BARILOCHE, La construcción de Escenarios Socioeconómicos para la propuesta energética, 2006.
- [21] FUNDACIÓN BARILOCHE, Los procesos de Sustitución Energética en el Sector Residencial, 2006.
- [22] FUNDACIÓN BARILOCHE, Modelos Energéticos, 2006.
- [23] COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA, precios de nodo para el mercado eléctrico mayorista, 2005.
- [24] Ministerio de Desarrollo Económico, Comisión Política de Estado sobre el Gas Natural; “Política de Estado sobre la Utilización del Gas Natural”; Bolivia , Julio 2002.
- [25] SEMENA, Estudio de Factibilidad Socioeconómica, Financiera e Impacto Ambiental del Corredor de Exportación Porto Velho – Guayaramerin – Trinidad – Puerto Villarroel – Arica o Iquique o Matarile o Ilo, 2006.
- [26] MINISTERIO DE SERVICIOS Y OBRAS PÚBLICAS, Actualización del Plan de Referencial del Sistema interconectado Nacional Boliviano, 2005.
- [27] ANUARIO ESTADÍSTICO, Superintendencia de Electricidad, 2004.

- [28] ANUARIO ESTADÍSTICO, Ministerio de Servicios y Obras Públicas, Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones, 2004.
- [29] LEY DE HIDROCARBUROS DE BOLIVIA 1689 DE 1996.
- [30] NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS DE BOLIVIA 3058 DE 2005.
- [31] DECRETO SUPREMO BOLIVIANO 28.701.
- [32] Código Petroleiro Davenport de 1995.

Páginas Web

- [33] Superintendência de Hidrocarburos de Bolívia; www.superhid.gov.bo, 01/2006.
- [34] Superintendencia General; “Sistema de Regulación Sectorial”; SIRESE; www.sirese.gov.bo, 02/2006.
- [35] Cámara Boliviana de Hidrocarburos; www.cbh.org.bo, 04/2006.
- [36] Instituto Nacional de Estadísticas de Bolivia; www.ine.gov.bo, 02/2006.
- [37] Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos; www.ypfb.gov.bo, 01/2006.
- [38] Comisión de Integración Energética Regional-CIER; www.cier.or.uy, 04/2006.
- [39] Comisión Económica Para América Latina-CEPAL, informe 2004; www.cepal.cl, 04/2006.
- [40] Energy Information Administration-EIA, 2005; www.eia.doe.gov, 05/2006.
- [41] Centro de Documentación e Información de Bolivia, 2006; www.cedib.org, 04/2006.
- [42] Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, www.olade.org.ec, 05/2006.
- [43] ARPEL, www.arpel.org / <http://portal.arpel.org/docs/misitiosembrasil/inicio.htm>, 03/2006.
- [44] ENERGY PRESS-BOLIVIA, www.energypress.com/Bolivia, 03/2006.

ANEXOS

ANEXO A
Detalle de Manejo de Campos por Operadoras

GAS NATURAL (MMpc)			
Campos Por Operadora	Probada	Probable	Probada + Probable
CHACO			
BULO BULO	465,968	190,301	656,224
CAIGUA	11,923	-	11,923
CCARRASCO	32,484	116,218	148,702
CHURUMAS	12,996	37,105	50,101
EL DORADO	52,944	116,487	169,431
H. SUAREZ ROCHA	5,325	1,625	6,950
JUNIN	34,136	10,735	44,871
KANATA	78,271	146,979	225,250
KANATA NORTE	58,653	6,599	65,252
KATARI	-	-	-
LOS CUSIS	508	228	736
LOS MONOS	-	-	-
MONTECRISTO	240	-	240
PALOMETILLAS	36,349	22,289	58,638
PATUJUSAL	644	1,120	1,764
PATUJUSAL OESTE	696	-	696
SAN IGNACIO	4,871	6,929	11,800
SAN ROQUE	167,908	74,217	242,125
SANTA ROSA	17,837	8,313	26,150
SANTA ROSA OESTE	21,014	42,458	63,472
VUELTA GRANDE	486,727	119,018	605,745
TOTAL CHACO	1,489,494	900,621	2,390,115
DONG WON			
PALMAR	12,924	39,384	52,308
TOTAL DONG WON	12,924	39,384	52,308
MATPETROL			
TATARENDA	-	-	-
TOTAL MATPETROL	-	-	-
REPSOL YPF			
CAMBEITI	1,068	-	1,068
ITATIQUI	62,860	-	62,860
MARGARITA	5,861,860	4,647,652	10,508,876
MONTEAGUDO	6,915	435	7,350
PALOMA	72,242	5,369	77,611
SURUBI NORESTE	3,742	1,068	4,810
SURUBI	5,060	14,359	19,419
TOTAL REPSOL YPF	6,013,747	4,668,883	10,681,994
ANDINA			
ARROYO NEGRO	-	-	-
BOQUERON	25,961	3,480	29,441
CAMIRI	392	-	392
CASCABEL	1,243	-	1,243
COBRA	8,719	8,241	19,960
ENCONDA	39,764	7,955	47,719
GUAIRUY	342	-	342
LA PEÑA	15,825	594	16,419
LOS PENOCOS	778	246	1,024
LOS SAUCES	43,865	-	43,865
PALACIOS	4,457	12,001	16,458
PATUJU	49,498	7,248	56,746
PUERTO PALOS	12,224	18,808	31,032
RIO GRANDE	603,811	383,990	987,801
SIRARI	163,316	6,046	169,362

