

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**

**INSTITUTO DE FILOSOFIA E CIÊNCIAS HUMANAS**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM RELAÇÕES INTERNACIONAIS**

**A IMPORTÂNCIA DA PETROBRAS  
NAS RELAÇÕES BOLÍVIA-BRASIL (1996-2007)**

**Marcos Carra**

**Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Relações Internacionais da UFRGS como pré-requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Relações Internacionais.**

**Orientador: Prof. Dr. Marco Aurélio Chaves Cepik**

**Porto Alegre**

**Fevereiro de 2008**

## ÍNDICE

<b>AGRADECIMENTOS.....</b>	<b>7</b>
<b>APRESENTAÇÃO.....</b>	<b>8</b>
<b>GLOSSÁRIO.....</b>	<b>9</b>
<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>1. O ESTADO E A EMPRESA MULTINACIONAL.....</b>	<b>17</b>
<b>1.1. O Fim de Bretton Woods e Suas Consequências.....</b>	<b>17</b>
<b>1.2. A Importância da Empresa Multinacional.....</b>	<b>31</b>
<b>1.2.1. Conceitos Relativos às Empresas Multinacionais.....</b>	<b>31</b>
<b>1.2.2. A Expansão das Empresas Multinacionais.....</b>	<b>33</b>
<b>1.3. As Concepções Teóricas de Robert Gilpin.....</b>	<b>36</b>
<b>2. CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE HIDROCARBONETOS.....</b>	<b>41</b>
<b>2.1. O Setor de Infra-Estrutura.....</b>	<b>41</b>
<b>2.1.1. Definições e Distinções.....</b>	<b>42</b>
<b>2.1.2. Características do Setor de Infra-Estrutura.....</b>	<b>43</b>
<b>2.1.3. A Função do Estado.....</b>	<b>46</b>
<b>2.2. A Indústria Petrolífera.....</b>	<b>48</b>
<b>2.2.1. A Evolução da Indústria Petrolífera.....</b>	<b>48</b>
<b>2.2.2. A Estrutura da Indústria Petrolífera.....</b>	<b>58</b>
<b>2.2.3. A Flexibilização da Indústria Petrolífera.....</b>	<b>64</b>
<b>2.2.4. As Alterações Institucionais da Indústria Petrolífera.....</b>	<b>65</b>
<b>2.2.5. Em Busca de Novas Fontes de Energia.....</b>	<b>67</b>
<b>2.3. A Indústria do Gás Natural.....</b>	<b>69</b>
<b>2.3.1. A Evolução da Indústria do Gás Natural.....</b>	<b>69</b>
<b>2.3.2. A Estrutura da Indústria do Gás Natural.....</b>	<b>71</b>
<b>2.4. As Indústrias Escopo do Petróleo e do Gás Natural.....</b>	<b>75</b>
<b>2.4.1. A Indústria Petroquímica.....</b>	<b>76</b>

2.4.1.1 A Evolução da Indústria Petroquímica.....	76
2.4.1.2. A Estrutura da Indústria Petroquímica.....	77
2.4.2. O Gás Natural e a Geração de Energia Elétrica.....	80
2.4.2.1. A Evolução das Termelétricas a Gás Natural.....	81
2.4.2.2. As Vantagens das Termelétricas a Gás Natural.....	82
<b>3. A PETROBRAS COMO ATOR ESTRATÉGICO.....</b>	<b>85</b>
3.1. O Difícil Nascimento da Petrobras.....	85
3.2. A Crise do Setor Estatal e a Lei 9.478/97.....	87
3.3. A Petrobras Após a Lei 9.478/97.....	92
3.3.1. A Ampliação da Participação do Capital Privado na Petrobras.....	92
3.3.2. A Adoção de um Novo Modelo de Gestão.....	94
3.3.3. O Redirecionamento Estratégico da Petrobras.....	98
3.3.4. A Reestruturação da Organização da Petrobras.....	99
3.3.5. A Nova Postura em Segurança, Meio Ambiente e Saúde.....	102
3.3.6. A Adequação das Competências-Chaves da Petrobras.....	102
3.4. Os Resultados da Reestruturação da Petrobras.....	102
3.4.1. As Dimensões da Petrobras.....	103
3.4.2. A Petrobras e a Ingerência do Estado.....	104
3.5. Um Diferencial Importante: O Cenpes.....	108
3.6. O Sistema Petrobras.....	111
3.6.1. A Construção do Sistema Petrobras.....	111
3.6.2. A Lei 9.478/97 e o Sistema Petrobras.....	113
3.7. O Lugar da América do Sul nos Planos Estratégicos da Petrobras.....	115
3.7.1. Área de Negócios Exploração e Produção.....	116
3.7.2. Área de Negócios Abastecimento.....	119
3.7.3. Área de Negócios Gás e Energia.....	120
3.7.4. Área de Negócios Internacional.....	121
<b>4. OS HIDROCARBONETOS E AS RELAÇÕES BOLÍVIA-BRASIL ATÉ 1985.....</b>	<b>124</b>
4.1. A Bolívia: Um Pouco de História.....	124
4.2. Bolívia e Brasil: Diplomacia e Geopolítica Antes dos Hidrocarbonetos.....	126
4.3. As Primeiras Disputas Pelos Hidrocarbonetos Bolivianos.....	130

4.3.1. Os Hidrocarbonetos na Bolívia Até o Final da Guerra do Chaco.....	130
4.3.2. A Argentina Firma Posição.....	135
4.4. A Bolívia e o Brasil nos Anos de Interlúdio (1938 a 1985).....	137
4.4.1. Sob o Tratado de Roboré (1938 a 1958).....	137
4.4.2. Das Notas Reversais ao Golpe (1958 a 1964).....	141
4.4.3. Durante o Regime Militar (1964 a 1985).....	143
5. A CONVERGÊNCIA DAS RELAÇÕES BOLÍVIA-BRASIL NOS ANOS 90.....	149
5.1. O Neoliberalismo Brasileiro.....	149
5.1.1. A Crise do Nacional Desenvolvimentismo Brasileiro.....	149
5.1.2. A Diplomacia Brasileira Sob a Nova República.....	151
5.1.3. O Brasil e a América Latina.....	153
5.1.4. As Diretrizes da Era FHC.....	156
5.1.5. A Opção Pelo Gás Natural Boliviano.....	161
5.2. O Neoliberalismo Boliviano.....	168
5.2.1. As Reformas Neoliberais de Primeira Geração (1985/89).....	168
5.2.2. As Reformas Neoliberais de Segunda Geração (1993/01).....	171
5.2.3. As Reformas no Setor de Hidrocarbonetos Boliviano.....	173
5.2.4. A Opção pelo Mercado Brasileiro.....	178
6. A PETROBRAS E AS RELAÇÕES BOLÍVIA-BRASIL.....	182
6.1. A Unidade de Negócios Bolívia da Petrobras.....	182
6.2. O Processo de Expansão da Petrobras na Bolívia.....	183
6.3. A Instabilidade Social e a Ascensão de Evo Morales.....	189
6.4. A Nacionalização dos Hidrocarbonetos.....	192
6.5. A Petrobras e os Interesses da Bolívia.....	194
6.5.1. Os Interesses Econômicos.....	195
6.5.2. Os Interesses Políticos.....	205
6.6. A Petrobras na Bolívia e os Interesses do Brasil.....	206
6.6.1. Os Interesses Econômicos.....	208
6.6.2. Os Interesses Políticos.....	217

<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>231</b>
-----------------------	------------

## **TABELAS**

<b>Tabela 3.1. Composição Societária da Petrobras em 31/12/2006.....</b>	<b>94</b>
<b>Tabela 3.2. Os Investimentos da Petrobras por Área de Negócios desde 1954..</b>	<b>117</b>
<b>Tabela 5.1. Composição Acionária das Sucessoras da YPFB.....</b>	<b>175</b>
<b>Tabela 5.2. Bolívia: Reservas de Hidrocarbonetos por Companhia (1996).....</b>	<b>177</b>
<b>Tabela 5.3.: Bolívia: os Hidrocarbonetos por Departamento (em %).....</b>	<b>178</b>
<b>Tabela 6.1. A Composição Societária do Gasbol.....</b>	<b>186</b>
<b>Tabela 6.2. Filiais da Petrobras na Bolívia 31/12/2005.....</b>	<b>189</b>
<b>Tabela 6.3. Companhias Petrolíferas Operando em E&amp;P na Bolívia.....</b>	<b>196</b>
<b>Tabela 6.4. Mapeamento das Operações da Petrobras na Bolívia.....</b>	<b>205</b>
<b>Tabela 6.5.: O Consumo de Gás Natural no Brasil em 2005/06.....</b>	<b>209</b>
<b>Tabela 6.6. Termelétricas Comerciais a Gás Natural.....</b>	<b>213</b>
<b>Tabela 6.7. Mapeamento das Operações da Petrobras na América do Sul.....</b>	<b>222</b>

## **QUADROS**

<b>Quadro 2.1. Organograma da Indústria do Petróleo e do Gás Natural.....</b>	<b>60</b>
<b>Quadro 2.2. O Pico de Hubbert.....</b>	<b>67</b>
<b>Quadro 2.3. As Vantagens do Gás Natural.....</b>	<b>74</b>
<b>Quadro 3.1. A Atual Organização da Petrobras.....</b>	<b>100</b>
<b>Quadro 6.1. A Atual Configuração da Pepsa.....</b>	<b>188</b>

## **MAPAS**

<b>Mapa 5.1. As Províncias Petrolíferas da Bolívia (1996).....</b>	<b>174</b>
<b>Mapa 6.1. O Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol).....</b>	<b>187</b>
<b>Mapa 6.2. As Atividades da Petrobras na Bolívia em 31/12/05.....</b>	<b>199</b>
<b>Mapa 6.3. A Petrobras e a Integração Gasífera da América do Sul.....</b>	<b>226</b>

<b>ANEXOS.....</b>	<b>240</b>
--------------------	------------

<b>1. Conceitos Relativos ao Setor de Hidrocarbonetos.....</b>	<b>240</b>
<b>2. Fatores de Conversão.....</b>	<b>246</b>
<b>3. Mapas.....</b>	<b>249</b>

<b>3.1. Territórios Cedidos Pela Bolívia desde a Independência.....</b>	<b>249</b>
<b>3.2. Área Cedida Pela Bolívia Após a Guerra do Chaco.....</b>	<b>249</b>
<b>3.3. Os Planos Ferroviários de 1874 e 1882.....</b>	<b>250</b>
<b>3.4. Ferrovia Santa Cruz de La Sierra-Santos (1955).....</b>	<b>251</b>
<b>3.5. Zona para Estudos Definido pelas Notas Reversais de Roboré (1958).....</b>	<b>252</b>
<b>3.6. Proprietários dos Blocos Petrolíferos na Bolívia de 1996 a 2005.....</b>	<b>253</b>
<b>3.7. Proprietários da Rede de Gasoduto da Bolívia de 1996 a 2005.....</b>	<b>254</b>
<b>3.8. Proprietários da Rede de Oleodutos da Bolívia de 1996 a 2005.....</b>	<b>255</b>
<b>3.9 Proprietários da Rede de Polidutos da Bolívia de 1996 a 2005.....</b>	<b>256</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>257</b>

**AGRADECIMENTOS**

*Aos meus pais, aos meus irmãos e a tia Mari pelo apoio;*

*A CAPES pela bolsa;*

*Ao Prof. Cepik pela orientação;*

*Sem vocês não teria sido possível realizar este trabalho.*

## APRESENTAÇÃO

Em 9 de fevereiro de 1999 foi inaugurado um gasoduto que unia os campos produtores de gás natural da Bolívia ao mercado consumidor do Brasil. Materializava-se assim um antigo desejo de aproveitamento dos hidrocarbonetos bolivianos por parte dos brasileiros. O primeiro plano expresso neste sentido fora o Tratado de Roboré, assinado em 25 de novembro de 1938 que, por motivos vários, não saiu do papel. Caberia o mesmo destino as outras seis propostas para o aproveitamento dos hidrocarbonetos bolivianos (apresentadas em 1958, 1965, 1973, 1978, 1984 e 1988). Entretanto, durante as décadas de 1980 e 1990 a Bolívia e o Brasil sofreram uma série de transformações econômicas e políticas, que levaram ambos os países a se interessar e desta vez consubstanciar a construção do gasoduto.

No mesmo período a Petrobras passava por um processo de reestruturação, que visava, entre outras coisas, aumentar sua presença no cenário internacional. Com esta perspectiva a estatal brasileira começara a operar na Bolívia em 25 de novembro de 1995 e, posteriormente, caber-lhe-ia o encargo de construir o gasoduto e de explorar, produzir e exportar o gás natural da Bolívia para o Brasil, porque bolivianos e brasileiros inquietavam-se com a perspectiva de que as EMNs assumissem o controle da empreitada e porque a YPF, a estatal petrolífera boliviana, não tinha as mínimas condições financeiras e tecnológicas para conduzir o projeto.

Daí em diante a Petrobras envolveu-se em quase todas as atividades relativas aos hidrocarbonetos na Bolívia, porém, a nacionalização do setor de hidrocarbonetos decretada pelo presidente boliviano Evo Morales em 1 de maio de 2006 gerou uma séria tensão entre este país e o Brasil. Surgiram desentendimentos por conta das incertezas referentes ao destino a ser dado pelos investimentos realizados pela estatal no país e do destino do gás natural, insumo que assume crescente importância na matriz energética brasileira. Ocorre, entretanto, que a despeito dos desentendimentos, a Petrobras, que foi a empresa mais atingida pela nacionalização, não se retirou da Bolívia. Com base neste fato o esforço feito nesta dissertação é no sentido de compreender quais teriam sido os principais interesses econômicos e políticos de Bolívia e Brasil que teriam impedido a Petrobras de se retirar daquele país.



**GLOSSÁRIO**

ADN: Acción Democrática Nacionalista

AEPET: Associação dos Engenheiros da Petrobras

ALCSA: Área de Livre Comércio da América do Sul

ANP: Agência Nacional do Petróleo

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BACEN: Banco Central do Brasil

BEI: Banco Europeu de Investimento

BID: Banco Interamericano de Desenvolvimento

BIRD: Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento

Bpd: Barris de petróleo por dia

CAF: Corporación Andina de Fomento

CAN: Comunidad Andina de Naciones

CBF: Corporación Boliviana de Fomento

CBH: Camara Boliviana de Hidrocarburos

CBIE: Centro Brasileiro de Infra-Estrutura

CERA: Cambridge Energy Research Associates

CIADI: Centro Internacional para Arbitragem de Disputas sobre Investimentos

COB: Central Obrera Boliviana

COMIBOL: Corporación Minera Boliviana

EBD: Empresa Boliviana de Distribución

EBR: Empresa Boliviana de Refinación

E&P: Exploração e Produção de petróleo e/ou gás natural

EMN (ou MNC): Empresa Multinacional (Multinational Companies)

ENARSA: Energia Argentina SA

ENDE: Empresa Nacional de Eletricidad

ENFE: Empresa Nacional de Ferrocarriles

ENID(s): Eixo Nacional de Integração e Desenvolvimento

ENTE: Empresa Nacional de Telecomunicaciones  
FONDOPLATA: do Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca Del Plata  
GATT: General Agreement on Trade and Tariffs  
GNEA: Gasoducto Nordeste Argentino  
GNL (ou LNG): Gás Natural Liquefeito (LNG: Liquefied Natural Gas)  
GSA: Gas Supply Agreement  
GTB: Gás Transboliviano SA  
IIRSA: Integração da Infra-Estrutura Regional na América do Sul  
LAB: Lloyd Aéreo Boliviano  
Mm<sup>3</sup>/dia: milhões de metros cúbicos por dia  
MME: Ministério das Minas e Energia  
MNR: Movimiento Nacional Revolucionário  
MRE: Ministério das Relações Exteriores  
NAFTA: North American Free Trade Agreement  
NPE: Nueva Política Economica  
P&D: Pesquisa e Desenvolvimento  
OMC: Organização Mundial do Comércio  
OPEC (ou OPEP): Organization of Petroleum Exportation Countries  
PPA: Programa Plurianual de Investimentos  
SAE-PR: Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República  
SAM: Sociedade Econômica Mista  
TBG: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA  
TGN: Transportadora de Gas Del Norte SA  
TGS: Transportadora de Gas Del Sur SA  
SACE: Sezione Speciale Per l'Assicurazione del Credito all'Esportazione  
SONJ: Standard Oil of New Jersey  
TCU: Tribunal de Contas da União  
UFN: Unidade de Fertilizantes Nitrogenados  
YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales  
YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

## INTRODUÇÃO

Na década de 1980 teve início uma série de transformações nos países desenvolvidos que buscavam superar a crise econômica iniciada após a ruptura de Bretton Woods, ocorrida em 15 de agosto de 1971. Dentre as mudanças estavam a reestruturação indústria (que incluiu a adoção de formas mais flexíveis de produção) e a adoção das políticas econômicas de cunho neoliberal. Entre as políticas neoliberais constavam: a privatização de estatais, o controle da inflação, o fim e/ou a atenuação as restrições à entrada de Investimentos Estrangeiros Diretos (IED) e a abertura de mercado. Ao mesmo tempo em que ocorriam as transformações, os países desenvolvidos procuraram universalizar as políticas neoliberais dentro de um processo mais amplo, que nos anos 90 ficou conhecido como globalização.