TUNDY	73	-	73
VIBORA	193,437	47,695	241,132
YAPACANI	660,412	11,674	672,086
TOTAL ANDINA	1,824,117	507,978	2,332,095

BG BOLIVIA

ESCONDIDO	113,265	56,144	169,409
IBIBOBO	17,125	-	17,125
LA VERTIENTE	62,841	90,055	152,896
LOS SURIS	54,117	12,952	67,069
PALO MARCADO	42,901	45,794	88,695
TAIGUATI	-	-	-
TOTAL BG BOLIVIA	290,249	204,945	495,194

CANADIAN ENERGY

WARNES	2,936	7,543	10,479
TOTAL CANADIAN ENERGY	2,936	7,543	10,479

PETROBAS ENERGY

CARANDA	122,888	506,935	629,823
COLPA	46,122	22,425	68,547
TOTAL PETROBAS ENERGY	169,010	529,360	698,370

PETROBAS BOLIVIA

SAN ALBERTO	7,192,598	4,551,783	11,744,381
SABALO	5,731,968	4,936,284	10,668,252
TOTAL PETROBAS BOLIVIA	12,924,566	9,488,067	22,412,633

PLUSPETROL

BARREDERO	-	-	-
BERMEJO	2,082	14,308	16,390
TAJIBO	12,250	16,770	29,020
TORO	-	-	-
HUAYCO	17,885	7,860	25,745
MADREJONES BOLIVINO	13,859	69,192	83,051
RIO SECO	13,901	24,604	38,505
TACOBO	90,214	633,097	723,311
TOTAL PULPETROL	150,191	765,831	916,022

E&P BOLIVIE

ITAU	3,273,845	4,483,300	7,757,145
TOTAL E&P BOLIVIE	3,273,845	4,483,300	7,757,145

VINTAGE

NARANJILLOS	473,881	397,503	871,384
ÑUPUCO	123,163	33,087	156,250
PORVENIR	622	2,666	3,288
TOTAL VINTAGE	597,666	433,256	1,030,922

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

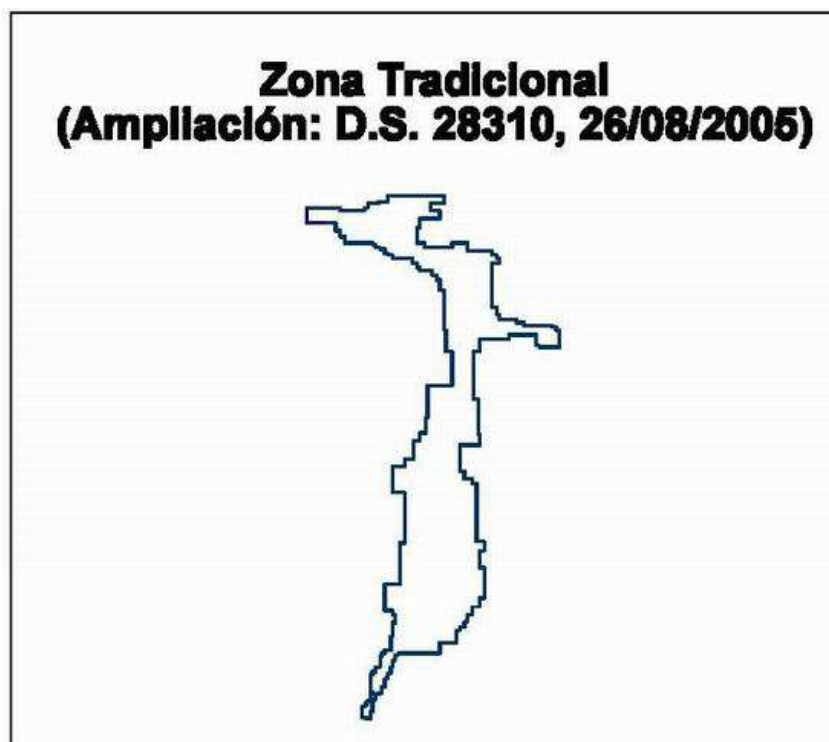
ANEXO B
Áreas de Contratos de Riesgo Compartido y Áreas de Operación Reservadas para YPFB

ÁREAS DE EXPLORACIÓN						
COMPAÑÍA	NÚMERO	BLOQUE		EXTENSIÓN (Hectáreas)		
				PARCIAL	SUBTOTAL	TOTAL
ANDINA	1N	AMBORO - ESPEJOS	AMBORO-ESPEJOS NORTE	158,125.00	208,750.00	331,875.00
	1S		AMBORO-ESPEJOS SUR	50,625.00		
	2	SARA BOOMERANG-I		94,375.00	94,375.00	
	3N	SARA BOOMERANG-III	SARA BOOMERANG-III NORTE	18,375.00	28,750.00	
3S	SARA BOOMERANG-III SUR		9,375.00			
CHACO	4	CHIMORÉ-I		14,375.00	14,375.00	14,375.00
PETROBRAS	5	INGRE		35,000.00	35,000.00	1,074,012.43
	6	IRENDA		25,000.00	25,000.00	
	7	RÍO HONDO		1,000,000.00	1,000,000.00	
	8E	SAN ALBERTO	SAN ALBERTO ESTE	5,282.43	14,012.43	
8W	SAN ALBERTO OESTE		8,750.00			
PLUSPETROL	9	ENTRE RÍOS		212,500.00	212,500.00	212,500.00
REPSOL - YPF	10E	CAIPIPENDI	CAIPIPENDI ESTE	21,250.00	107,500.00	107,500.00
	10C		CAIPIPENDI CENTRO	60,375.00		
	10W		CAIPIPENDI OESTE	17,500.00		
	10SA		CAIPIPENDI SUR "A"	1,500.00		
	10SB		CAIPIPENDI SUR "B"	1,650.00		
	10SC		CAIPIPENDI SUR "C"	5,225.00		
	11	CHARAGUA		78,750.00	78,750.00	
	12N	TUICHI	TUICHI NORTE	50,000.00	512,500.00	512,500.00
	12S		TUICHI SUR	462,500.00		
TOTAL	13	AQUIO		25,400.00	25,400.00	49,150.00
	14	IPATI		23,750.00	23,750.00	
TOTAL ÁREA DE EXPLORACIÓN						2,380,862.43