Os países do Terceiro Mundo começaram a conviver com as idéias neoliberais após o México decretar a moratória da sua dívida externa em 1982. Quando estes países procuraram novas linhas de crédito para enfrentar seus sérios problemas econômicos, políticos e sociais, os países desenvolvidos, através dos órgãos de financiamento mundiais (em especial BIRD e FMI), condicionaram a concessão de acesso aos créditos internacionais à adoção de reformas econômicas neoliberais. É verdade que alguns poucos países do então Terceiro Mundo, como a Coreia do Sul, aproveitaram o novo cenário econômico para sair da condição de subdesenvolvimento, porém, eram exceções, e frente às necessidades econômicas os países mais frágeis sucumbiram quase imediatamente, submetendo-se, enquanto os países mais sólidos do Terceiro Mundo conseguiram resistir até o final dos anos 80 quando as dificuldades econômicas finalmente haviam solapado sua capacidade de resistência. Em 1989 os órgãos de financiamento sintetizaram o receituário neoliberal num decálogo, conhecido como Consenso de Washington, que deveria ser adotado pelos países subdesenvolvidos que desejassem acessar as linhas de crédito e aos mercados dos países desenvolvidos.

Nesse período o Brasil enfrentava sérios problemas econômicos e foi pressionado a aceitar as políticas econômicas neoliberais, mas pelo fato do país possuir a maior economia, o maior mercado consumidor e o maior, mais moderno e completo parque industrial da América Latina, suas perspectivas de articular uma estratégia de inserção segura, capaz de atenuar os impactos negativos da globalização neoliberal, eram mais promissoras que as de outros países. Assim, no Governo Sarney, decidiu-se que o Brasil deveria utilizar seu potencial para articular uma política de aproximação e, se possível, integração, com os países da América do Sul, de forma que sua inserção internacional se desse sobre uma base de cooperação com eles.

Neste sentido a iniciativa mais importante foi o processo de aproximação com a Argentina. Em 29 de novembro de 1985 argentinos e brasileiros assinaram o Tratado de Iguazu, primeiro passo no sentido de integração, que seria consolidado em 26 de março de 1991 com a assinatura do Tratado de Assunção que deu origem ao Mercosul. O Brasil também traçou uma meta mais ambiciosa: promover, sob sua liderança, a integração da América do Sul.

Dentro desta estratégia, a possibilidade brasileira de construir um vínculo com a Bolívia, tendo com base a importação do gás natural, surgiu com a conjunção de dois fatores. O primeiro surgiu em meados dos 80 quando a Bolívia procurou articular uma política de exportação de gás natural, matéria-prima que deveria substituir o estanho como principal fonte de renda do país. O segundo pode ser datado de 2 de setembro de 1990 quando o Governo Collor promulgou o Decreto N° 99.503 instruindo o MME a realizar um exame da matriz energética brasileira (cognominado “*Reexame da Matriz Energética Nacional*”). Neste estudo aventou-se a possibilidade de que se ampliasse à participação do gás natural na matriz energética brasileira. Depois, em 18 de julho de 1991, a MME criou a Comissão do Gás, que definiu diretrizes e indicou as ações a serem adotadas para viabilizar a maior utilização do gás natural. Como então a Petrobras dispunha de reservas de gás modestas e de difícil exploração, a comissão sugeriu a articulação de uma política de importação do insumo.

Porém, a satisfação das necessidades dos dois países exigia como premissa que os princípios econômicos neoliberais também fossem aplicados ao setor de hidrocarbonetos. Ao lado da própria mudança estrutural dessa indústria, que forçou uma readaptação de todas as companhias, era necessária uma mudança normativa capaz de reduzir a rigidez das regras vigentes em um setor que até então era fechado aos capitais estrangeiros na maioria dos países da América Latina. O passado nebuloso das companhias petrolíferas internacionais e as conhecidas versões sobre sua ingerência em assuntos internos justificavam as desconfianças e temores que dirigentes e populações locais devotavam a elas, materializadas no repúdio em permitir sua atuação numa atividade considerada estratégica e vital para a autonomia nacional.

Nesta conjuntura, a Bolívia, que no período de 1985/01 adotou as reformas neoliberais para reestruturar seu ordenamento econômico, aprovou a Ley de Capitalización N° 1.544/94, que modificou substancialmente o setor estatal. Uma das mudanças dizia respeito à abertura do setor de hidrocarbonetos à atuação de EMNs, visto que a YPFB, a estatal petrolífera boliviana, carecia das condições mínimas para continuar operando no setor. Enquanto isso, no Brasil, durante o Governo FHC, o Congresso Nacional aprovava a Emenda Constitucional nº.

9 de 7 de junho de 1995 quebrando o monopólio da Petrobras no setor de hidrocarbonetos, decisão ratificada pela Lei 9.478/97 de 6 de agosto de 1997.

Estas mudanças normativas criaram a base sobre a qual foi possível concretizar o estabelecimento de um vínculo infra-estrutural a partir dos hidrocarbonetos, que a rigor era perseguido desde a assinatura do Tratado de Roboré em 29 de novembro de 1938, mas que até então era obstaculizada de alguma forma. Pelo lado brasileiro um dos motivos recorrentes para resistir a um acordo residia na desconfiança de que a instabilidade política boliviana pudesse comprometer os investimentos. Pelo lado boliviano havia o temor de que os brasileiros estivessem exercitando a sua própria política “*imperialista*”.

Assim, após as reformas neoliberais abrirem a possibilidade para a atuação das EMNs, rapidamente articulou-se um projeto de exportação de gás natural boliviano para o mercado brasileiro. Os entendimentos resultaram na assinatura de um *Contrato de Compra y Venta de Gas Natural* em 17 de agosto de 1996, através do qual bolivianos e brasileiros se comprometeram a construir um gasoduto capaz de transportar gás natural da Bolívia para o Brasil, criando o vínculo entre os dois países em torno dos hidrocarbonetos.

Ocorre, entretanto, que as negociações envolveram um terceiro ator: a Petrobras. Forçada a sofrer uma completa reestruturação após perder o monopólio do mercado brasileiro, a estatal brasileira definiu como uma de suas metas o aumento da sua presença no cenário internacional. Dentro desta estratégia, a Petrobras começou a operar na Bolívia em 25 de novembro de 1995. Em 17 de agosto de 1996 a Petrobras e a YPFB assinaram o *Contrato de Compra y Venta de Gas Natural*, mas o projeto só saiu do papel porque a estatal assumiu a responsabilidade pela construção e operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (cognominado Gasbol) e, posteriormente, a tarefa de explorar e produzir gás natural na Bolívia. Após a inauguração do gasoduto em 9 de fevereiro de 1999, a Petrobras, para atenuar os impactos advindos de um projeto em que foi necessário assumir imensos custos e riscos, implementou uma agressiva política expansionista na Bolívia, que rapidamente levaram a estatal a operar em praticamente toda a cadeia do petróleo e em toda a cadeia do gás natural no país. Mais do que isto. Em pouco tempo a Petrobras tornou-se a EMNs mais importante a operar na Bolívia.

Esta posição da Petrobras na Bolívia se manteria relativamente estável até o dia 1 de maio de 2006, data em que o Governo Morales decretou a nacionalização dos hidrocarbonetos bolivianos. Pode-se dizer que a medida não foi um fato surpreendente. As políticas neoliberais foram mal-sucedidas em toda a América Latina, deteriorando as condições econômicas e sociais de todos os países. A Bolívia não foi exceção, e desde 2002 se verificavam distúrbios

sociais no país, com a população pressionando por uma atitude no sentido de reverter as privatizações, em particular do setor de hidrocarbonetos, ademais, antes de ser eleito em 18 de dezembro de 2005, Evo Morales Ayma (que viria a ser o primeiro presidente de origem indígena do país) prometera recuperar para o Estado a posse dos hidrocarbonetos.

A Petrobras foi a EMN mais atingida pela nacionalização em razão do volume de investimentos já realizados na Bolívia e despertou grande preocupação no Brasil porque o país registra grande dependência pelo gás natural importado da Bolívia. Além do impacto econômico a nacionalização foi seguida por declarações fortes dos dois países. Porém, não houve ruptura diplomática, nem retirada da Petrobras do país o que levou a formulação da seguinte questão: quais os possíveis interesses econômicos e políticos de Bolívia e Brasil que impediam a Petrobras de se retirar da Bolívia, após este país decretar a nacionalização dos hidrocarbonetos em 2006? Nossa hipótese de trabalho é que, com base nos hidrocarbonetos bolivianos, ambos os países definiram estratégias econômicas e políticas específicas que ficariam comprometidas, senão inviabilizadas, com a saída da Petrobras da Bolívia.

Podemos alinhar quatro justificativas para a escolha do tema. A primeira é o domínio que a estatal exerce sobre o setor de hidrocarbonetos brasileiro. A Petrobras foi o instrumento chave na construção industrial do Brasil porque opera num setor estratégico e com elevado potencial de acumulação, a indústria petrolífera e mesmo após o processo de privatização da sua área petroquímica e da quebra do monopólio estatal que até então a beneficiava ela ainda praticamente monopoliza o setor de hidrocarbonetos brasileiro e seus números indicam que ela cresce vertiginosamente. A Petrobras encerrou o ano de 2007 como a maior companhia do país, a maior companhia petrolífera da América Latina e a 6ª maior companhia petrolífera do mundo. Ao porte soma-se a sua capacidade financeira, tecnológica e competitiva, reconhecidas mundialmente, que estabeleceram uma forte imagem de sucesso e exemplo bem sucedido de uma companhia construída dentro da estratégia nacional-desenvolvimentista.

A segunda razão de escolha está no desejo de expansão da Petrobras e dos possíveis dividendos políticos que o Governo Brasileiro pode auferir com esta expansão. Operando diretamente no exterior desde 1972 através da Braspetro, em anos recentes a Petrobras redefiniu os planos internacionais. Antes animados apenas pelo desejo de encontrar petróleo o Plano Estratégico definido em 1999 trouxe uma alteração radical. Pensando na abertura do mercado brasileiro à concorrência internacional e atenta à flexibilização das regras em outros países da região, a Petrobras redefiniu suas estratégias, que agora manifestadamente incluem

o desejo de ser, até 2015, a empresa líder no setor de energia na América Latina, um desejo que passa, necessariamente segundo a estatal, por sua internacionalização.

A terceira razão advém do fato de que existem muitas referências teóricas sobre a importância das transnacionais como agentes da integração econômica e política, tanto a nível regional como internacional, mas escassa bibliografia empírica sobre o assunto tendo como base uma companhia de um país emergente.

A quarta razão é que podemos acompanhar no nascedouro a expansão e atuação internacional de uma companhia de um país semiperiférico e, pelo seu desenrolar, podemos testar adicionalmente o padrão teórico desenvolvido para explicar o comportamento de companhias de países industrializados.

As fontes utilizadas foram tanto as primárias, extraídas de periódicos (jornais, revistas e sites), bem como os documentos oficiais (de governo, órgãos, da Petrobras e YPFB), como as fontes secundárias (livros, dissertações e teses) que versam sobre o tema em questão. O período examinado é o de 1996 a 2007, que engloba a reestruturação de viés liberalizante realizada por ambos os países, bem como as mudanças estruturais sofridas pela Petrobras.

A metodologia utilizada contemplou dois momentos. Num primeiro momento, com base na bibliografia, identificamos quais os possíveis interesses econômicos e políticos bolivianos e brasileiros que ficariam comprometidos se fosse permitida a saída da Petrobras da Bolívia após a nacionalização dos hidrocarbonetos. Num segundo momento, referente à dissertação propriamente dita, procedeu-se, a partir do material selecionado, a análise crítica das fontes procurando responder a questão proposta.

A dissertação está dividida em seis capítulos. No capítulo um apresentaremos as transformações desencadeadas pelo fim do sistema de Bretton Woods, fornecendo uma visão de conjunto sobre as mudanças pelas quais passou o sistema mundial. Seguem-se os conceitos mais importantes que utilizaremos, uma explicação teórica sobre a expansão das EMNs e a teoria que baliza esta dissertação.

No capítulo dois apresentaremos o setor de infra-estrutura e o setor de hidrocarbonetos, destacando a indústria petrolífera, a indústria do gás natural, a indústria petroquímica e a geração de energia elétrica a partir do gás natural. O objetivo do capítulo é demonstrar a complexidade do setor de hidrocarbonetos e porque sua estrutura acaba condicionando o comportamento das companhias e dos países consumidores e produtores.

No capítulo três o assunto é a Petrobras, sua evolução, suas características, seu perfil, sua organização, seu sistema de subsidiárias e os motivos que levaram à sua reestruturação, bem como seus atuais objetivos e estratégias.

No capítulo quatro descreveremos os principais aspectos das relações Bolívia-Brasil, centrando, entre 1938 e 1985 nas propostas que foram apresentadas no sentido de aproveitar os hidrocarbonetos bolivianos e porque as negociações envolvendo-os não avançaram.

No capítulo cinco veremos as transformações econômicas e políticas sofridas por Brasil e Bolívia nos anos 90, as medidas adotadas para enfrentar essas transformações e porque, finalmente, houve a construção de um vínculo tendo como centro os hidrocarbonetos.

No capítulo seis tentaremos responder a nossa pergunta. Destacaremos o porquê de a Petrobras ter iniciado as operações na Bolívia, como se deu o processo de expansão da estatal nesse país, os motivos que levaram o Governo Morales a decretar a terceira nacionalização dos hidrocarbonetos e quais os interesses econômicos e políticos bolivianos e brasileiros que foram determinantes para a permanência da Petrobras na Bolívia.

Ao capítulo seis segue-se a análise conclusiva final e um anexo, onde apresentamos um glossário, uma tabela com fatores de conversão e mapas, que tem por objetivo sanear dúvidas e auxiliar na visualização de temas aqui tratados. A dissertação é encerrada com a apresentação da bibliografia consultada.



## **1. O ESTADO E A EMPRESA MULTINACIONAL**

Nos anos 90 o comportamento de grandes companhias e países esteve condicionado ao contexto da globalização neoliberal que foi, por sua vez, um dos resultados do fim do sistema de Bretton Woods.

Este capítulo está dividido em três partes, na primeira parte analisaremos o fim de Bretton Woods e suas conseqüências. Na segunda parte analisaremos a importância da empresa multinacional (EMN), a começar por alguns conceitos relevantes e da explicação da sua expansão. Na terceira parte analisaremos a teoria de Robert Gilpin referente à importância do relacionamento entre EMNs e do Estado nas Relações Internacionais.

### **1.1. O Fim de Bretton Woods e Suas Conseqüências**

No reordenamento econômico mundial que teve lugar após a Segunda Guerra Mundial foi aceito o princípio de que era necessário adotar mecanismos impeditivos ao funcionamento sem peias do capitalismo, prática que havia levado o mundo a conhecer, além das crises econômicas periódicas, duas guerras mundiais. Com essa finalidade, 44 países reuniram-se entre 1 a 22 de julho de 1944 na Conferência Monetária das Nações Unidas em Bretton Woods (New Hampshire, EUA). As negociações resultaram no Acordo de Bretton Woods (31/07/1944) que estabeleceu os seguintes mecanismos regulatórios (Nau, 1990):

1. Adoção das taxas cambiais fixas para garantir a estabilidade de preços internacionais;
2. Procurar-se-ia eliminar algumas práticas comerciais restritivas a fim de estimular a circulação de mercadorias e a alocação mais eficiente dos recursos internos e externos. A supervisão das novas práticas comerciais caberia a uma instituição, o General Agreement on Trade and Tariffs (GATT) que adotou como princípios: 1) acordos progressivos no sentido de abolir as práticas restritivas ao comércio; 2) eliminação universal da cláusula de “nação mais favorecida”, extinguindo os mercados cativos; 3) redução das barreiras tarifárias e; 4) reciprocidade das concessões negociadas;
3. Haveria controle dos movimentos de capitais através das restrições nas operações envolvendo variações nas taxas cambiais, especulação com moedas estrangeiras e tomadas irrestritas de empréstimos externos;
4. Adoção do ouro, da libra esterlina e do dólar para moedas de referência, pagamentos internacionais e fonte de reservas. Conforme Nau (op. cit.) a deterioração das moedas

européias (em particular a libra) aliadas ao fato dos norte-americanos exigirem que todos os auxílios prestados no âmbito do Plano Marshall fossem pagos em dólares e deterem a maiores reservas de ouro do mundo, inviabilizou a possibilidade de estabelecimento de uma moeda internacional como padrão de referência (o bancor, como queria Keynes).

5. Foram criados dois institutos, o FMI (Fundo Monetário Internacional), para controlar as finanças mundiais e o BIRD (Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento, também conhecido como Banco Mundial), para coordenar a reconstrução do pós-guerra;

Logo os norte-americanos compreenderam que apenas os mecanismos comerciais definidos em Bretton Woods eram insuficientes para reativar as economias dos países da Europa Ocidental, principais parceiros comerciais dos EUA. Isso aumentou a apreensão norte-americana de que a baixa taxa de crescimento da economia européia logo inviabilizaria o crescimento da sua própria economia. Esta percepção levou os norte-americanos a articular uma política contrária à expansão soviética (Doutrina Truman) com um programa de reconstrução econômica (Plano Marshall), pois estava claro que o restabelecimento econômico da Europa Ocidental era fundamental para mantê-la como aliada dos EUA e resistir à URSS<sup>1</sup> (Bandeira, 2006b).

A reconstrução da Europa Ocidental e Japão seria conduzida dentro do contexto da Guerra Fria e nos marcos do sistema fordista-keynesiano, o que viabilizou a construção de sociedades prósperas, com os padrões produtivos tecnológicos e de consumo de massa nos moldes dos EUA. O marco regulatório era dado pelo sistema de Bretton Woods, que garantia a estabilidade de moedas, preços e o acesso a mercados.

O sistema fordista-keynesiano pode ser dividido em dois paradigmas. Em primeiro temos o paradigma fordista, que era composto por dois elementos. O primeiro elemento era o modelo produtivo fordista em que a linha de montagem permitia o fluxo contínuo do processo produtivo, favorecendo a obtenção de economias de escala. Questões de ordem técnica e tecnológica geravam uma série de limitações: a produção não podia ser interrompida o que exigia manutenção de grandes estoques de matéria-prima e bens acabados; a especificidade de maquinários e instalações encarecia a reconfiguração da planta produtiva e dificultavam a diversificação de produtos; o aumento da taxa de lucros era condicionado ao aumento do

---

<sup>1</sup> Num discurso ao Congresso (12/03/1947) o presidente Harry Truman tornaria pública à nova política dos EUA: impedir novos atritos na esfera de poder dos países capitalistas, frear os conflitos em curso, apoiar e se necessário intervir em qualquer país para conter a expansão do comunismo. No mês seguinte o economista norte-americano Bernard Baruch cunhou o termo “*Guerra Fria*”, que passou a definir o estado permanente de tensão entre EUA e URSS. Pouco depois num discurso proferido na Universidade de Harvard (5/06/1947) George Marshall expressou que o auxílio econômico visando à reconstrução da Europa era do interesse norte-americano. Era lançado assim o Plano Marshall.

tamanho físico das firmas; e era necessária a existência de um mercado consumidor com dimensões capazes de absorver a produção de forma constante. O segundo elemento era o taylorismo, referente à organização do trabalho, que sofreu mecanização e padronização de forma a reduzir os intervalos de execução de uma tarefa e foi dividindo em departamentos estanques de concepção, planejamento e execução (Costa, 1997).

O segundo paradigma era o keynesianismo, composto por dois elementos controlados pelo Estado. O primeiro elemento dizia respeito ao estabelecimento de uma estrutura de bem-estar social que incluía as políticas de pleno emprego, saúde e educação, com objetivo de manter a estabilidade do sistema social e aumentar a renda dos trabalhadores de forma a permitir que eles pudessem absorver a produção. O segundo elemento dizia respeito ao controle dos fatores macroeconômicos (crédito, sistemas de comunicação e transporte, taxas de câmbio, taxas de juros, etc.) capazes de estabilizar, auto-sustentar e retro alimentar o sistema produtivo.

A alta produtividade das economias estruturadas pelo sistema fordista-keynesiano demandou três modificações nos mercados. A primeira ocorreu na Europa Ocidental onde os Estados-Nacionais eram, além de rivais militares, relativamente fechados e não possuíam mercados com tamanho suficiente para absorção da produção dificultando a circulação e a alocação de capitais, fatores produtivos e mercadorias com custos satisfatórios e velocidade suficiente. A fim de evitar o estrangulamento econômico e criar uma base de cooperação que diminuísse a rivalidade entre esses Estados (em especial entre Alemanha e França) foi criada a Comunidade Econômica Européia (CEE). A segunda ocorreu na Ásia, que apresentava um problema de limitação semelhante ao europeu, mas neste caso os EUA permitiram que o Japão ocupasse os mercados do sudeste e da Coreia do Sul. A terceira modificação ocorreu nos EUA, que adotou uma política de descolonização com objetivo de romper o domínio das potências européias (em particular França e Grã-Bretanha) sobre África e Ásia.

O Acordo de Bretton Woods permitiu que o sistema funcionasse de modo relativamente estável. Os preços internacionais (de matérias-primas e manufaturas) passaram a ser cotados em dólares<sup>2</sup> o que aliado à existência dos controles sobre os fluxos de capitais e as restrições sobre a prática de desvalorizações monetárias unilaterais transformaram a balança comercial no instrumento mais importante da política monetária e de crescimento

---

<sup>2</sup> Para assegurar a estabilidade, em 1/07/1945 os norte-americanos comprometeram-se com o FMI a manter o padrão fixo de convertibilidade entre o dólar e o ouro. Este padrão, definido por decreto do Presidente Roosevelt em 31/01/1934, igualava US\$ 1,00 a 13 5/7 grãos (0,8886707654g) de ouro puro ou US\$ 35,00 a onça troy (31,103476769g) de ouro puro.

econômico. Essa estabilidade era mantida pela capacidade dos EUA em manter o valor do dólar, que permitia aos países traçar políticas nacionais de curto e médio prazo.

Durante os anos 50 e 60 enquanto os EUA lideram a luta anticomunista se verificam espantosos índices de crescimento da economia européia e japonesa que bloquearam a expansão comunista na Europa e Ásia, porém, no final dos anos 1960 três fatores lançaram dúvidas sobre a capacidade de liderança econômica/política dos EUA, fissurando o bloco capitalista: primeiro, o país estava enfrentando um nítido esgotamento econômico devido aos gastos elevados do aparelho militar, do programa espacial e das políticas de distribuição de renda (a Grande Sociedade de Kennedy e Lyndon Johnson); segundo, o surgimento da competição da Europa Ocidental (tendo à frente a Alemanha) e o Japão, que conquistaram muitos mercados aos produtos norte-americanos e levaram a deterioração das contas do país que acumulava déficits na balança comercial; e terceiro, a incapacidade dos EUA em aplicar a política de contenção do comunismo, que se alastrou pela África, Américas e Ásia.

Em um cenário de crise em todas as frentes, nos EUA se destacaram as vozes dos que defendiam medidas unilaterais de ajuste. Henri Kissinger (Secretário de Estado) defendia a retomada da posição política dos EUA, enquanto John Connally (Secretário do Tesouro) defendia a restrição do comércio externo. Em resultado, em 15 de agosto de 1971 o Presidente Nixon anunciava que o dólar estava sendo desvinculado do padrão-ouro, era suspensa sua convertibilidade, desvalorizado em 10% e suspensa sua emissão. Rompia-se assim o sistema de Bretton Woods, porque a desvalorização e a ruptura do padrão ouro/dólar representava o fim do câmbio fixo e da estabilidade de preços que até então haviam sustentado o crescimento e a estabilidade econômica. Reunidos em Paris em 16 de março de 1973 os representantes de Alemanha, EUA, França, Grã-Bretanha, Itália e Japão decretaram o fim do sistema cambial fixo e adotaram o sistema cambial flutuante (ratificado pelos Acordos da Jamaica de 1976), onde o dólar sofreria livremente a cotação frente a outras moedas (Nau, op. cit.).

O colapso de Bretton Woods desencadeou um processo de mudanças estruturais no capitalismo que primeiro alterariam as dimensões ideológica e produtiva e, após o choque de juros de 1979, as dimensões trabalhista e financeira. Os novos padrões de pensamento, formas de produção e relacionamento entre Estados, companhias e organização do trabalho seriam propagadas por todo o mundo através da globalização neoliberal.

Na dimensão ideológica a ruptura de Bretton Woods abriu espaço para a rediscussão do papel do Estado na economia. Formalmente o debate iniciou na Grã-Bretanha e EUA após a homologação do Prêmio Nobel de Economia a Friedrich A. Von Hayek (1974) e a Milton

Friedmann (1976) ambos reconhecidos teóricos ultraliberais que forneceram aos ideólogos neoliberais a agenda para os anos seguintes (Fiori, 1997).

Para os neoliberais o maior entrave à retomada do crescimento econômico era o Estado que, ao interferir no sistema econômico, impedia-o de funcionar de modo “natural”. Os principais entraves eram os controles, as regulamentações, as taxações e as barreiras de toda natureza, fatores que impediam o livre movimento dos fatores de produção (bens, capitais, mão-de-obra e serviços). Para agravar o quadro as políticas keynesianas de bem-estar social obrigavam o Estado a aplicar recursos em investimentos não-produtivos aumentando o endividamento público. Assim, os gastos estatais demandavam o aumento da carga tributária sobre os investidores privados os únicos que, segundo esses teóricos, teriam condições de alocar eficientemente os recursos de forma a estimular o crescimento econômico.

Para estes economistas a solução era desregulamentar a economia, reduzir à carga tributária, reduzir a participação do governo na economia e extinguir o estado de bem-estar social e as políticas de distribuição de renda, para assim permitir o livre movimento dos fatores de produção. A adoção dessas medidas devolveria a dinâmica natural do mercado que, por sua vez, deveria resultar em crescimento econômico.

Na dimensão produtiva a ruptura de Bretton Woods abriu espaço para a revisão do paradigma fordista, que desde meados dos anos 60 dava sinais de esgotamento, ocasionado, entre outras razões: pelas restrições técnicas e tecnológicas, que limitavam a fragmentação produtiva; pela saturação do mercado por produtos padronizados, que afastava o consumidor; pela monotonia do trabalho, que insatisfazia o trabalhador, aumentando a tensão social; e pelo excessivo consumo de matérias-primas, que aumentava a destruição ambiental (Costa, op.cit.).

A possibilidade de flexibilização produtiva surgiu com a introdução da tecnologia de base microeletrônica (resultado do que alguns consideram uma Terceira Revolução Industrial) que permitiu superar os limites técnicos das máquinas da indústria fordista. Elas permitem rápida readaptação da máquina para produzir diferentes produtos em pequenos lotes, com baixos custos, sem que o fluxo industrial seja interrompido e sem necessidade de reconfigurar a planta industrial. Esta flexibilidade permitiu eliminar custos de manutenção com estoques e a terceirização de processos produtivos para empresas estreitamente vinculadas à produção da grande companhia, é o chamado "*just-in-time*" (Costa op. cit.).

As novas tecnologias também aperfeiçoaram a transmissão de informações e permitiram a flexibilização da cadeia produtiva. A imagem da grande corporação integrada

verticalmente vem dando lugar à “molecularização”, ou seja, os elos da cadeia, que antes funcionavam dentro da firma estão sendo desagregados, substituídos por moléculas dinâmicas o que permite as companhias atuar em ambiente instável dispensando as garantidas dadas pelas políticas keynesianas. Como são flexíveis e readaptáveis, até grandes plantas industriais são facilmente removidas de um lugar para outro, onde, segundo Braga (2004), a logística assume o papel vital de articulação das moléculas.

Frente a essas mudanças as reações dos países não foram homogêneas, variando de acordo com a estrutura interna de cada Estado, bem como sua posição no cenário mundial. Podemos dividir os países em quatro grupos. Em primeiro os países da Europa Ocidental e o Japão imediatamente sofreram redução de sua capacidade competitiva porque suas moedas foram valorizadas frente o dólar e como os preços internacionais eram cotados nesta moeda, viram de súbito os preços das matérias-primas e suas manufaturas aumentarem enquanto os produtos americanos tornavam-se competitivos. Em resultado esse países passaram a contabilizar baixas taxas de crescimento econômico resultante da retração industrial o que elevou a taxa de desemprego e baixou a taxa de consumo e recolhimento de impostos. O Estado absorveria os custos desse processo com a elevação da dívida pública o que gerou uma tendência inflacionária persistente. A combinação de baixo crescimento econômico e tendência inflacionária deram origem ao fenômeno conhecido como “estagflação”.

Em segundo, os países produtores de matérias-primas, verificando a perda de renda em dólares e tendo de pagar mais caro pelos produtos industrializados, reagiram elevando seus preços. Destes o mais impactante foi o aumento unilateral dos preços do petróleo patrocinado pela Organization of Petroleum Exportation Countries (OPEC) que resultou no primeiro choque do petróleo. O preço do barril do petróleo que era de US\$ 2,90 no início de 1973 subiu para US\$ 5,13 em outubro de 1973 e atingiu US\$ 11,65 em dezembro de 1973, gerando uma violenta crise.

O terceiro tipo de reação se manifestaria no decorrer dos anos 70. Aos dólares acumulados pelos países árabes desde os anos 60 somavam-se agora aqueles obtidos com o choque do petróleo. Através do sistema bancário europeu e norte-americano esses dólares retornariam ao mercado transmutado em diversas formas (aplicações, créditos, empréstimos, investimento, etc.) sendo uma delas os contratos de créditos para países do Terceiro Mundo em que incidiriam taxas de juros flutuantes, condicionados aos juros dos EUA.

Em particular os países da América Latina contraíram grande endividamento junto ao sistema bancário internacional, o que viabilizou a utilização do Estado como indutor do

crescimento econômico canalizando os investimentos através de estatais o que lhes permitia manter estruturas econômicas/sociais obsoletas e retrógradas sem necessidade de alterá-las.

Em quarto temos as mudanças nos EUA. No campo econômico verificou-se o fracasso da opção de reequilibrar a balança comercial através da desvalorização do dólar e do controle do déficit público<sup>3</sup>, devido ao quadro de estagflação que dominava a economia mundial e do relativo atraso das suas industriais de alta tecnologia<sup>4</sup>. Em 1979, quando parecia que o dólar não tinha mais condições de ser a moeda de referência mundial, os líderes das principais potências industriais propuseram mantê-lo desvalorizado e implementar um novo padrão monetário baseado do dólar, franco, iene, libra, lira e marco.

No campo político uma série de acontecimentos minou a confiança norte-americana. Na frente interna ocorreram o escândalo de Watergate e a renúncia de Nixon, a crise do petróleo e a desmoralização resultante da derrota no Vietnã (1975). Na frente externa verificou-se a expansão do comunismo na África (Angola, Etiópia, Moçambique, etc.) e Ásia (Camboja, Iêmen, etc.). A partir de 1979 o acirramento da guerrilha em El Salvador, e a vitória dos sandinistas na Nicarágua (19/07/79) pareciam indicar que os EUA não apenas estava sendo incapaz de conter a expansão mundial do comunismo, como estava perdendo a luta dentro de sua própria esfera de influência. No Golfo Pérsico, a Revolução Iraniana (16/01/79), a Crise dos Reféns da Embaixada no Irã (04/11/79) e o segundo choque do petróleo (13/12/79) sepultaram o sistema de segurança baseado no tripé Arábia Saudita-EUA-Irã e indicava que os norte-americanos perderiam o controle estratégico sobre os maiores produtores de petróleo. A invasão do Afeganistão pela URSS (27/12/79) aumentou a tensão, levantando a suspeita de que os soviéticos queriam aproveitar as dificuldades dos EUA e o ambiente convulsionado da região para expandir sua influência até o Golfo Pérsico (Tavares, 1997, Bandeira 2004 & Bandeira, 2006b).