ÁREAS DE OPERACIÓN RESERVADAS PARA YPFB			
NÚMERO	BLOQUE	HECTÁREAS	ZONA
1	MADRE DE DIOS	500.000,00	NO TRADICIONAL
2	MADIDI	242.500,00	NO TRADICIONAL
3	SECURE	723.495.38	NO TRADICIONAL
4	CEDRO	124.275,00	TRADICIONAL
5	CAROHUAICHO	408.000,00	TRADICIONAL
6	IÑAU	100.000,00	TRADICIONAL
7	AGUARAGUE	114.375,00	TRADICIONAL
8	TIACIA	91.225,00	TRADICIONAL
9	IÑIGUAZU	64.375,00	TRADICIONAL
10	COIPASA	515.000,00	NO TRADICIONAL
11	CORREGIDORES	655.000,00	NO TRADICIONAL
TOTAL		3'538.245,38 Has.	

Fuente: Contratos de Riesgo Compartido, Escrituras Públicas, aprobación de Declaración de Descubrimiento Comercial y Áreas de Retención

ÁREAS DE EXPLOTACIÓN						
COMPAÑÍA	NÚMERO	CAMPO	EXTENSIÓN (1 hectárea)			
			PARCIAL	SUBTOTAL	TOTAL	
ANDINA	1	ARROYO NEGRO (*)	2,600.00			
	2	BOQUERÓN	3,750.00			
	3	CAMIRI	13,750.00			
	4	CASCABEL	3,750.00			
	5	COBRA	1,250.00			
	6	ENCONADA	3,125.00			
	7	GUAYRUY	10,000.00			
	8	LA PEÑA - TUNDOY	6,600.00			
	9	LOS PENOCOS (*)	1,250.00			
	10	LOS SALICES (*)	25,000.00			
	11	PALACIOS	625.00			
	12	PATUKU	1,250.00			
	13	PUERTO PALOS	1,250.00			
	14	RÍO GRANDE	21,875.00			
	15	SIRARI	3,750.00			
	16	VÍBORA	4,375.00			
	17	YAPACANI	5,000.00			
	B.G. BOLIVA	18	IBOBO (**)	8,860.00	8,860.00	
19		LA VERTIENTE	ESCONDIDO	7,500.00		
			LA VERTIENTE	20,000.00	37,500.00	
			TANGLATI	10,000.00		
20		LOS SURS	5,000.00	5,000.00		
21	PALO MARCADO (**)	6,280.00	6,280.00			
CANADIAN ENERGY	22	WARREN	1,825.00	1,825.00	1,825.00	
CHACO	23	BULO BULO	8,750.00			
	24	CAQUA	1,875.00			
	25	CARRASCO	6,250.00			
	26	CHURUMAS	6,750.00			
	27	EL DORADO (**)	18,250.00			
	28	HUMBERTO SUÁREZ ROCA	3,750.00			
	29	JUNÍN	1,875.00			
	30	KANATA (*)	10,000.00			
	31	KANATA NORTE (*)	4,375.00			
	32	KATARI	2,600.00			
	33	LOS CURIB	2,600.00			
	34	LOS MONOS	2,600.00			
	35	MONTECRISTO	550.00			
	36	PALOMETAS-NW	6,250.00			
	37	PATUJUBAL	5,000.00			
	38	PERCHELES (**)	26,000.00			
	39	SAN IGNACIO	3,750.00			
	40	SAN ROQUE	3,750.00			
	41	SANTA ROSA	6,875.00			
	42	SANTA ROSA W	1,250.00			
43	VUELTA GRANDE	6,250.00				
DON WONG	44	PALMAR	2,500.00	2,500.00	2,500.00	
MATPETROL	45	TARARENDA	5,000.00	12,500.00	12,500.00	
	46	VILLAMONTES	7,500.00			
PETROBRAS ENERGÍA S.A.	47	CARANDA - COLPA (**)	22,800.00	22,800.00	22,800.00	
PETROBRAS	48	BÁSALO (*)	34,450.00			
	49	SAN ALBERTO (*)	17,968.56	51,968.56	51,968.56	
PLUSPETROL	50	BERMEJO-TORO-BARRIEDERO-TIGRE-SAN TELMO	10,067.50			
	51	HUAYCO	7,500.00			
	52	MADREJONES BOLIVIANO (*)	26,000.00			
	53	RÍO BEGO	18,750.00			
	54	TACOBO (*)	23,625.00			
	55	TARBO (*)	14,375.00			
REPSOL - YPF	56	CAMBETI	2,000.00			
	57	ITATIQUI (**)	20,800.00			
	58	MARGARITA (*)	87,400.00			
	59	MONTEAGUDO	3,000.00			
	60	SURUBÍ	15,000.00			
	61	SURUBÍ NOROESTE (*)	25,000.00			
	62	ITAI (**)	24,800.00	62,525.00	62,525.00	
TOTAL	63	INCAHUASI (**)	37,625.00			
VINTAGE	64	CHACO SUR (*)	4,800.00			
	65	NARANJILLOS (**)	6,250.00			
	66	RUPUCO	9,000.00			
	67	PORVENIR	7,500.00	27,250.00	27,250.00	
TOTAL ÁREA DE EXPLOTACIÓN					732,246.06	