A reação norte-americana começou no final do Governo Carter. No campo econômico em 22 de outubro de 1979 Paul Volcker (Presidente do Fed) apresentou a réplica norte-americana: rejeitou a proposta de manter o dólar desvalorizado e de implementar um novo padrão monetário e elevou a taxa de juros interna para 17,60% a.a. revertendo à trajetória de 1971/73 e retomando a política do dólar forte. Essa medida transformou os títulos da dívida pública americana no principal investimento do sistema financeiro mundial (Tavares, op. cit.).

---

<sup>3</sup> Contensões de despesas foram feitas, por exemplo, no programa espacial e na área militar em que se admitiu a derrota no Vietnã e buscou-se uma política de distensão com a URSS.

<sup>4</sup> O país acumulava déficits comerciais que elevaram a dívida pública gerando uma tendência inflacionária (com pico de 18,2% a.a. em 1980) que nem mesmo a contínua alta de juros (beirando os 10 % a.a. desde 1978) conseguiu conter.

No campo político, em 23/01/80 no Discurso sobre o Estado da União, o presidente Carter afirmava que a presença soviética no Afeganistão era uma ameaça a toda a paz mundial, para as relações Leste/Oeste, para a estabilidade regional, e para o movimento petrolífero no Golfo Pérsico. Carter encerrou o discurso declarando que o reforço dos recursos militares era o objetivo prioritário para os anos 80, fazendo um alerta que depois ficou conhecido como “Doutrina Carter”: *“qualquer tentativa soviética de assumir o controle da área do Golfo Pérsico será considerada um ataque aos interesses vitais norte-americanos, e será combatida por todos os meios, inclusive a força militar”* (Bandeira, 2006b, pág. 528).

Entretantes, no final dos anos 70 os problemas ideológicos, econômicos, políticos e produtivos norte-americanos alimentaram o discurso dos grupos de acadêmicos, economistas, jornalistas e políticos neoconservadores. Liderados por Norman Podhoretz e ferrenhos anticomunistas, os neoconservadores apontavam como causa do declínio norte-americano as más políticas dos democratas liberais. Consideravam a política norte-americana na Guerra Fria uma “política de apaziguamento” taxando de “inaceitável” o controle da corrida armamentista, a diplomacia, a distensão e a procura da paz através de negociações com a URSS, opondo-se também à política de tratá-la como nação mais favorecida. Também defendiam o uso agressivo das forças militares para deter a expansão do comunismo em substituição a política de “contenção”; viam as concessões aos inimigos relativamente fracos dos EUA como uma “política de apaziguamento do mal” e pregavam a intervenção unilateral no Terceiro Mundo como um meio de aumentar a influência do país. Na economia os neoconservadores adotaram o discurso neoliberal pregando o desmonte das políticas de renda instituídas pelo New Deal e pela Grande Sociedade (Fiori 2004 & Bandeira, 2006b).

Os neoconservadores assumiram o poder com o republicano Ronald Reagan (1981/88) que desencadearia uma nova fase da Guerra Fria combinando endurecimento do discurso, sustentação material das lutas anticomunistas e as práticas neoliberais para manter a condição de superpotência dos EUA.

Para Fiori (2004) desde os anos 70 essa possível combinação podia ser antevista nas três estratégias que marcaram a expansão do poder norte-americano. A primeira, do Governo Nixon, propunha o retorno ao mundo multipolar, acompanhado de uma política econômica internacional de tipo desregulamentacionista e liberal. A segunda, do Governo Carter, propunha a retomada da liderança moral e messiânica mundial dos EUA, combinada com uma política econômica internacional de tipo keynesiano sob liderança conjunta de Alemanha, EUA e Japão. A terceira, do Governo Reagan, combinou o liberalismo de Nixon com o



anticomunismo de Carter, propondo-se a eliminar a URSS e construir uma nova ordem econômica e política mundial sob o comando incontestado dos EUA.

Seria, continua Fiori, esta terceira estratégia que apressou a mudança na organização e funcionamento do sistema mundial que vinha sendo elaborado nas duas décadas precedentes. Lentamente o sistema mundial foi deixando para trás um modelo “regulado” de “governança global” liderado pela hegemonia benevolente dos EUA e foi se consolidando um novo projeto de organização imperial do poder mundial em que:

*“A possibilidade de fazer guerras à distância e sem perdas de vidas humanas e o controle de uma moeda internacional sem padrão de referência, que não seja o próprio poder do emissor, mudaram a forma de exercício do poder americano sobre o mundo. Com a eliminação do poder de contestação soviético e com a ampliação do espaço desregulado da economia mundial de mercado, criou-se um novo tipo de território submetido à senhoriação do dólar e à velocidade de intervenção das suas forças armadas” (Fiori, 2004, pág. 94).*

Reagan deu suporte financeiro, logístico e material a todas as lutas armadas anticomunistas, não importando sua forma: movimentos contra-revolucionários (como os Contras na Nicarágua), regimes hostis ao comunismo (como a África do Sul em Angola), regimes que poderiam deter a expansão do comunismo (como o Paquistão) e guerrilhas que estavam em luta direta com a URSS (como os Talibãs no Afeganistão). Contra outros regimes indesejáveis os EUA apoiaram o lado que lhe convinha quando havia luta armada (como o Iraque na guerra contra o Irã) ou expressavam aberta hostilidade (como no caso da Líbia).

No confronto direto com a URSS Reagan adotou um discurso messiânico taxando-a de “Império do Mal”, mantendo a política de juros altos para absorver o excesso de liquidez mundial de dólares, que seriam usados para sustentar a expansão da dívida pública americana que, por sua vez, foi usada para aumentar o orçamento militar que sustentaria a retomada da corrida armamentista<sup>5</sup> (Tavares, op. cit. & Bandeira, 2006b).

Nas relações com as demais nações Reagan: 1) esvaziou os fóruns multilaterais (como o GATT) e deu ênfase nas relações bilaterais, buscando utilizar o diferencial de poder em seu favor; 2) reduziu as ajudas e transferências para os países pobres; 3) adotou o “princípio da graduação” diferenciando o trato econômico aos países do Terceiro Mundo de acordo com seu grau de desenvolvimento econômico e industrial, participação no comércio internacional e

<sup>5</sup> Alguns dos programas militares desenvolvidos nesse período foram: o míssil MX; a bomba de nêutrons; o avião invisível Stealth F-117 e do bombardeiro invisível B-2 (cujo projeto consumiu US\$ 22 bilhões custando US\$ 2,4 bilhões a unidade); a construção de 8 porta-aviões nucleares; substituição de todos submarinos convencionais por nucleares e o projeto Guerra nas Estrelas.

capacidade de adesão às normas vigentes; e 4) no Terceiro Mundo retirou o apoio aos regimes militares (considerados excessivamente nacionalistas) em favor dos regimes democráticos (Sennes, 2003).

Conforme Serrano (2004) Reagan também iniciou a alteração da dimensão trabalhista, através do ataque à classe trabalhadora, aos sindicatos e às demais forças progressistas norte-americanas. As políticas de renda foram extintas e avançou o processo de desregulamentação industrial que (sob argumento de promover a concorrência e inovação) incentivou as fusões e aquisições de empresas que foram “reestruturadas” com nova administração, abandonando os contratos e acordos feitos com os sindicatos. Combinadas, a desregulamentação e o dólar valorizado estimularam o processo de realocação industrial com as partes intensivas em trabalho da cadeia produtiva sendo transferidas para países em desenvolvimento. Com isso o poder de barganha dos trabalhadores norte-americanos sofreu forte redução.

Nos anos 80 o restante dos países industrializados (sob patrocínio dos ideólogos neoliberais), adotaram os mecanismos de ataque à classe trabalhadora desenvolvidos por Reagan, na tentativa de enfraquecê-la, reduzir os aumentos reais de salários ou para diminuir os custos com o estado de bem-estar social. Porém, esses ataques combinados a adoção de novos paradigmas produtivos, que viabilizaram o aumento da produtividade das firmas com redução do número de trabalhadores, originaram o desemprego estrutural crônico.

Quanto à política de juros praticada entre 1979/82 ela gerou uma violenta recessão nos EUA, afetando (1981/88) a economia mundial e forçando todos os países a fazer reajustes.

Europa Ocidental e Japão foram obrigados a acompanhar a alta dos juros a fim de evitar que uma corrida ao mercado de títulos norte-americano os deixassem sem condições de financiar suas dívidas públicas. Em consequência, suas companhias encontraram dificuldades para obter taxas de juros compensatórias, capazes de sustentar a modernização, que resultou na queda de competitividade e lucros o que, por sua vez, reduziu a arrecadação fiscal tornando permanentes os problemas de reajuste com as contas públicas e desemprego da década anterior. Apenas os países industriais mais dinâmicos (como Alemanha e Japão) conseguiram dinamizar suas estruturas produtivas, que passaram por crescente financeirização, flexibilização e modernização tecnológica.

Os países do Terceiro Mundo sentiram duramente os impactos da mudança na política monetária norte-americana. As altas das taxas de juros praticadas pelos bancos, dos preços dos bens de capital e do petróleo aliadas a depreciação dos preços das matérias-primas e a recessão mundial dificultaram a obtenção de divisas para dar continuidade à estratégia de usar

o Estado como indutor do crescimento econômico, bem como a manutenção do serviço da dívida externa, que com a elevação dos juros começou a crescer de forma inercial<sup>6</sup>. Logo esses países começaram a encontrar dificuldades para honrar seus compromissos e após o México decretar a moratória da sua dívida em setembro de 1982, houve um corte súbito nos créditos destinados a eles porque os credores temiam que uma repetição do *default* mexicano pudesse gerar um efeito dominó capaz de comprometer todo o sistema creditício mundial.

Entre 1982/85 Reagan adotou uma série de medidas visando retomar a trajetória de crescimento da economia norte-americana: 1) redução dos créditos de curto prazo; 2) redução da carga tributária dos grandes capitais; 3) redução da carga tributária da classe média 4) redução dos impostos para empréstimos bancários destinados a compra de bens duráveis; 5) manutenção da estabilidade interna para atrair os IEDs; 6) uso dos juros altos para absorver a liquidez mundial de dólares; e 7) moeda valorizada para manter a capacidade de importação dos EUA. Estas medidas tiveram dois impactos. Pelo lado das contas internas houve aumento do déficit público porque se combinou aumento do orçamento militar e a diminuição da arrecadação sem se fazer (temendo a reação dos trabalhadores) os cortes no estado de bem-estar na amplitude desejada pelos neoconservadores. Pelo lado das contas externas houve piora no resultado da balança comercial porque o dólar forte e a facilidade de crédito aumentaram o consumo expondo o mercado interno à invasão de produtos coreanos, japoneses e taiwanenses. Combinados os impactos elevaram rapidamente a dívida pública.

Em 1985 foi tomada a decisão que consolidaria a alteração na dimensão financeira. O choque de juros de 1979 abalara o sistema bancário e dos fundos de pensão norte-americanos. Entre 1981/84, como parte da política de proteção ao sistema, permitiu-se a multiplicação dos instrumentos financeiros para garantir as dívidas desses grupos. Em resultado houve a proliferação dos derivativos que repassavam os juros altos aos títulos de curto prazo, atraindo recursos internos e externos e inflacionando o mercado, deslocando o valor real dos papéis em benefício puro da especulação financeira. Em 1985 o crescimento da dívida pública federal<sup>7</sup> gerara imenso volume de títulos federais, que começaram a ser utilizados para lastrear títulos de curto prazo (Tavares, op. cit.).

Essa decisão acelerou a multiplicação de instrumentos financeiros, o quê, combinado com a desregulamentação do mercado financeiro que teve início com a ruptura de Bretton

---

<sup>6</sup> O Brasil viu sua dívida externa passar de US\$ 17,1 bilhões em 1974 para mais de US\$ 100 bilhões em 1983.

<sup>7</sup> A dívida pública federal passou de US\$ 1 trilhão em 1981 para US\$ 1,6 trilhão em 1985; US\$ 2,657 trilhões em 1988; US\$ 2,857 trilhões em 1989 e US\$ 5,4 trilhões em 1997, enquanto a dívida externa superava a marca dos US\$ 600 bilhões.

Woods, deu início a globalização financeira, marcando a volta da prática especulativa que dera origem a crise de 1929. Esses instrumentos também viabilizaram a mutação da riqueza capitalista que agora, além dos ativos materiais, incluía os ativos financeiros que passaram a compor a riqueza patrimonial de famílias, bancos e fundos de pensão. As companhias também ampliaram sua carteira de ativos financeiros, que serviriam como reserva de capital para efetuar investimentos e passaram a fazer parte de seus ativos (Tavares & Beluzzo, 2004).

Após 1985 o aperfeiçoamento da tecnologia das telecomunicações, transporte e troca de informações possibilitou a aplicação das transformações em escala global num processo conhecido como globalização neoliberal. Tendo à frente os ideólogos neoliberais que enfaticamente defendiam a desregulamentação das economias nacionais e a abertura de mercados como meios de recuperar a prosperidade perdida, houve generalização na prática de desregulamentação dos sistemas financeiros nacionais permitindo que fosse mantida a alta velocidade da circulação dos títulos, continuamente reinjetados nas bolsas de valores e originando dinheiro virtual, sem lastro no capital físico, que passou a ser utilizado para sustentar as dívidas públicas dos Estados bem como as taxas de lucros de bancos, companhias, famílias e fundos de pensão (Tavares, *op. cit.*).

Ao mesmo tempo, como as companhias começaram a obter altas taxas de lucros em função da adoção de novos paradigmas de produção, retração do trabalho organizado e financeirização dos seus ativos, a abertura das economias permitiria às companhias realocar seus investimentos de forma a extrair o máximo dos fatores de produção, otimizando seus lucros e mantendo o valor dos seus papéis.

Conforme Serrano (*op. cit.*) em 1985 o governo americano decidiu desvalorizar novamente o dólar através da redução dos juros nominais, mas queria que fosse mantida alta a taxa de juros reais. Pelo Acordo de Plaza (1985) ficou decidido que os outros países manteriam suas taxas de juros acima das americanas. Depois disso e durante quase dez anos o dólar sofreu uma desvalorização de quase 50% contra as moedas dos seus principais parceiros comerciais. Isso mais a queda dos preços das matérias-primas (em especial o petróleo) conseguiram melhorar a competitividade de sua indústria ao mesmo tempo em que teve conseqüências negativas para os demais países e foi especialmente desastrosa para o Japão.

Quanto a URSS, o esforço para manter a paridade militar com os EUA revelou-se demasiado para uma economia com problemas estruturais crônicos. O agravamento dos problemas econômicos abriu espaço para a contestação política interna e dentro bloco socialista. Após a ascensão de Mikhail Gorbachev em 1985 se tentou reformar a economia

(*perestroika*) e o sistema político (*glasnost*) ao mesmo tempo em que se faziam concessões na política internacional, medidas que não lograram reverter o processo de deterioração. Ecoando os problemas internos, Gorbatchev renunciou a Doutrina Brezhnev (que atribuía a URSS o direito de intervir nos países comunistas), retirou as tropas do Afeganistão (1988) e anunciou o fim do apoio econômico a seus aliados. Sem apoio, os aliados soviéticos foram deixando o bloco e abandonando o comunismo, processo que teve na queda do Muro de Berlim (9/11/1989) um fato emblemático. Na seqüência a própria URSS abandonaria o comunismo e com sua extinção oficial em 25 de dezembro de 1991 encerrava-se a Guerra Fria.

O período de transição foi conduzido durante o Governo Bush (1988/92) quando, saído da Guerra Fria como superpotência única e sem qualquer oposição externa, parecia que os EUA teriam o mundo a sua mercê. No campo econômico arautos anunciaram que a universalização do capitalismo liberal sob égide norte-americana era a única alternativa viável para o mundo, porque representava o fim de todos os conflitos e o início de uma nova era de paz e prosperidade. Este seria o “*O Fim da História*”, conforme vaticinou Francis Fukuyama.