RESUMEN	EXTENSIÓN (Hectáreas)		
	EXPLORACIÓN	EXPLORACIÓN	TOTAL
ÁREA CON CONTRATO	2,380,862.43	732,246.06	3,112,808.49
ÁREA LIBRE			50,367,091.51
ÁREA DE INTERÉS PETROLERO			53,500,000.00
(*) ÁREA DE COMERCIALIDAD			
(**) ÁREA DE RETENCIÓN			
(***) ÁREA CON DESCUBRIMIENTO COMERCIAL EN PROFUNDIDAD			

Fuente: Contratos de Riesgo Compartido, Escrituras Públicas, aprobación de Declaración de Descubrimiento Comercial y Áreas de Retención

ANEXO C

Contratos de Riesgo Compartido Emergentes de la Capitalización de YPF B

A. EXPLORACIÓN

	Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Bloque	Parcelas	Hectáreas
1	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Amboró Espejos	83.50	208,750.00
2	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Sara Boomerang I	37.75	94,375.00
3	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Sara Boomerang III*	13.00	32,500.00
4	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Grigotá**	10.00	25,000.00
5	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco S.A.	100%	Chimoré I ***	11.50	28,750.00
6	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco S.A.	100%	Juan Latino II ****	10.00	25,000.00

B. EXPLOTACIÓN

	Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Campo	Parcelas	Hectáreas
1	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Cobra	0.50	1,250.00
2	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Cascabel	1.50	3,750.00
3	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Enconada	1.25	3,125.00
4	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Boquerón	1.50	3,750.00
5	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Gusiruy	4.00	10,000.00
6	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Puerto Palos	0.50	1,250.00
7	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Carriri	5.50	13,750.00
8	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Río Grande	8.75	21,875.00
9	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Sirari	1.50	3,750.00
10	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Yapacaní	2.00	5,000.00
11	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Pabujú	0.50	1,250.00
12	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Palacios	0.25	625.00
13	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	La Peña-Tundy	3.40	8,500.00
14	10-Abr-97	Empresa Petrolera Andina S.A.	Empresa Petrolera Andina	100%	Víbora	1.75	4,375.00
15	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	San Ignacio	1.50	3,750.00
16	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Los Ousis	1.00	2,500.00
17	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Vuelta Grande	2.50	6,250.00
18	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Santa Rosa	2.75	6,875.00
19	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Santa Rosa W	0.50	1,250.00
20	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	San Roque	1.50	3,750.00
21	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Palometas NW	2.50	6,250.00
22	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Bulo Bulo	3.50	8,750.00
23	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Pabujusal ***	2.00	5,000.00
24	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Humberto Suárez	1.50	3,750.00
25	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Los Monos	1.00	2,500.00
26	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Katari	1.00	2,500.00
27	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Junín	0.75	1,875.00
28	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Churunas	3.50	8,750.00
29	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Carrasco	2.50	6,250.00
30	10-Abr-97	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Caigua	0.75	1,875.00
31	25-May-04	Empresa Petrolera Chaco S.A.	Empresa Petrolera Chaco	100%	Montecristo	0.22	550.00

*** Patujusal: 0.25 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Patujusal Oeste

* Sara Boomerang III: 0.5 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Los Penecos y 1 parcela seleccionada como Área de Explotación Campo Arroyo Negro.

** Grigotá: 10 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Los Sauces

*** Chimoré I: 4 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Kanata y 1.75 parcelas adicionales como ampliación para el Campo Kanata Norte

**** Juan Latino II: 10 parcelas seleccionadas como Área de Retención Campo Percheles

ANEXO D
Contratos de Riesgo Compartido Emergentes de la Conversión de los
Contratos de Operación y Asociación

A. EXPLORACIÓN

	Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Bloque	Parcelas	Hectáreas
1	05-Nov-90	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P Bolivia S.A. BG Bolivia Corporation PAE E&P Bolivia Ltd.	37.50% 37.50% 25.00%	Caipipendi**** (4) (5)	77.96	194,900.00
2	29-Jul-96(1)	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	100.00%	Bloque XIX-Chaco**	1.80	4,500.00
3	10-Oct-96	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A. Total Exploration Production Bolivie Empresa Petrolera Andina S.A.	35.00% 15.00% 50.00%	San Alberto*	12.60	31,520.99
4	10-Oct-96	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A. Total Exploration Production Bolivie Empresa Petrolera Andina S.A.	35.00% 15.00% 50.00%	San Antonio*****	13.78	34,450.00
5	29-Jul-96(2)	BG Bolivia Corporation	BG Bolivia Corporation	100.00%	Bloque XX-Tarija Este *****	6.04	15,100.00
6	29-Jul-96(2)	Total Exploration Production Bolivie	Total Exploration Production Bolivie Mobil Boliviana de Petróleos Inc. BG Bolivia Corporation	41.00% 34.00% 25.00%	Bloque XX-Tarija Oeste *****	9.96	24,900.00
7	23-Feb-95	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P Bolivia S.A. BG Bolivia Corporation EPEC Ventures Bolivia Corporation Empresa Petrolera Chaco S.A.	20.00% 20.00% 10.00% 50.00%	Charagua ***** (5)	39.70	99,250.00
8	04-Ago-89	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	100.00%	Mamoré I (7) *****	10.00	25,000.00

B. EXPLOTACIÓN

	Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Campo	Parcelas	Hectáreas
1	11-Oct-77	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	100.00%	Porvenir	3.00	7,500.00
2	04-Ago-89	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	100.00%	Sunubí (7)	6.00	15,000.00
3	04-Ago-89	Petrobras Energía S.A. Sucursal Bolivia	Petrobras Energía S.A. Sucursal Bolivia	100.00%	Colpa-Caranda*** (3) (8)	9.12	22,800.00
4	23-Oct-90	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	100.00%	Bernejo,Toro,Barredero, Tigre,San Telmo	4.04	10,087.50
5	09-Jul-92	Dong Won Corporation Bolivia	Dong Won Corporation Bolivia	100.00%	Palmar	1.00	2,500.00
6	21-Mar-77	BG Bolivia Corporation	BG Bolivia Corporation	100.00%	La Vertiente	15.00	37,500.00
7	26-Abr-78	BG Bolivia Corporation	BG Bolivia Corporation	100.00%	Los Surtis	2.00	5,000.00
8	09-Oct-95	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	Vintage Petroleum Boliviana Ltd. Empresa Petrolera Chaco S.A.	50.00% 50.00%	Ñupuco	3.60	9,000.00

*** Campo Caranda: Descubrimiento comercial en niveles profundos del mismo campo

* San Alberto: 7.00 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo San Alberto.

** Chaco: 3.30 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Chaco Sur. 1.50 parcelas devueltas, área de explotación actual 1.80 parcelas.

**** Caipipendi: 34.96 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Margarita.

***** San Antonio: 13.78 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Sábalo.

***** Charagua: 8.20 parcelas seleccionadas como Área de Retención Campo Itatiqui.

***** Tarija Oeste: 9.96 parcelas seleccionadas como Área de Retención Campo Itaú.

***** Tarija Este: 2.5 parcelas seleccionadas como Área de Retención Campo Palo Marcado y 3.54 parcelas seleccionadas como Área de Retención para el Campo Ibibobo.

***** Mamoré I: 10 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Surubí Noroeste.

ANEXO E

Contratos de Riesgo Compartido resultantes de las licitaciones internacionales de áreas y de campos menores

LICITACIONES VPNC-001/97 y VPNC-002/97

A. EXPLORACIÓN

	Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Bloque	Parcelas	Hectáreas
1	10-Dic-97	Chaco S.A.	Chaco S.A. Petrolex S.A.	90.00% 10.00%	El Dorado (9) *****	7.30	18,250.00
2	05-Dic-97	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	100.00%	Tuichi (2)	205.00	512,500.00
3	08-Dic-97	Pluspetrol Bolivia Corporation S.	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A. Petrobras Bolivia S.A.	40.00% 60.00%	Entre Rios (1)	85.00	212,500.00
4	08-Dic-97	Pluspetrol Bolivia Corporation S.	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	100.00%	Yacuiba (1) ****	10.00	25,000.00
5	08-Dic-97	Pluspetrol Bolivia Corporation S.	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	100.00%	San Isidro (1) *****	15.20	38,000.00
6	24-Nov-97	Total Exploration Production Boli	Total Exploration Production Tecuipetrol de Bolivia S.A.	80.00% 20.00%	Ipati (5) *****	24.55	61,375.00
7	08-Dic-97	Pluspetrol Bolivia Corporation S.	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	100.00%	Río Seco * (1)	7.50	18,750.00
8	08-Dic-97	Pluspetrol Bolivia Corporation S.	Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	100.00%	O'Connor-Huayco**	3.00	7,500.00

* Río Seco: 7.50 parcelas de Explotación.

** O'Connor-Huayco: 3.00 parcelas de Explotación.

**** Yacuiba: 10 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Madrejonas Boliviano.

***** San Isidro: 9.45 parcelas seleccionadas como Área de Explotación Campo Tacobo y 5.75 parcelas como Área de Explotación Campo Tajibo.

***** El Dorado: 7.30 parcelas seleccionadas como Área de Retención Campo El Dorado.

***** Ipati: 15.05 parcelas seleccionadas como Área de Retención Campo Incahuasi.

B. EXPLOTACIÓN

	Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Campo	Parcelas	Hectáreas
1	01-Dic-97	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P Bolivia S.A. Petrolex S.A. Empresa Petrolera Andina S.A. Petrobras Bolivia S.A.	30.00% 30.00% 20.00% 20.00%	Monteagudo (10)	1.20	3,000.00
2	08-Ene-98	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	100.00%	Naranjillos***	2.50	6,250.00
3	25-Jun-98	Canadian Energy Enterprises	Canadian Energy Enterprises Monelco S.R.L.	50.00% 50.00%	Ulamas (3)	0.73	1,825.00

*** Campo Naranjillos: Descubrimiento comercial en nivel Iquini Inferior en el mismo campo

LICITACIONES VPNC-001/98 y VPNC-002/98

B. EXPLOTACIÓN

	Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Campo	Parcelas	Hectáreas
1	03-Nov-98	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	100.00%	Cambelti (4)	0.80	2,000.00
2	03-Dic-98	Matpetrol S.A.	Matpetrol S.A. Servicios Integrales EPSI Ltda. Stemer Investments Corp.	42.00% 42.00% 16.00%	Tatrenda (6)	2.00	5,000.00

LICITACIÓN VPNC-002/2000

B. EXPLOTACIÓN

Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Campo	Parcelas	Hectáreas
1 08-Nov-00	Matpetrol S.A	Matpetrol S.A. Orca S.A. Geotlyne Energy Inc. Suc.Bolivia	60.00% 25.00% 15.00%	Villamontes (7)	3.00	7,500.00