Segundo Serrano (op. cit.) os norte-americanos anteveriam a possibilidade de impor ao mundo suas diretrizes econômicas desde o instante em que a crise da dívida de 1982 e o Acordo de Plaza de 1985 mostraram que a política do dólar forte conseguira “*enquadrar os Estados e moedas rivais ficando livres da necessidade geopolítica de fomentar o desenvolvimento dos demais países centrais e da periferia*” (Serrano, op. cit., Pág. 205).

A nova política econômica norte-americana visava recuperar a economia porque os técnicos norte-americanos constataram que a corrida armamentista havia exigido grande esforço do país, aumentando muito a dívida pública, uma situação agravada com os constantes déficits comerciais. Para os técnicos, com o final da Guerra Fria os EUA poderiam enfrentar os problemas econômicos cortando pela metade os gastos militares, diminuindo os auxílios financeiros e aumento em pelo menos 30% seu comércio externo.

Com esse objetivo EUA e Canadá assinaram o Canada-US Free Trade Agreement em 1988 criando uma zona de livre comércio entre os dois países, que depois de alargado com a entrada do México (17/12/1992) originaria o North American Free Trade Agreement (NAFTA). Antes, porém, em 1989, os norte-americanos propuseram ampliar a zona de livre comércio para todo conjunto das Américas e impuseram o Consenso de Washington a todas as economias do Terceiro Mundo.

Enquanto isso na Europa, como forma de resistir melhor à pressão econômica norte-americana, em 08/12/91 a Rússia (principal herdeira do espólio soviético) liderava a formação

da Comunidade dos Estados Independentes (CEI) para manter os vínculos com as ex-repúblicas soviéticas. Dois dias depois (10/12/91) os países membros da CEE assinavam o Tratado de Maastricht. Este mudava o nome da CEE para União Européia e aprofundava o processo de integração, prevendo inclusive que em 01/01/99 seria adotada uma nova moeda que se propunha como alternativa ao dólar, o euro.

No campo militar meses antes da extinção da URSS os norte-americanos teriam, na desobediência do ditador iraquiano Saddam Hussein à moção da ONU de desocupar o Kuwait (invadido e anexado em 02/08/90), a oportunidade de mostrar ao mundo o poderio do arsenal construído ao final da Guerra Fria. Sob o manto da legalidade dado pela ONU os norte-americanos desencadearam a operação Tempestade do Deserto e em apenas 43 dias venceram a Guerra do Golfo (16/01 a 27/02) contra o ex-aliado Iraque.

Caberia ao democrata Bill Clinton (1993/00) propor uma nova agenda mundial. Na economia, avançava a globalização neoliberal com os norte-americanos ampliando sua defesa na expansão do comércio e abertura dos mercados para a penetração de seus bens, capitais e serviços, utilizando a pressão econômico/política para obter não apenas a adesão dos países mais vulneráveis como para forçar as transformações de amplitude mundial no comércio, consubstanciadas ao final da Rodada Uruguai (1987/94) onde o GATT foi substituído pela OMC (Organização Mundial do Comércio), instituição onde foram garantidos os interesses das potências industriais (Bandeira, 2006b).

Clinton também valorizou o dólar (1995) numa tentativa de evitar que uma crise econômica de Japão e da União Européia atingisse proporções globais. Entretanto, a falta de mecanismos de regulação sobre a especulação financeira mundial ocasionou duas séries crises: a do México (1994) e da Ásia (1997/98) que lançaram as primeiras dúvidas sobre os benefícios da globalização neoliberal.

Na política, não agradava ao Pentágono, ao complexo industrial/militar/petrolífero e ao *lobby* político vinculado ao setor de defesa a possível redução do orçamento militar. A fim de manter o orçamento militar elevado adotou-se um permanente estado de guerra, através da seleção de novos objetivos militares: 1) combate ao narcotráfico (Colômbia, Panamá e assim por diante); 2) combate ao terrorismo internacional; 3) intervenções de caráter humanitário (Guerra da Bósnia, Guerra da Somália e assim por diante) (Bandeira, 2006b).

Atualmente, após as mudanças de Reagan o estado de guerra perpétua tornou-se uma necessidade vital para a economia norte-americana. A corrida armamentista e as políticas econômicas adotadas nos anos 80 acabaram criando uma simbiose entre o complexo

industrial/militar/petrolífero e o Estado norte-americano, onde a economia nacional como um todo passou a depender fortemente da demanda governamental por produtos destas indústrias. A fim de manter o ciclo é necessária a queima dos estoques (Serrano, op. cit.).

Quanto ao dólar ele continua sendo o principal meio de pagamento internacional, a dívida externa norte-americana é em dólar e a dívida pública norte-americana é em dólares. Assim, o poder do Fed é enorme: ele pode imprimir os dólares capazes de sustentar uma balança de pagamentos deficitária; ele define a taxa de juros que incide sobre a dívida externa dos EUA e ele administra a dívida pública dos EUA, lastro de última instância do sistema financeiro internacional. O ponto vulnerável é que o Fed garante apenas a segurança dos subsistemas que seguem suas recomendações, mas não dos subsistemas espalhados pelo mundo (Tavares, op. cit.).

## **1.2. A Importância da Empresa Multinacional**

Nesta seção apresentaremos os principais conceitos relativos às empresas multinacionais, bem como algumas considerações teóricas sobre seu processo de expansão.

### **1.2.1. Os Conceitos Relativos às Empresas Multinacionais**

A discussão teórica sobre integração do ponto de vista econômico não é nova. A rigor, ela fora antevista por Adam Smith na *Riqueza das Nações* (1776), com sua teoria das vantagens absolutas, depois aperfeiçoada por David Ricardo nos *Princípios de Economia Política e Tributação* (1817), com sua teoria das vantagens comparativas. Entretanto, as modernas teorias têm um caráter bem mais sofisticado em função dos atuais elementos presentes hoje na economia e na política mundial, especialmente as relações entre e intra-Estados, relações entre e intracompanhias, bem como o peso diferenciado das relações entre companhias e Estados no mundo contemporâneo.

O papel dos atores não-estatais nas Relações Internacionais pode ser compreendido a partir das concepções do funcionalismo, que traz três noções para além da dimensão econômica. A primeira é de que os atores não-estatais, entre elas as EMNs, são atores importantes no mundo político, pois pode tomar decisões, monitorar, conduzir e alterar determinados fatores econômicos e políticos sem levar em conta a vontade do Estado-Nação. Em segundo o Estado não é concebido como ator unitário, mas composto por uma multiplicidade de atores dentre eles os grupos de interesses e burocratas que podem competir entre si e tem visões diferentes de cada problema. Por causa disto, problemas domésticos e/ou

internacionais podem influenciar as interações entre estes atores. Em terceiro o Estado não é um ator racional, mas sim composto por atores sujeitos às pressões, barganhas e necessidades de compromisso que nem sempre torna a decisão uma questão racional. Neste caso as EMNs são importantes devido ao seu enorme poderio econômico e capacidade de exercer pressão.

Antes de conceituar EMN é necessário conceituar internacionalização, processo do qual a EMN participa. Em linhas gerais internacionalização é o fluxo de matérias primas, produtos, serviços, dinheiro, idéias e pessoas entre dois ou mais Estados. Para nossos objetivos utilizaremos o conceito de Arruda, Goulart e Brasil<sup>8</sup> para quem internacionalização é *“um processo crescente e continuado de envolvimento de uma empresa nas operações em outros países fora de sua base de origem”* (Bello, 2006, s/pág.).

Conforme Chesnais (1996) a empresa multinacional (EMN, ou em inglês MNC) é chamada também de companhia multinacional ou transnacional e pesquisadores e organismos internacionais nunca chegaram a um acordo sobre seu conceito<sup>9</sup>. Neste estudo adotaremos o conceito de C. A. Michelet para quem EMN é *“uma empresa (ou grupo), em geral de grande porte que, a partir de uma base nacional, implantou no exterior várias filiais em vários países, seguindo uma estratégia e uma organização concebidas em escala mundial”* (Chesnais, op. cit., pág. 73). Chesnais completa dizendo que a EMN foi assim conceituada surgem várias implicações: lembra que tem origem nacional, base que dá origem aos seus pontos fracos e fortes, competitividade, estratégias e o auxílio que recebeu do Estado. Implica que ela começou a se constituir como grande empresa no plano nacional, resultado de um processo longo e complexo de concentração e centralização do capital e que normalmente se diversificou antes de começar a se internacionalizar. Implica também no fato de que ela é um grupo, cuja forma jurídica contratual é *holding* e atua em escala mundial e tem estratégias e uma organização estabelecida para isso. Finalmente, implica no fato de que ela deve ter alguma competência específica que compense seu desconhecimento do mercado externo.

A internacionalização pode ocorrer de diferentes formas (Chesnais, op. cit., Gonçalves, 1998 e Krugman, 2001), mas três são básicas: comércio internacional, relação contratual e investimento externo direto (IED). A ONU conceitua investimento externo direto como sendo aquele que ocorre quando um só investidor adquire uma participação de 10% ou mais numa firma estrangeira, mas o conceito que adotaremos será o de Krugman para quem *“investimento externo direto é o fluxo internacional de capitais pelos quais uma empresa em*

---

<sup>8</sup> Professores da Fundação Dom Cabral, conceituada instituição brasileira especializada no desenvolvimento de executivos, empresários e empresas. Tem sede em Belo Horizonte e é mantida pela Arquidiocese local.

<sup>9</sup> Gonçalves (1992) informa que a ONU adota pelo menos 21 conceitos diferentes para EMN.



*um país cria ou expande uma filial em outro*” (Krugman op. cit., pág. 175). O IED pode assumir diferentes formas: aquisição do controle parcial ou total sobre a comercialização, a produção e outras atividades em outra economia seja em serviços, manufaturas ou produção de *commodities*; compra de atividades econômicas existentes ou a construção de novas instalações ou mesmo alianças com empresas de outras nacionalidades.

### **1.2.2. A Expansão das Empresas Multinacionais**

Conforme Gonçalves (op. cit.) os agentes econômicos de um país têm preferência em operar no seu mercado doméstico, desde a produção até a venda. Essa preferência resulta dos custos diretos e transacionais envolvidos nas operações internacionais. Assim, produzir no país de origem e orientar a produção para o mercado doméstico significa evitar os custos de entrar num mercado que é desconhecido e/ou geograficamente distante.

No mercado interno cada empresa possui a vantagem específica à propriedade, ou seja, um conjunto de fatores (capitais, mercados, recursos gerenciais, organizacionais, tecnologias) que permite atuar com diferentes graus de eficiência. Em regime de concorrência perfeita, existindo lucros normais, mobilidade internacional de fatores de produção e tecnologia disponível, a internacionalização é inibida, pois a empresa não tem como concorrer com uma empresa doméstica familiarizada com o mercado. Desta forma, a internacionalização só é possível em função da existência de imperfeições dos mercados domésticos, que permitem a um conjunto muito particular de empresas, as EMNs, realizar um lucro anormal que compense o custo adicional associado ao mercado externo (Andreff, 2000).

Diferentes fatores pautam a decisão que leva uma EMNs a investir no estrangeiro: avaliação de um incentivo de risco próprio de cada país hospedeiro potencial; escolha de uma localização minimizando os custos; análise do clima de investimento até o estabelecimento de um modelo de simulação macroeconômica e política do país hospedeiro.

A escolha do país hospedeiro inicialmente apóia-se nas *vantagens comparativas* deste. Em seguida à decisão leva em conta o *clima de investimentos* que é determinado pelos seguintes critérios: nível de estabilidade das variáveis macroeconômicas (taxa de inflação, crescimento do PIB, taxa de desemprego, investimento, nível de vida e de industrialização) e de índices de estabilidade política local. Os banqueiros também propõem que seja considerado o *risco-país* que incluiu inicialmente indicadores de endividamento externo e de solvabilidade financeira dos países hospedeiros, bem como uma avaliação do risco de câmbio, administrativos, de não-transferência de fundos, de expropriação e de nacionalização e da

atitude do governo a respeito dos programas do FMI e da economia de mercado. Finalmente, é considerada a *atratividade* do país, que se refere aos dispositivos instalados pelo Estado para atrair o IED para seu território, leis ou códigos de investimento, regime fiscal aplicável ao IED, regime de amortização fiscal, avaliação de estoques, ajudas e subvenções às implantações estrangeiras, tarifas públicas e preço da energia, fiabilidade das infra-estruturas e serviços públicos (Andreff, op. cit.).

A decisão de realizar um IED é estratégica: ela leva a firma a tornar-se uma EMN. Nas firmas gerenciais (nas quais os dirigentes não são controlados pelos acionistas), os critérios desta decisão são o crescimento e a diversificação da firma, o impacto sobre sua imagem e seu valor na Bolsa. Quando o controle dos acionistas sobre os dirigentes é efetivo e quando o mercado de compra de empresas é ativo, os indicadores de lucro guiam mais a decisão de IED tomada pelos dirigentes da firma.

A decisão de IED é, enfim, o resultado de uma arbitragem quanto à forma de presença no estrangeiro: filial majoritária ou exportação. Esta escolha, do mesmo tipo que entre integração ou externalização de uma atividade, depende de uma comparação entre os custos de transação no mercado internacional e os custos de controle de uma unidade num país hospedeiro, modulado pelo risco-país.

As decisões posteriores à decisão de investir no estrangeiro dependem da organização da EMN e de suas estratégias. A decisão de desinvestir do estrangeiro pode ser motivada por uma mudança de atitude do país hospedeiro, por um conflito social na filial, por uma reorganização da EMN ou por um movimento de deslocalização ou de realocação da produção, de redirecionamento setorial ou geográfico. Seguido por demissões, o fechamento de uma filial tenciona o clima local e deteriora as relações da EMN com o Estado e os sindicatos do país hospedeiro (Andreff, op. cit.).

O modo de controle das filiais estrangeiras é estratégico e pode exercer-se sobre seu capital ou sobre seus dirigentes. O controle do capital pode ser de 100%, majoritário (> 50% do total das ações), paritário (50%/50%) ou minoritário. Os dois últimos controles, divididos com o país hospedeiro, são menos dispendiosos e protegem melhor contra o risco-país. O controle das filiais passa também pelos orçamentos que lhes destina a matriz, pela avaliação de seus desempenhos e pelo lugar que lhes é destinado na organização estratégica da EMN. Pesquisas indicam que a autonomia dada aos dirigentes das filiais é em geral mais reduzida

para as decisões financeiras<sup>10</sup>, intermediário nas decisões produtivas e comerciais<sup>11</sup> e menos reduzida para a administração de pessoal<sup>12</sup>. Os fatores que influenciam o modo de controle das filiais estrangeiras são o porte da EMN e sua forma de organização, sua origem nacional, a parcela de capital detida pela EMN, o risco do país hospedeiro e os resultados de exploração, mas não seu ramo de atividade.

À medida que a EMN desenvolve seu IED e aumenta o número de filiais estrangeiras, sua organização passa da forma *simples* (no momento do primeiro IED) à *forma U* onde as filiais estrangeiras passam a ser controladas por uma *divisão internacional*. O crescimento da EMN torna esta estrutura de coordenação ineficaz: sobrecarga de informação circulando entre a divisão internacional e as filiais estrangeiras e dissolução de seu controle sobre filiais que se tornaram numerosas. A EMN adota, então, uma das variantes da *forma M*: uma divisão operacional é responsável por todo o setor produtivo ou pela região de implantação das filiais. Tornada global, a EMN pode adotar uma organização *matricial* que abandona o princípio de unidade de comando, cada dirigente de filial dependendo ao mesmo tempo de um responsável de produto ou um diretor de região (Andreff, op. cit.).

A organização matricial é flexível, mas mais dispendiosa, complexa e engendra conflitos de autoridade entre superiores hierárquicos o que faz as EMN optarem por adotar as alianças entre EMNs, a criação de unidades estratégicas autônomas que se definem diretamente em relação ao mercado mundial de produtos particulares e o estabelecimento de um quartel general *funcional* fora do país de origem, que serve todas as filiais de uma região.