LICITACIÓN VPNC-001/2001

A. EXPLORACIÓN

Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Bloque	Parcelas	Hectáreas
1 30-Oct-01	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A. Total Exploration Production	50.00% 50.00%	Río Hondo	400.00	1,000,000.00
2 30-Oct-01	Total Exploration Production Boli	Total Exploration Production Tecpetrol de Bolivia S.A.	80.00% 20.00%	Águila (8)	10.16	25,400.00
3 07-Nov-01	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A.	100.00%	Ingre	14.00	35,000.00

LICITACIÓN VPNC-001/2003

A. EXPLORACIÓN

Fecha Efectiva	Operador	Socios	Participación	Bloque	Parcelas	Hectáreas
1 28-Oct-03	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A.	100.00%	Irenda	10.00	25,000.00

ANEXO F
Volúmenes y Valor de las Exportaciones
Volúmenes de Gas Natural Exportados en Millones de Pies Cúbicos (MMPCS)

EXPORTACIÓN (MMPCS)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<u>Exportación Argentina:</u>										
Contrato Compra y Venta YPFB-YPF	75.069	73.862	76.553	72.487	72.571	56.576	56.329	22.069		
Exportacion Directa Pluspetrol										
- Bermejo								602	666	967
- Madrejones										561
Exportacion YPFB a Repsol YPF, Petrobras Argentina y Pluspetrol - Yacuiba										
Sub Total - Argentina	75.069	73.862	76.553	72.487	72.571	56.576	56.329	22.671	666	1.528
<u>Exportación Brasil:</u>										
Contrato Compra y Venta YPFB-Petrobras								14.136	74.224	127.370
Contrato Compra y Venta BG-COMGAS										4.282
Contrato Compra y Venta ANDINA CUIABA										2.188
Sub Total - Brasil								14.136	74.224	133.840
GRAN TOTAL	75.069	73.862	76.553	72.487	72.571	56.576	56.329	36.807	74.890	135.368

Volúmenes de Gas Natural Exportados en Millones de Metros Cúbicos por Día (MMm3D)

EXPORTACIÓN (MMm3D)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<u>Exportación Argentina:</u>										
Contrato Compra y Venta YPFB-YPF	5,81	5,73	5,94	5,62	5,61	4,39	4,37	1,71		
Exportacion Directa Pluspetrol										
- Bermejo								0,05	0,05	0,08
- Madrejones										0,04
Exportacion YPFB a Repsol YPF, Petrobras Argentina y Pluspetrol - Yacuiba										
Sub Total - Argentina	5,81	5,73	5,94	5,62	5,61	4,39	4,37	1,76	0,05	0,12
<u>Exportación Brasil:</u>										
Contrato Compra y Venta YPFB-Petrobras								1,10	5,74	9,88
Contrato Compra y Venta BG-COMGAS										0,33
Contrato Compra y Venta ANDINA CUIABA										0,17
Sub Total - Brasil								1,10	5,74	10,38
GRAN TOTAL	5,81	5,73	5,94	5,62	5,61	4,39	4,37	2,86	5,79	10,50

Valor de las Exportaciones en Millones de Dólares (MMUS\$)

EXPORTACIÓN (MMUS\$)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<u>Exportación Argentina:</u>										
Contrato Compra y Venta YPFB-YPF	122,81	90,19	91,65	92,41	94,22	69,18	55,78	17,96		
Exportacion Directa Pluspetrol										
- Bermejo									N.D.	N.D.
- Madrejones										N.D.
Exportacion YPFB a Repsol YPF, Petrobras Argentina y Pluspetrol - Yacuiba										
Sub Total - Argentina	122,81	90,19	91,65	92,41	94,22	69,18	55,78	17,96	0,00	0,00
<u>Exportación Brasil:</u>										
Contrato Compra y Venta YPFB-Petrobras								15,12	119,95	220,75
Contrato Compra y Venta BG-COMGAS										N.D.
Contrato Compra y Venta ANDINA CUIABA										N.D.
Sub Total - Brasil								15,12	119,95	220,75
GRAN TOTAL	122,81	90,19	91,65	92,41	94,22	69,18	55,78	33,08	119,95	220,75

ANEXO G
Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
Según Actividad, 1990-2000 (en giga gramos)

CATEGORÍA DE FUENTES	EMISIONES			
	1990	1994	1998	2000
TOTAL	38533,87	50533,48	54706,57	54912,75
Dióxido de Carbono (CO₂)	36.894,55	48.447,97	52.522,50	52.539,06
Combustión (Energía)	4.981,32	7.572,40	8133,71	7056,38
Emisiones fugitivas (Energía)	90,89	110,36	143,16	118,98
Procesos industriales	313,97	463,50	654,02	607,48
Uso de solventes y otros Productos				
Agricultura				
Cambio en el Uso de la Tierra y				
Silvicultura	31.508,37	40.301,71	43591,61	44756,22
Residuos				
Metano (CH₄)	495,66	635,76	666,00	706,02
Combustión (Energía)	8,41	8,37	7,14	6,58
Emisiones fugitivas (Energía)	35,57	85,61	44,72	32,01
Procesos industriales				
Uso de solventes y otros Productos				
Agricultura	397,07	441,66	486,61	516,38
Cambio en el Uso de la Tierra y				
Silvicultura	50,34	79,86	80,82	98,15
Residuos	4,27	20,26	46,71	52,9
Óxido Nitroso (N₂O)	2,21	3,34	3,33	3,62
Combustión (Energía)	0,21	0,25	0,28	0,26
Emisiones fugitivas (Energía)	0,01	0,03	0,01	0,01
Procesos industriales				
Uso de solventes y otros Productos				
Agricultura	1,35	2,15	2,09	2,25
Cambio en el Uso de la Tierra y				
Silvicultura	0,35	0,55	0,56	0,67
Residuos	0,29	0,36	0,39	0,43
Óxidos de Nitrógeno (NO_x)	49,51	68,21	78,60	77,12
Combustión (Energía)	31,38	42,56	52,37	45,99
Emisiones fugitivas (Energía)	0,07	0,08	0,1	0,09
Procesos industriales				
Uso de solventes y otros Productos				
Agricultura	5,55	5,73	6,05	6,65
Cambio en el Uso de la Tierra y				
Silvicultura	12,51	19,84	20,08	24,39
Residuos				
Monóxido de Carbono (CO)	1.016,23	1.297,19	1.347,80	1.504,93
Combustión (Energía)	295,24	305,11	330,82	304,53