A EMN organiza uma circulação *interna* de produtos, de tecnologia, de capitais e de homens, que ela controla inteiramente no seio do espaço internacional constituído pela matriz e filiais estrangeiras. O comércio cativo intra-firma é avaliado em 30% das trocas mundiais. A EMN tira partido, para um mesmo produto, ao mesmo tempo de vantagens comparativas de custo de produção e procura evitar custos específicos de transação no país de origem. Nesse comércio internalizado, as EMN aplicam não os preços do mercado mundial, mas *preços de transferência* internos, estabelecidos independentemente da concorrência. Estes preços permitem redistribuir os lucros das filiais para sociedade matriz ou para uma *holding* situada num paraíso fiscal, ou até mesmo para burlar o controle de câmbios de um país hospedeiro.

---

<sup>10</sup> Como aumento do capital, dividendos e *royalties*, escolha do contador e dos investimentos, utilização da margem de autofinanciamento da filial, plano financeiro e empréstimos junto a bancos locais.

<sup>11</sup> Como penetração em novos mercados, capacidade e volume de produção, processos de fabricação, produtos novos, custos de produção, objetivos de venda, escolha de fornecedores, créditos à clientela e manutenção das instalações.

<sup>12</sup> Como contratação, demissão, horas extras, modalidade de pagamento do pessoal, reestruturação dos postos de trabalho e formação de mão-de-obra.

Finalmente, nos anos 80 as EMNs que operam em cadeia puderam recorrer a *decomposição internacional do processo produtivo* (DIPP). Quanto mais complexo é um produto, mais contém componentes que podem ser fabricados de modo autônomo em relação uns aos outros, mais oferece possibilidade de DIPP e mais a EMN pode tomar duas decisões: a de segmentar as operações de produção prévias à montagem do produto final, por um lado, e a de deslocalizar algumas dessas operações para diversos países hospedeiros, por outro lado. As atividades de produção podem ser localizadas livremente seja em filiais, estrangeiras, seja por terceirização ou cooperação internacional e abastecimento no estrangeiro e isso tanto mais que os custos de transporte baixam continuamente.

Nem todos os estágios do processo produtivo apresentam a mesma intensidade de capital tecnológico o que permitem as EMN arbitrar entre os países hospedeiros potenciais em função de suas vantagens comparadas para cada operação de produção. Um efeito da DIPP é a perda de autonomia e a desestruturação parcial dos sistemas produtivos nacionais, sendo que algumas indústrias passam para a esfera de decisão das EMN. Outra consequência da DIPP é a maior flexibilidade de localização das EMN, donde deslocalizações e realocações de filiais (Adreff, op. cit.).

### **1.3 As Concepções Teóricas de Robert Gilpin**

Robert Gilpin (2001 e 2004) nos fornece alguns subsídios teóricos para a compreensão da importância e atuação de uma EMN, bem como seu relacionamento com os Estados.

Para Gilpin as EMN caracterizam-se por apresentar a propriedade, direção, produção e atividades de vendas disseminadas em várias jurisdições nacionais com objetivo de assegurar o menor custo de produção. Sua expansão e a consolidação da sua influência nas últimas décadas foram possíveis porque as transformações estruturais (adoção da produção flexível), ideológicas (adoção das políticas neoliberais) e tecnológicas (melhoria dos transportes e comunicações) permitiram-nas articular a centralização da tomada de decisões e integração vertical da estrutura produtiva (sempre quando possível) de forma a dirigir seus recursos humanos, econômicos/financeiros, suas técnicas/tecnologias de produção e estratégias corporativas de forma a maximizar a utilização de suas vantagens competitivas e otimizar a busca de oportunidades em escala global, aproveitando inclusive as vantagens (humanas, econômicas, estratégicas, geográficas, sociais e políticas) dadas pelos países que esperam angariar benefícios com sua presença.

Em razão disso Gilpin admite que as EMNs tenham indubitável força na economia global porque elas alteraram seu funcionamento, determinando o fluxo de comércio, a localização de plantas e outras atividades econômicas, detendo inclusive o papel central nos fluxos de expansão tecnológica tanto para economias industriais como emergentes. Entretanto, apesar de algumas EMNs terem comportamento reprovável seu papel não é sempre negativo. Especialmente na forma de IED, elas são fontes de capital, tecnologia, renda, empregos e mercados para qualquer país, por isto tornaram-se importantes para determinar o bem-estar das nações. Esta posição é compartilhada, por exemplo, por Hirst & Thompson (1998), que também acreditam que as EMNs são a fonte mais importante de capital e tecnologia.

A despeito desta força Gilpin acredita que por si só os argumentos sofisticados da teoria da alocação econômica e a teoria das vantagens comparativas não conseguem explicar tudo o que acontece na economia mundial, como por exemplo, a distribuição de riqueza, os efeitos da economia mundial nos interesses nacionais e a ação dos regimes internacionais.

Apesar da ampliação da globalização econômica e da integração entre economias nacionais ainda é necessário distinguir a economias nacionais da internacional, sendo que os limites políticos podem produzir e depois dividir as economias e as políticas econômicas das diferentes nações, distinção que é percebida pelos diferentes agentes econômicos. Em função disto Gilpin acredita que o Estado ainda é o principal ator na economia internacional e que as economias domésticas ainda formam a característica mais importante da economia mundial. Ele vê como exageros tanto os que crêem que as EMNs sobrepujam o âmbito doméstico e estatal, tornando-se independentes e globais, determinando o ritmo da economia e a política mundial, como são exagerados aqueles que acreditam no potencial das EMNs como agentes coletivos da internacionalização. Segundo o autor, apesar de todos os ataques que o Estado sofreu nos últimos anos, sua existência ainda parece ser a condição indispensável para o funcionamento do regime capitalista. Se por um lado os sistemas econômicos nacionais são entraves para os movimentos em direção a uma possível economia global mais aberta, por outro lado diferenças em assuntos tais como políticas competitivas, práticas de negócios e estruturas corporativas têm se tornado cada vez mais central no que diz respeito ao comércio internacional e outras negociações, mostrando que o Estado cresce de importância conforme avança a internacionalização da economia. Apesar das convergências, as sociedades ainda retêm as suas características essenciais e não foram diluídas numa massa homogeneizada.

Outrossim, Gilpin aponta algumas diferenças no relacionamento entre as EMNs e os Estados. Quanto ao relacionamento com o *País Sede* (onde a EMN tem o núcleo dos seus negócios, a partir do qual articula e coordena todas as suas operações) Gilpin argumenta (com base no relacionamento entre as EMNs norte-americanas e o governo dos EUA) que são as políticas do governo do país de origem as que mais que influenciam nas decisões dos gestores das EMNs tendendo a existir complementaridade entre os interesses destas e os governos porque, como mostra o exemplo norte-americano, as EMNs que atuam no exterior controlam, entre outros fatores, o acesso as matérias-primas, mantêm a posição relativa do país nos mercados externos, são importantes para equilibrar a balança de pagamentos, atuam como mecanismo de expansão ideológica e atuam como instrumento de diplomacia, em suma, as EMNs definem uma esfera de atuação para o *País Sede* que poderia ser ocupado pelas congêneres de outros países.

Hirst & Thompson (op. cit.) corroboram esta noção complementando que apesar de ser quase impossível mapear todo o fluxo de negócios internacionais e, por conseguinte a rede de interesses é correto acreditar que as operações das EMNs ainda estão estreitamente vinculadas aos países de origem onde estão seus maiores investimentos os que as tornam passíveis de serem “gerenciadas” ou “governadas” pelos governos nacionais porque na realidade as mesmas continuam “*embedded*” (enraizadas) nos territórios nacionais de origem.

Gilpin observa que um dos sintomas da importância do Estado-Nação para as EMNs é que pelas teorias econômicas seria lógico supor que estas buscam alocar recursos sempre objetivando maximizar seus ganhos econômicos, porém estudos empíricos demonstram que não é o que ocorre. A preferência das EMNs é por concentrar os investimentos no *País Sede* ou seu entorno por motivos extra econômicos, entre eles: os interesses políticos e estratégicos, as afinidades culturais, a segurança política, a qualidade da mão de obra, etc. Em consequência o *País Sede* retém sua importância porque ainda detém o verdadeiro *locus* do poder corporativo: os recursos econômicos, da tomada de decisões, parte da produção, a concentração da pesquisa e desenvolvimento (P&D) e o principal mercado consumidor.

Quanto ao relacionamento com o *País Hospedeiro* (o que recebe os IED da EMN), as EMNs frequentemente concentram seus investimentos em setores específicos, onde possuem vantagens competitivas ante as empresas locais. Entretanto, como os investimentos geram relacionamentos econômicos de natureza integrativa eles acabam envolvendo a corporação nos assuntos econômicos internos dos países, o que torna a presença das EMNs controversa, especialmente nos países pobres. Mas, para os países pobres as EMNs são importantes por

vários motivos: podem iniciar um setor econômico previamente inexistente, trazem capitais, recursos, tecnologias, geram empregos e receitas e podem reforçar a balança de pagamentos.

Gilpin não crê no poder das EMNs solapar o Estado por mais fraco que este seja e/ou mais fortes que sejam as companhias. O Estado-Nação ainda é o principal ator na cena mundial e existem indícios que eles estão sabendo articular interesses e aproveitar a presenças das EMNs em seu próprio benefício, explorando entre outras coisas, o caráter intrinsecamente competitivo delas. Entretanto Gilpin nota que a presença das EMNs não é apenas positiva. Entre os problemas que elas podem causar é o de competir desigualmente com as similares nacionais, inibir o desenvolvimento de uma base tecnológica local, ocupar setores econômicos estratégicos, influenciar e mesmo interferir na política interna e alterar os padrões de consumo de uma sociedade, por isto sugere que é salutar aos Estados tomarem muito cuidado com contratos e objetivos que pretendem alcançar com sua presença.

Nesta conjuntura há necessidade de equilibrar interesses inerentes à interdependência da economia internacional e o desejo de cada Estado em manter sua independência econômica e sua autonomia política. Ao mesmo tempo em que os Estados querem os benefícios do livre comércio e os investimentos estrangeiros, eles desejam também proteger sua autonomia política, seus valores culturais e suas estruturas sociais. Enquanto a lógica do mercado é a de obter eficiência, lucros e mais mercados, a lógica do Estado é a de obter e controlar o processo de crescimento econômico e acumulação de capital, capazes de aumentar seu poder e o bem-estar econômico da nação.

De acordo com Gilpin, a integração existe e a liberalização do capital e os mercados financeiros integrados têm sido importantes para a economia global porque tem complicado e reduzido à autonomia dos Estados na condução de suas próprias políticas macroeconômicas o que pode ser mais ou menos agudo, dependendo da habilidade dos governos ou da força relativa de cada economia nacional. Por seu turno, para os donos das corporações o movimento em direção ao mercado global tem resultado em aumento do fluxo financeiro e isto tem facilitado grandemente as fusões corporativas e aquisições por parte das EMNs. O crescimento vertiginoso das finanças internacionais tem aumentado tanto a interdependência monetária, comercial como outros aspectos da economia internacional.

Gilpin acredita que a integração é maior no entorno de Alemanha (Europa Ocidental), EUA (América do Norte) e Japão (Extremo Oriente), porque essas potências econômicas adotaram a estratégia política de privilegiar o regionalismo econômico como forma de

aumentar o seu poder de barganha nas negociações globais. Um dos resultados dessa integração é o aumento da competitividade e do fortalecimento das empresas regionais.

Hirst & Thompson acrescentam também que não obstante o discurso liberal em favor da abertura da economia, os países da tríade (Alemanha, EUA e Japão) continuam fechados em termos de interdependência. Isso demonstra que a dimensão política tanto capacita como restringe, e de forma bastante particular, as estratégias e operações “econômicas” das EMNs. Tendo em vista a assimetria histórica entre Estados ou governos de países desenvolvidos e de países em desenvolvimento isso também demonstra que a dimensão política internacional continua sendo conduzida mais pelos primeiros do que pelos segundos.

Portanto, o processo de regionalização conduzido pelo Estado-Nação e que tem nas EMNs uma parte interessada podem ser explicados neste marco teórico porque possibilitam a absorção de novos métodos de produção e gerenciamento e a produção flexível, o que exige equipes de profissionais treinados e motivados. Além disso, a produção regional possibilita a produção em escala maior, cria a possibilidade das firmas aproximarem-se mais dos seus consumidores com base em afinidades culturais e podem ajudar a isolar regionalmente as companhias dos problemas políticos e econômicos mundiais.

Em resumo, Gilpin rejeita o potencial integrador visto apenas do ponto de vista econômico e como processo conduzido apenas do ponto de vista das EMN. Desmistifica também o argumento de que a globalização econômica é o processo que organiza a economia contemporânea, por meio das forças do livre mercado e da competição, destacando a importância do regionalismo e da política.



## **2. CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE HIDROCARBONETOS**

Tanto os países como companhias petrolíferas têm seu comportamento condicionado por fatores intrínsecos ao setor de infra-estrutura em geral e intrínsecos ao setor de hidrocarbonetos em particular. Por essa razão na primeira parte deste capítulo, com base em Cecchi (2001), será apresentada uma definição teórica do setor de infra-estrutura, seguido de breves apontamentos sobre sua estrutura e as funções que nele desempenha o Estado. Na segunda parte analisaremos a evolução e estrutura da indústria mundial do petróleo (IMP) e terceira parte a indústria do gás natural (IGN), as duas mais importantes do setor de hidrocarbonetos, e as únicas a ser consideradas como tais nesta dissertação (as indústrias do xisto e do carvão também fazem parte do setor de hidrocarbonetos). Afinal, na quarta parte analisaremos uma indústria que é escopo do refino do petróleo e da separação do gás natural, a indústria petroquímica mundial (IPQ) e uma indústria que é escopo do gás natural e assume importância crescente, a geração de energia termelétrica a partir do gás natural.

### **2.1. O Setor de Infra-Estrutura**

O setor de infra-estrutura é fundamental para o processo de desenvolvimento econômico. O desenvolvimento está estreitamente relacionado à implantação de estruturas de transporte e fornecimento de água, energia, esgoto, habitação, saúde e tudo o mais que, além de permitir às empresas melhor aproveitar seus recursos, se repercute imediatamente na melhoria da qualidade de vida da população. A ausência de infra-estrutura adequada é um forte empecilho ao crescimento das empresas privadas e condena a população de um país ou uma região à sua própria sorte. Do ponto de vista empresarial, a sua falta desestimula o investimento, o que reduz o potencial de crescimento. Do ponto de vista dos indivíduos, a sua falta resulta em condições degradantes de sobrevivência ou redução do nível de bem-estar.

Em muitos países (como o Brasil) as indústrias do setor de infra-estrutura desenvolveram-se principalmente através da ação governamental, com o Estado tomando para si a responsabilidade pelo fornecimento destes bens e serviços considerados de utilidade pública. Esta coincidência de trajetórias não se deu por acaso, mas pela particularidade das indústrias de infra-estrutura, que aponta para uma estrutura de mercado concentrada em poucas empresas. Estas características, denominadas “falhas de mercado” pela Escola Marginalista têm impacto também sobre a regulação governamental destes serviços.

### 2.1.1. Definições e Distinções

O termo estrutura tem origem grega e significa fundação, ou fundamento, sobre o qual se apóia uma construção material ou imaterial. Karl Marx foi o primeiro estudioso a introduzir o termo no sentido em que hoje é utilizado nas ciências econômicas. A estrutura (sem infra) é o conjunto de forças produtivas que forma a base material da sociedade, sobre a qual se ergue a superestrutura ideológica, jurídica e política.

A adição do prefixo “infra”, a partir do final do século XIX, objetivou enfatizar a principal particularidade dos ativos de infra-estrutura. São mercadorias que, além de servirem de insumo para todos os demais setores produtivos, podem ser consumidas pelos indivíduos.

Sob qualquer ângulo de análise, é possível reparar que existe distinção entre infra-estrutura social e infra-estrutura econômica. A primeira satisfaz às demandas por serviços públicos de educação, defesa civil, educação, justiça, segurança pública, saneamento e saúde, onde os maiores beneficiados são as famílias. A segunda satisfaz, além das demandas individuais, às necessidades das empresas em matéria de bens intermediários ou insumos de produção como os fornecimentos de energia, transporte e comunicação. Contudo, as infra-estruturas econômicas possuem significativo impacto social. A denominação anglo-saxônica para algumas infra-estruturas deste tipo (“*public utilities*”) ressalta o aspecto coletivo de sua utilização e o interesse público destas atividades. Mesmo nas infra-estruturas econômicas é necessário distinguir o ativo fixo do serviço fornecido. Existe uma esfera mercantil composta pelos fatores de produção (equipamentos, instalações, sistemas de transporte e distribuição), e uma esfera não mercantil (possibilidade de acesso, confiabilidade do serviço e qualidade da mercadoria fornecida). A não observância da natureza pública de algumas infra-estruturas econômicas restringe o alcance dos benefícios oferecidos por estes ativos.

A importância destes ativos fixos colocados à disposição da coletividade está em sua capacidade de estruturar a economia em seu entorno. As infra-estruturas de transporte, telecomunicações e fornecimento de energia facilitam o fluxo de mercadorias, pessoas e informações, reduzindo as distâncias e estimulando as relações comerciais e sociais.

Para as empresas uma boa infra-estrutura permite uma redução dos custos internos de produção e dos custos externos de movimentação de insumos e escoamento da produção. Ao longo do tempo o resultado será um aumento da produtividade dos fatores de produção em todos os setores de atividade, induzindo um processo endógeno de desenvolvimento.

Para as famílias, a construção de infra-estruturas econômicas tem um duplo e imediato efeito: a melhoria da qualidade de vida e o aumento da produtividade do trabalho, ao elevar as possibilidades de deslocamento, comunicação e subsistência.

Assim, as infra-estruturas não dispõem apenas de um poder estruturador: elas também são integradoras, consolidando as bases sobre as quais se erguem às relações econômicas e a organização social das regiões onde são implantadas.

### **2.1.2. Características do Setor de Infra-Estrutura**

Do ponto de vista estrutural qualquer indústria do setor de infra-estrutura é uma indústria de rede, assim denominada por ser configurada em cadeia (também chamada de cadeia produtiva). Por sua vez, a cadeia produtiva é composta por atividades (ou segmentos), cuja estrita complementaridade estabelece, mais por razões de ordem tecnológica do que econômica, graus de interdependência bem mais elevados do que aqueles existentes em outros tipos de indústria (Szlko, Mathias & Oliveira, 2003).

A cada atividade corresponde um ativo específico que: 1) é distinto e independente, mas se articula e se complementa com outro ativo, de forma a manter uma seqüência consecutiva nas etapas produtivas desde o fornecimento dos insumos e matérias-primas, passando pelas etapas de armazenamento, planejamento, produção, transporte até a comercialização do produto final; e 2) é indivisível. Rodovias sem pontes, pontes sem ferrovias, centrais telefônicas sobrecarregadas ou gasodutos que terminam na beira do rio são indicações claras de que os ativos de infra-estrutura não podem ser fracionados, devendo ser construídos como um todo caso contrário tornam-se um simples desperdício de recursos.

Por sua vez, a especificidade dos ativos faz com que o setor de infra-estrutura tenha uma peculiar estrutura de custos. Normalmente são demandados aportes significativos de capitais iniciais, invertidos em ativos de altíssimo custo unitário, altamente especializados e que não apresentam qualquer utilidade fora das atividades às quais se destinam. Além disso, a utilidade de cada equipamento está irremediavelmente ligada à sua correta inserção na cadeia produtiva, porque o processo produtivo pode ser inviabilizado pela falha de um destes equipamentos e interrupção do fluxo, por qualquer motivo, provavelmente acarreta danos irreparáveis tanto para o produtor quanto para os consumidores.

Estes ativos normalmente também apresentam restrições advindas do “trancamento tecnológico”<sup>13</sup> (ou “trancamento”), ou seja, o "primeiro a instalar e operar" os ativos adquirirá uma experiência que se refletirá, depois de algum tempo, em vantagem de custo dificilmente superado por outra empresa, particularmente quando se tratar de uma série de diferentes atividades especializadas e conectadas, nas quais o aprendizado do conjunto gera rendimentos crescentes. No caso dos clientes, principalmente os industriais, a aquisição de equipamentos adequados ao novo fornecimento resultarão na adaptação dos procedimentos e o *layout* da fábrica, no aprofundamento dos conhecimentos dos técnicos e na fixação de novas rotinas de trabalho. Ao fim deste longo aprendizado teremos duas conseqüências: uma redução sensível nos custos e o alto grau de irreversibilidade das opções iniciais o que pode condenar toda a economia de um país ou de uma região a uma única trajetória.

Ademais, por serem mercadorias de utilidade pública, as instalações de infra-estrutura devem ser capazes de responder às fortes oscilações da demanda (que podem ser cíclicas e sazonais e mesmo imprevisíveis) e ao crescimento sustentado e de longo prazo desta mesma demanda. Em conseqüência, a construção de tais instalações não pode ser parcelada, são superdimensionadas, passíveis de fácil ampliação e ter sua oferta expandida em etapas bem definidas e escalonadas no tempo. Se não forem capazes de atender à expansão da demanda convenientemente, os ativos de infra-estrutura se transformam rapidamente em gargalos de estrangulamento, que inviabilizam em definitivo a continuidade do desenvolvimento. Esta estrutura de custos implica também no fato de que um investimento no setor de infra-estrutura normalmente demanda um prazo de maturação bastante elevado.

A cadeia produtiva e as especificidades dos ativos condicionam o comportamento interno e externo das companhias. No plano interno determina a forma de organização das companhias e esta, por sua vez, determina os tipos de ganhos econômicos. No plano externo determina a configuração do mercado.

---

<sup>13</sup> Considera-se que ocorre o “trancamento” quando o fornecedor da infra-estrutura e o utilizador adquirem os equipamentos e a experiência que determinam um ponto de não retorno, em função da natureza específica dos investimentos, dos custos da mudança e dos benefícios já acumulados. A partir do conceito de "trancamento" pode-se entender porque uma empresa de petróleo, que desde o início baseia integralmente seu crescimento na instalação da infra-estrutura de produção, transporte, refino e distribuição de petróleo, pode passar décadas queimando o gás natural associado ao petróleo. Explica-se também porque é tão difícil e lenta a penetração do gás natural no consumo industrial de pequeno porte ou nas residências. Por maiores que sejam as vantagens de sua utilização, os custos e as resistências à mudança em razão da experiência adquirida, tanto do fornecedor, quanto do consumidor, são tais que a mudança de infra-estrutura não se fará espontaneamente (Cecchi, op. cit.).

No plano interno a forma de organização típica das firmas do setor de infra-estrutura é a integração vertical<sup>14</sup> e a integração horizontal<sup>15</sup> da cadeia produtiva, que asseguram a manutenção do fluxo produtivo, a diluição dos custos dos ativos ao longo da cadeia e do processo produtivo e a expansão do mercado à medida que cresce a produção. Esta organização resulta em ganhos econômicos pela geração da economia de escala<sup>16</sup>, economia de escopo<sup>17</sup>, economia de aprendizagem<sup>18</sup>, economia externa<sup>19</sup> e economia interna<sup>20</sup>.

No plano externo, a cadeia produtiva e as especificidades dos ativos determinam peculiar estrutura de mercado das indústrias de infra-estrutura, porque atuam em dois sentidos que se reforçam. De um lado implicam na existência de elevadas “barreiras de entrada” para os novos concorrentes e elevadas “barreiras de saída” para os concorrentes já estabelecidos. De outro implica na existência do chamado “monopólio natural”.

Alfred Marshall observou que, submetidos à concorrência, os produtores seriam obrigados a produzir de acordo com a combinação ótima de fatores e a vender a um preço exatamente igual ao custo marginal. Assim, beneficiar-se-iam não só os consumidores, que

---

<sup>14</sup> Conforme Sandroni (1996) a integração vertical ocorre quando a firma procura absorver em sua microestrutura todas as etapas da cadeia, de forma a assegurar uma coordenação ótima entre os ativos especializados e evitar qualquer risco de ruptura do fornecimento.

<sup>15</sup> Conforme Sandroni (1996) a integração horizontal ocorre em dois casos: 1) quando ocorre a fusão dos ativos de duas ou mais empresas que operam no mesmo estágio e com os mesmos produtos, possibilitando-a operar em mais de um mercado, obter mais poder econômico, operar com um sistema mais amplo de revendedores e diminuir a concorrência, conquistando maiores faixas de mercado; e 2) quando duas ou mais empresas utilizam a mesma matéria-prima, embora não fabriquem o mesmo produto.

<sup>16</sup> Considera-se que são obtidas economias de escala quando os custos fixos da oferta de um único produto são altos e seus custos marginais decrescem ao longo de toda curva de demanda. Quanto maior é o custo da instalação industrial, maior é seu custo fixo, em contrapartida menor será o custo marginal de produção, ou seja, o custo adicional de fornecimento de mais uma unidade do produto.

<sup>17</sup> Considera-se que são obtidas economias de escopo quando o custo total de uma firma em produzir conjuntamente pelo menos dois produtos/serviços é menor do que o custo de duas ou mais firmas produzirem separadamente estes mesmos produtos/serviços, dados os mesmos insumos.

<sup>18</sup> Considera-se que são obtidas economias de aprendizagem em casos que quanto maior a experiência de produção acumulada no tempo (e não a quantidade produzida), menor o custo de fornecimento da próxima unidade. A explicação está nos aspectos tácitos (não codificados e assim dificilmente transmissíveis) da atividade, que permitem a otimização de cadeias e redes de produção complexas e que somente podem ser apreendidos com o tempo.

O aprendizado ocorre também do lado da demanda. Na medida em que o consumidor começa a adquirir a mercadoria, gradativamente ele vai adaptando seus processos de produção ou de compra de maneira que, com o tempo, ele adquire um patamar de otimização ou de satisfação bem superior ao anterior.

<sup>19</sup> Ou “externalidades”. Alfred Marshall observou que os ativos fixos dos serviços de infra-estrutura produzem efeitos derivados da produção de uma mercadoria não considerados na função de produção da empresa que os gerou. Por exemplo, a instalação da infra-estrutura de distribuição urbana de eletricidade permite a comercialização imediata de produtos para iluminação; estes são seus benefícios diretos. Mas, ela também permite ao comércio permanecer aberto durante um maior tempo, fato que incrementa os negócios e o emprego; este é um benefício indireto. As externalidades explicam porque os investimentos em infra-estrutura são vetores de modernização e industrialização.

<sup>20</sup> Considera-se que são obtidas economias internas quando uma firma cria a infra-estrutura necessária à sua expansão e à redução de seu custo unitário de produção. Um exemplo é a empresa que constrói sua própria estrada de ferro para escoar sua produção.

estariam comprando ao menor preço possível, mas também a sociedade como um todo, uma vez que a alocação ótima de recursos na produção estaria assegurada. Porém, Marshall observou que a exceção a esta lei residia no setor de infra-estrutura onde o tamanho ótimo da produção por uma companhia seria suficientemente grande para atender todo o mercado, enquanto a demanda seria pequena o bastante para ser totalmente coberta por apenas uma companhia. Em resultado, a escala mínima de eficiência da companhia seria no mínimo igual à totalidade do mercado, o que produzia não apenas rendimentos de escala inicialmente crescentes, mas que também jamais decresceriam. Assim, teríamos uma situação de “monopólio natural” porque o mercado não comportaria mais de uma companhia operando com economias de escala e escopo eficientes.

Desta forma, a existência de altas “barreiras de entrada” e “barreiras de saída” reforçariam ainda mais a tendência ao monopólio, o que já seria uma tendência natural dos setores de infra-estrutura, enquanto tendência intrínseca para o “monopólio natural” reforçaria ainda mais o aparecimento de altas “barreiras de entrada” e “barreiras de saída”. Por esta razão o mercado do setor de infra-estrutura se apresenta como monopólio ou, o que ocorre mais normalmente, como oligopólio.

Nas últimas décadas do século XX, a ortodoxia do pensamento econômico incorporou estas (e outras) dificuldades observadas em alguns setores produtivos, sob o conceito de “falhas de mercado” porque a configuração particular do setor de infra-estrutura impede que a “mão invisível”<sup>21</sup> estabeleça o preço correto dos bens ou serviços oferecidos.

### **2.1.3. A Função do Estado**

A condição de monopólio natural do setor de infra-estrutura gera alguns problemas. O primeiro é que a inexistência da concorrência impede o consumidor de encontrar substitutos para a mercadoria em questão, segue-se que o poder de fixação de preço do produtor é extremamente elevado, sendo muito provável que ele abuse desta situação.

O segundo problema é que para grandes quantidades produzidas o custo marginal se aproxima de zero. Se o preço do produto fosse estabelecido de forma similar à concorrência perfeita (ou seja, se o preço fosse igual ao custo marginal), este seria demasiadamente baixo, de forma a não compensar, no curto e médio prazos, os investimentos realizados. Sendo assim, o capital privado não seria atraído para a realização desse tipo de investimento.

---

<sup>21</sup> O termo “mão invisível” foi introduzido na literatura econômica por Adam Smith, em seu livro clássico *A Riqueza das Nações*, e representa as livres forças de mercado que ajustam à economia.

O terceiro problema está relacionado às externalidades positivas oriundas do fornecimento dos serviços de utilidade pública, onde os benefícios sociais são muito superiores aos benefícios privados e difíceis de ser apropriados pelas empresas. Nestas condições, nenhum capital privado terá interesse em fornecer o serviço e, se mesmo assim o fizer, é porque os dirigentes da empresa vislumbram a possibilidade de que como monopolista ela poderá impor um preço muito maior que seu custo marginal.

O quarto problema está vinculado à qualidade e continuidade do fornecimento dos serviços que podem ser afetados por decisões internas à empresa, em detrimento do bem estar da sociedade. Apesar de potencializar ganhos associados à escala e à formação de redes, o monopólio sem a devida supervisão pode não atender às necessidades da sociedade e reduzir os impactos positivos gerados pelas indústrias de infra-estrutura.

Duas soluções foram encontradas para estes tipos de falhas de mercado que se acumulam nos setores de infra-estrutura. Na tradição norte-americana optou-se pela concessão das atividades às empresas privadas e se ergueu, concomitantemente, um importante aparato regulador com o objetivo de evitar que as condutas abusivas pudessem prejudicar os consumidores. Na tradição europeia optou-se pela intervenção direta do governo através da constituição de empresas estatais. Em ambas as situações, porém, chegou-se a um consenso segundo o qual a alocação ótima dos recursos empregados em infra-estrutura exigia a presença de um agente externo, sob controle público, que exercesse uma função tutelar.

No Brasil a tradição de intervenção governamental no setor de infra-estrutura seguiu o modelo europeu e foi, em boa parte, justificada pelos volumes de investimentos necessários ao seu desenvolvimento, bem como pelo caráter estratégico destas indústrias. Assim, o Estado funcionou como agente financiador, empreendedor e gestor das indústrias de infra-estrutura, tipicamente através da criação de estatais, atuando assim para fomentar o desenvolvimento econômico do país, sobretudo durante o período do "Milagre Econômico".

No final da década de 1970, com a ascensão de Thatcher na Grã-Bretanha, teve início um debate de caráter neoliberal a respeito do novo papel dos governos nos setores de infra-estrutura. O debate, adotado em vários países (em especial nas Américas, Ásia e Leste Europeu), propunha uma série de reformas no sentido de introduzir a concorrência no setor, reduzindo barreiras institucionais e econômicas à entrada de novos agentes. Neste ambiente o Estado não mais deveria ser o gestor, mas o regulador dos setores de infra-estrutura, definido as regras para os monopólios naturais agora submetidos às pressões concorrenciais, além de realizar o controle da qualidade e preço dos serviços oferecidos ao consumidor.

As novas funções dos órgãos reguladores não são simples. O processo de introdução de concorrência em indústrias de infra-estrutura não se resume à simples remoção de barreiras institucionais à entrada no mercado. O órgão regulador deve também garantir condições para que a concorrência de fato se efetive, destituindo as empresas já instaladas do seu antigo poder de monopólio ou oligopólio, que prejudica, dentro do novo modelo competitivo, o ingresso de empresas competitivas em seu segmento de mercado. Embora pareça contraditória à tradição liberal, a intervenção de um regulador (que na maioria dos casos se dá mediante uma agência estatal) é fundamental para a existência da livre concorrência nas indústrias de infra-estrutura, devido às suas especificidades técnicas e econômicas.