Emisiones fugitivas (Energía)	0,12	0,13	0,16	0,14
Procesos industriales		0,01	0,01	0,01
Uso de solventes y otros Productos			0,4	
Agricultura	280,40	293,16	309,2	341,44
Cambio en el Uso de la Tierra y Silvicultura	440,47	698,78	707,21	858,81
Residuos				
Comp. Orgánicos Volátiles diferentes al CH4 (COVDM)	53,39	54,95	65,11	61,52
Combustión (Energía)	43,65	43,80	49,61	44,51
Emisiones fugitivas (Energía)	6,02	7,02	8,22	7,42
Procesos industriales	3,63	3,95	6,88	8,6
Uso de solventes y otros Productos	0,09	0,18	0,4	0,99
Agricultura				
Cambio en el Uso de la Tierra y Silvicultura				
Residuos				
Dióxido de Azufre (SO₂)	11,16	13,03	13,70	12,11
Combustión (Energía)	9,83	11,42	11,75	10,32
Emisiones fugitivas (Energía)	1,15	1,34	1,57	1,42
Procesos industriales	0,18	0,27	0,38	0,37
Uso de solventes y otros Productos				
Agricultura				
Cambio en el Uso de la Tierra y Silvicultura				
Residuos				
Hidrofluorocarbono (HCFs)	11,16	13,03	9,53	8,37
Combustión (Energía)	9,83	11,42		
Emisiones fugitivas (Energía)	1,15	1,34		
Procesos industriales	0,18	0,27	9,53	8,37
Uso de solventes y otros Productos				
Agricultura				
Cambio en el Uso de la Tierra y Silvicultura				
Residuos				

Fuente: Proyectos cambios climáticos - ministerio de desarrollo sostenible y planificación - INE

ANEXO H
Decreto Supremo 28.701

DECRETO SUPREMO 28.701

EVO MORALES AYMA
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA
“HEROES DEL CHACO”

CONSIDERANDO:

Que en históricas jornadas de lucha, el pueblo ha conquistado a costa de su sangre, el derecho de que nuestra riqueza hidrocarburífera vuelva a manos de la nación y sea utilizada en beneficio del país.

Que en el Referéndum Vinculante de 18 de julio de 2004, a través de la contundente respuesta a la pregunta 2, el pueblo ha decidido, de manera soberana, que el Estado Nacional recupere la propiedad de Todos los hidrocarburos producidos en el país.

Que de acuerdo a lo expresamente dispuesto en los Artículos 136, 137 y 139 de la Constitución Política del Estado, los hidrocarburos son bienes nacionales de dominio originario, directo, inalienables e imprescriptibles del Estado, razón por la que constituyen propiedad pública inviolable.

Que por mandato del inciso 5 del Artículo 59 de la Constitución Política del Estado, los contratos de explotación de riquezas nacionales deben ser autorizados y aprobados por el Poder Legislativo, criterio reiterado en la sentencia del Tribunal Constitucional N0 00 19/2005 de 7 de marzo de 2005.

Que esta autorización y aprobación legislativa constituye fundamento del contrato de explotación de riquezas nacionales por tratarse del consentimiento que otorga la nación, como propietaria de estas riquezas, a través de sus representantes.

Que las actividades de exploración y producción de hidrocarburos se están llevando adelante mediante contratos que no han cumplido con los requisitos constitucionales y que violan expresamente los mandatos de la Carta Magna al entregar la propiedad de nuestra riqueza hidrocarburífera a manos extranjeras.

Que ha expirado el plazo de 180 días, señalado por el Artículo 5 de la Ley N0 3058 de 17 de mayo de 2005 Ley de Hidrocarburos, para la suscripción obligatoria de nuevos contratos.

Que el llamado proceso de capitalización y privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB ha significado no sólo un grave daño económico al Estado, sino además un acto de traición a la patria al entregar a manos extranjeras el control y la dirección de un sector estratégico, vulnerando la soberanía y la dignidad nacionales.

Que de acuerdo a los Artículos 24 y 135 de la Constitución Política del Estado, todas las empresas establecidas en el país se consideran nacionales y están sometidas a la soberanía, leyes y autoridades de la República.

Que es voluntad y deber del Estado y del Gobierno Nacional, nacionalizar y recuperar la propiedad de los hidrocarburos, en aplicación a lo dispuesto por la Ley de Hidrocarburos.

Que el Pacto Internacional de los Derechos Civiles y Políticos, como también el Pacto de los Derechos Económicos y Culturales, suscritos el 16 de diciembre de 1966, determinan que: ... todos los pueblos pueden disponer libremente de sus riquezas y recursos naturales, sin perjuicio de las obligaciones que derivan de la cooperación económica internacional basada en el principio del beneficio recíproco, así como del derecho internacional. En ningún caso podrá privarse a un pueblo de sus propios medios de subsistencia

Que Bolivia ha sido el primer país del Continente en nacionalizar sus hidrocarburos, en el año 1937 a la Standar Oil Co., medida heroica, que se tomó nuevamente en el año 1969 afectando

a la Gulf Oil, correspondiendo a la generación presente llevar adelante la tercera y definitiva nacionalización de su gas y su petróleo.

Que esta medida se inscribe en la lucha histórica de las naciones, movimientos sociales y pueblos originarios por reconquistar nuestras riquezas como base fundamental para recuperar nuestra soberanía.

Que por lo expuesto corresponde emitir la presente disposición, para llevar adelante la nacionalización de los recursos hidrocarburíferos del país.

EN CONSEJO DE MINISTROS

DECRETA:

ARTICULO 1.- En ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país.

El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos.

ARTICULO

2.-

I. A partir del 1 de mayo del 2006, las empresas petroleras que actualmente realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB, toda la producción de hidrocarburos.

II. YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización.

ARTICULO

3.-

I. Sólo podrán seguir operando en el país las compañías que acaten inmediatamente las disposiciones del presente Decreto Supremo, hasta que en un plazo no mayor a 180 días desde su promulgación, se regularice su actividad, mediante contratos, que cumplan las condiciones y requisitos legales y constitucionales. Al término de este plazo, las compañías que no hayan firmado contratos no podrán seguir operando en el país.

II. Para garantizar la continuidad de la producción, YPFB, de acuerdo a directivas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, tomará a su cargo la operación de los campos de las compañías que se nieguen a acatar o impidan el cumplimiento de lo dispuesto en el presente Decreto Supremo.

III. YPFB no podrá ejecutar contratos de explotación de hidrocarburos que no hayan sido individualmente autorizados y aprobados por el Poder Legislativo en pleno cumplimiento del mandato del inciso 5 del Artículo 59 de la Constitución Política del Estado,

ARTICULO 4.-

I. Durante el período de transición, para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los 100 millones de pies cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuirá de la siguiente forma: 82% para el Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos IDH y 32% a través de una participación adicional para YPFB), y 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades).

II. Para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido menor a 100 millones de pies cúbicos diarios, durante el período de transición, se mantendrá la actual distribución del valor de la producción de hidrocarburos.

III. El Ministerio de Hidrocarburos y Energía determinará, caso por caso y mediante auditorias, las inversiones realizadas por las compañías, así como sus amortizaciones, costos de operación y rentabilidad obtenida en cada campo. Los resultados de las auditorias servirán

de base a YPFB para determinar la retribución o participación definitiva correspondiente a las compañías en los contratos a ser firmados de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3 del presente Decreto Supremo.

ARTICULO

5.-

I. El Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país.

II. El Ministerio de Hidrocarburos y Energía regulará y normará estas actividades hasta que se aprueben nuevos reglamentos de acuerdo a Ley.

ARTICULO

6.-

I. En aplicación a lo dispuesto por el Artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos, se transfieren en propiedad a YPFB, a título gratuito, las acciones de los ciudadanos bolivianos que formaban parte del Fondo de Capitalización Colectiva en las empresas petroleras capitalizadas Chaco SA., Andina SA. y Transredes SA.

II. Para que esta transferencia no afecte el pago del EONOSOL, el Estado garantiza la reposición de los aportes por dividendos, que estas empresas entregaban anualmente al Fondo de Capitalización Colectiva.

III. Las acciones del Fondo de Capitalización Colectiva que están a nombre de las Administradoras de Fondos de Pensiones en las empresas Chaco SA., Andina SA. y Transredes SA. serán endosadas a nombre de YPFB,

ARTICULO

7.-

I. El Estado, recupera su plena participación en toda la cadena productiva del sector de hidrocarburos.

II. Se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco SA., Andina SA., Transredes SA., Petrobras Bolivia Refinación SA. y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia SA.

III. YPFB nombrará inmediatamente a sus representantes y síndicos en los respectivos directorios y firmará nuevos contratos de sociedad y administración en los que se garantice el control y la dirección estatal de las actividades hidrocarburíferas en el país.

ARTICULO

8.-

En 60 días, a partir de la fecha de promulgación del presente Decreto Supremo y dentro del proceso de refundación de YPEB, se procederá a su reestructuración integral, convirtiéndola en una empresa corporativa, transparente, eficiente y con control social.

ARTICULO

9.-

En todo lo que no sea contrario a lo dispuesto en el presente Decreto Supremo, se seguirán aplicando los reglamentos y normas vigentes a la fecha, hasta que sean modificados de acuerdo a ley.

Los Señores Ministros de Estado, el Presidente de YPFB y las Fuerzas Armadas de la Nación, quedan encargados de la ejecución y cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Es dado en el Palacio de Gobierno de la ciudad de La Paz, al primer día del mes de mayo del año dos mil seis.

FDO. EVO MORALES AYMA. David Choquehuanca Céspedes, Juan Ramón Quintana Tabora, Alicia Muñoz Alá, Walker San Miguel Rodríguez, Carlos Villegas Quiroga, Luis Alberto Arce Catacora, Abel Mamani Marca, Celinda Sosa Lunda, Salvador Ric Riera, Hugo Salvatierra Gutiérrez, Andrés Solíz Rada, Walter Villarroel Morochi, Santiago Alex Gálvez Mamani Ministro de Trabajo e Interino de Justicia, Félix Patzi Paco, Nila Heredia Miranda.