## **2.2. A Indústria Petrolífera**

Não é possível analisar detalhadamente aqui o impacto e a importância da indústria mundial do petróleo (IMP) sobre as sociedades modernas em razão de suas dimensões e de suas múltiplas e complexas relações econômicas/estratégicas/políticas/sociais. Assim, faremos apenas alguns apontamentos indispensáveis para sua compreensão, a começar por sua evolução, uma exposição relativamente longa, mas justificável tendo em vista do impacto desta indústria sobre o mundo contemporâneo, seguida da sua estrutura, flexibilização, a procura por novas fontes de energia e algumas implicações entre a IMP e a política.

### **2.2.1. A Evolução da Indústria Petrolífera**

Não se sabe quem descobriu o petróleo, nem onde, nem quando, mas vestígios arqueológicos encontrados numa caverna de Nahal Hemar, próximo ao Mar Morto, indicam que o homem utiliza o betume como cola em ferramentas (foices e martelos) e para vedar cestos desde pelo menos 7000 a.C. De fato, próximo ao Mar Morto encontraram-se jazidas de betume que sugerem sua extração desde a mais remota antiguidade.

Depois de 4000 a.C. os registros mostram que civilizações de diferentes épocas e lugares, dentre os quais os sumérios, egípcios, babilônios, hebreus, assírios, persas, chineses, gregos e romanos conheciam o petróleo por grande variedade de nomes: alcatrão, asfalto, azeite, betume, lama, nafta, nafta da Pérsia, óleo de São Quirino, óleo do rio, pez, resina, entre outros<sup>22</sup> usando-o quase sempre para os mesmos fins: calafetante; construção (liga de

---

<sup>22</sup> O termo “petróleo”, conjugação das palavras latinas “*petra*” (pedra) e “*oleum*” (óleo), ou seja, “óleo de pedra”, foi cunhado pelo alemão Georg Bauer (dito *Giorgius Agrícola*) em 1546.



argamassa); arma de guerra (projéteis incendiários, paredes de fogo, etc.); conservação (múmias, papiros, construções, pinturas etc.); iluminante; lubrificante e medicamento<sup>23</sup>.

Até onde se sabe, na antiguidade o petróleo não era objeto de atenção estratégica e política e mesmo sua importância de hoje, como fonte de energia e matéria-prima, inexistia nos primórdios da indústria. O que se buscava era um iluminante de custo e qualidade satisfatórios, encontrado num derivado do petróleo, o querosene. Foi a Revolução Industrial que alinhou acelerada taxa de inovação produtiva e tecnológica com a busca crescente por mercados consumidores que modificou o quadro, levando o petróleo a ter a importância atual.

A indústria petrolífera é uma das mais antigas no setor de infra-estrutura. Depois do histórico dia 27 de agosto de 1859 quando Edwin L. Drake encontrou petróleo a 21 metros de profundidade na cidade de Titusville (Pensilvânia, EUA) dando início à IMP, acumulou-se volumosa bibliografia sobre sua evolução e para compreendê-la, com o auxílio de Bey (1936), O'Connor (1959 e 1962), Sampson (1976), Durand (1978), Yergin (1992), Minadeo (2002) e Contreras (2003a e 2003b), dividiremos sua história em sete fases.

A primeira fase tem início em 1859 com o nascimento da indústria e se encerra em 1870 quando surge a Standard Oil Company of Ohio. Neste momento a indústria do petróleo é um fenômeno norte-americano, tem a produção limitada a uma região geográfica (Oil Creek Valley, Pensilvânia, EUA) e a extração é feita de maneira caótica e predatória, prevalecendo à prática de extrair o máximo de petróleo no menor tempo possível (o que esgotava e danificava os poços). Essa desorganização do setor se reflete nos preços do petróleo, que sofrem violentas flutuações inviabilizando a sustentação da nova indústria (Contreras 2003a).

Coube a John Davidson Rockefeller o mérito de vislumbrar que o padrão racional capaz de organizar a indústria petrolífera estava na integração vertical (otimizando a economia de escala) da sua cadeia produtiva (que é composta pelas atividades de *upstream*, *midstream* e *downstream*). O processo de integração vertical exigia grandes investimentos que ficariam imobilizados por algum tempo, mas o controle da cadeia permitia que as atividades fossem articuladas de forma a manter o fluxo contínuo do processo produtivo, diluindo os riscos dos investimentos ao mesmo tempo em que se equilibrava a oferta e a demanda no interior da própria empresa realizando assim a taxa máxima de lucros com uma satisfatória estrutura de custos/preços.

---

<sup>23</sup> Um histórico completo do petróleo na antiguidade pode ser encontrado em FORBES, R.J. Bitumen and Petroleum in Antiquity in: *Studies in Ancient Technology*. Volume: 1. Leiden. E.J. Brill. 1955.

A segunda fase tem início em 1870 com a fundação da Standard Oil Company of Ohio<sup>24</sup> e se encerra 1876, quando aparecem seus primeiros concorrentes. Ainda com base doméstica (Oil Creek Valley) a Standard Oil Company of Ohio surge como primeira e única companhia petrolífera com integração vertical incompleta<sup>25</sup> do mundo. Essa vantagem competitiva faz com que a companhia obtenha economias de escala realizando taxas de lucros maiores que as concorrentes e utilize os excedentes para financiar os meios<sup>26</sup> de obter o monopólio e o quase monopólio do *downstream* e distribuição<sup>27</sup> dos EUA. Muito eficaz é a guerra de preços, tática aplicada sistematicamente para eliminar a concorrência e que posteriormente será utilizada por todas as companhias petrolíferas. Alcançados os limites do mercado interno, a Standard Oil se lança à conquista dos mercados da África, Américas, Ásia, Europa e Oceania também praticamente monopolizando-os (Bey, op. cit. e Yergin, op. cit.).

A terceira fase tem início em 1876 quando aparecem os primeiros concorrentes e se encerra em 1918 com o final da Primeira Guerra Mundial. Nesse momento o domínio da Standard Oil é rompido nas frentes externa e interna.

Os primeiros desafios surgiram na frente externa onde à dispersão geográfica da produção, a proteção estatal e a união de capitais de diferentes origens geram as condições

---

<sup>24</sup> Fundada por seis sócios: John D. Rockefeller (30,00%), Henry Morrison Flagler (16,67%), Samuel Andrews (16,67%), Stephen V. Harkness (13,34%), William Rockefeller (13,34%) e O.B. Jemnigs (10,00%). Em razão de processo movido contra ela e por impedimentos legais em 1882 a Standard Oil Company of Ohio muda a razão social para Standard Oil Trust Agreement e se registrada em New York transformando-se no primeiro truste dos EUA, por isso recebeu a alcunha de “*Mãe dos Trustes*”. A Standard era objeto de ódio implacável do público porque em sua trajetória para quase monopolizar a indústria petrolífera norte-americana criou uma imagem de empresa combativa, cruel, feroz, inescrupulosa e sigilosa. Suas práticas motivaram inúmeros processos que não lograram modificar seu comportamento. A Standard estabeleceu as bases jurídicas e metodológicas para a formação de outros trustes que quase monopolizavam os diferentes setores industriais dos EUA. Numa tentativa de regulamentar as atividades dos trustes em 1890 foi promulgada a Anti-Trust Sherman Act, que teve pouca aplicação até 1900, quando os trustes, vistos pela sociedade norte-americana como uma ameaça, foram tema da campanha presidencial. Em 1901 Theodore Roosevelt assumiu a presidência, recomendando a aplicação da lei. Logo a Standard Oil tornou-se visada. O clamor contra ela surgiu em 1902 quando a jornalista Ida Tarbell publicou o primeiro de 24 artigos mensais sob o título *The History of the Standard Oil Company* expondo os muitos abusos cometidos pela companhia em sua trajetória para quase monopolizar o setor petrolífero do país. Após conhecer os fatos um público escandalizado passou a exigir uma punição exemplar. Em 1906 foi aberto o processo judicial contra a companhia e em 1911 a Suprema Corte dos EUA ordenou sua dissolução sob acusação de tentar monopolizar o setor petrolífero. Em resultado surgiram 33 companhias sendo as maiores a Standard Oil of New Jersey (também chamada de Jersey, SONJ, Standard ou Standard Oil), a Standard Oil of California (Chevron desde 1984), a Standard Oil of New York (Mobil desde 1966), Standard Oil of Indiana (Amoco desde 1954), Standard Oil of Ohio (Sohio desde 1928), Continental Oil (Conoco desde 1981) e Atlantic Refining Company (Arco desde 1968). Além da maior parte do espólio a SONJ herdou da Standard Oil Trust o nome, a reputação, os métodos de negócio e um ódio público tão arraigado que foi um dos motivos que a levou a adotar o nome Exxon em 1971 (Yergin, op. cit.).

<sup>25</sup> Faltava a atividade de *upstream*, que a Standard Oil passa a desenvolver apenas em 1887.

<sup>26</sup> Entre eles os boicotes; chantagens; corrupção de concorrentes, juízes e políticos; guerra de preços; sabotagens; subornos; tráfico de influência jurídica e política e assim por diante (Yergin, op. cit.).

<sup>27</sup> A Standard Oil chegou a ter 90% do controle sobre estas atividades.

que viabilizam o estabelecimento dos primeiros concorrentes em posição de romper o quase monopólio da Standard Oil. O petróleo e o apoio do governo da Rússia viabilizam o negócio dos irmãos Nobel (1873) que formam a Branobel (1876) a primeira concorrente importante da Standard Oil. Em 1876 a Branobel envia a primeira carga de querosene para São Petersburgo rompendo o monopólio da Standard Oil na Rússia. O excedente da produção dos Nobel é repassado aos Rotschild (1885) que distribuem querosene na Europa e utilizam a estrutura e a logística da M. Samuel and Co. para invadir os mercados da Ásia (1892) (Yergin, op. cit.).

Com as operações envolvendo o petróleo russo pela primeira vez se verifica a internacionalização da cadeia produtiva. De fato, a indústria petrolífera nos EUA tinha bases nacionais porque a origem dos capitais e as operações ao longo da cadeia produtiva eram fundamentalmente norte-americanos. Já a indústria de petróleo russa tinha bases internacionais porque envolviam capitais franceses, ingleses e suecos e as operações ao longo da cadeia produtiva eram diluídos entre Ásia, Europa e Rússia.

Entretanto, o petróleo da Indonésia (então colônia holandesa) e o apoio do governo holandês viabilizam a entrada da Royal Dutch (1889) que vende derivados na Ásia. O petróleo da Pérsia (então colônia britânica) e o apoio do governo britânico viabilizam a entrada da Anglo-Persian Oil Co. (APOC<sup>28</sup>, 1909) fornecedor da Real Armada Britânica<sup>29</sup>.

Posteriormente para melhor resistir às guerras de preços e pressões da Standard Oil e racionalizar as operações os concorrentes uniram-se. Em 1906 o Deutsch Bank, os irmãos Nobel e os Rotschild unificaram seus interesses petrolíferos na Europäische Petroleum Union. Em 1907 a Royal Dutch e a M. Samuel and Co. (renomeada Shell Transport and Trading Co. em 1897) fundem os negócios (na proporção 60/40) na Royal Dutch/Shell Group.

Na frente interna quatro acontecimentos rompem o domínio da Standard Oil: 1) novas descobertas expandem geograficamente a produção de petróleo para muito além do Oil Creek Valley; 2) as principais descobertas ocorrem em Estados (Kansas, Oklahoma, Ohio, Texas, etc.) que tomaram medidas jurídicas/políticas para dificultar a atuação da Standard Oil; 3) o petróleo da Standard Oil rendia mais querosene, enquanto o petróleo das novas áreas rende mais derivados para motores à combustão, cuja demanda está em ascensão; e 4) a dissolução da Standard Oil Trust Agreement em 1911. Somados esses fatos permitem a estruturação das seguintes companhias: Sun Oil (1886), Union Oil (1890), Pure Oil (1895), Gulf Oil (1901), Texaco (1902), Getty Oil (1903), Sinclair Oil (1916), Phillips Oil (1917), entre outras.

---

<sup>28</sup> A APOC adotou o nome British Petroleum (BP) em 1954.

<sup>29</sup> Como notou o Almirante John Fisher, maior defensor da introdução do óleo na Real Armada Britânica em 1914: “*O petróleo não brota na Inglaterra*” (Yergin, op.cit., pág 144).

Seguindo o exemplo da Standard Oil as companhias petrolíferas procuram reunir as condições microeconômicas que permitam a integração vertical da cadeia petrolífera. Mas, independente de sua origem, agora todas as companhias começam a internacionalizar a cadeia produtiva, operando em escala planetária. Isso ocorre ou porque não se repetem as condições domésticas que permitiram a consolidação das companhias norte-americanas, ou porque as companhias desejam ocupar espaços (de produção e mercados) antes que as rivais o façam. Os elevados custos desse processo limitam a concorrência a pouco mais de 19<sup>30</sup> companhias (lideradas pela SONJ, Royal Dutch/Shell e APOC) que configuraram o mercado do petróleo como um oligopólio, característica que marca o mercado do petróleo até hoje.

A quarta fase tem início em 1918 com o final da Primeira Guerra Mundial e se encerra em 1928 com o Acordo de Achnacarry. Desde o início do século XIX a expansão do uso dos motores a combustão em indústrias e veículos automotores impulsionava a demanda de derivados do petróleo, mas foi o potencial inédito de destruição demonstrado pelos últimos durante a Primeira Guerra Mundial que trouxe à tona a dimensão política e estratégica do petróleo. Os beligerantes rapidamente compreenderam que as novas armas (automóveis, aviões, caminhões, navios, submarinos, tanques e trens) eram inúteis sem o petróleo e o acesso a ele poderia decidir uma guerra. Em consequência, a disputa pelas fontes de petróleo se acirrou porque agora aos interesses mercadológicos das grandes companhias uniam-se os interesses estratégicos/políticos dos respectivos governos, mas as condições petrolíferas dos países eram desiguais e podem ser encaixados em cinco tipos.

Em primeiro apareciam os países pouco industrializados, com baixo consumo, baixa (ou nenhuma) produção e baixa importação de petróleo. Era o caso do Brasil da época. Nesses países nenhuma companhia local se estruturou e prevaleceu a livre-iniciativa, ficando a organização do mercado a cargo das grandes companhias internacionais.

Em segundo apareciam os países pouco industrializados, com baixo consumo, mas que apresentavam perspectivas promissoras na produção e viabilizaram a construção de um setor de exportação por parte das grandes companhias. Era o caso de México e Venezuela. Nesses países criou-se um vínculo de compromisso com as companhias através de um instrumento jurídico que posteriormente originaria inúmeras disputas: a concessão de exploração. Através da concessão o país autorizava uma companhia a explorar e produzir petróleo dentro de uma área definida durante um período pré-determinado, normalmente entre 60/75 anos recebendo,

---

<sup>30</sup> As outras companhias estruturadas no período eram todas norte-americanas: Amoco, Atlantic, Chevron, Cities Services, Conoco, Gulf Oil, Mobil, Ohio Oil, Phillips Oil, Pure Oil, Sinclair Oil, Sohio, Sun Oil, Texaco, Tide Water Associated e Union Oil.

em troca, impostos e taxas (os *royalties*) baseadas na contabilidade anual da empresa. Ficava a critério da companhia como, quando e quais as quantidades de petróleo seriam produzidas, bem como quando e a que preço ele seria colocado no mercado mundial. Posteriormente os países produtores nacionalizariam os ativos das grandes companhias, transferindo o controle do setor para estatais (a maioria atuando em regime de monopólio) fortes apenas no *upstream*.

Em terceiro apareciam os países industrializados, com alto consumo e baixa (ou nenhuma) produção e por conseqüência, dependentes do petróleo importado. Era o caso de Alemanha, Itália e Japão. Os mercados desses países eram abertos à iniciativa privada e o abastecimento foi confiado basicamente a SONJ, Royal Dutch/Shell e APOC, mas se buscou atenuar esta vulnerabilidade com a criação de estatais fortes no *midstream* e no *downstream*.

Em quarto apareciam os países industrializados, com alto consumo e baixa (ou nenhuma) produção, mas que, através dos acordos pós-guerra, possuíam fontes próprias de petróleo no exterior. Neste caso estava a França que obteve parte no consórcio IPC<sup>31</sup> para produzir petróleo no Iraque e a Grã Bretanha que também tinha parte no consórcio IPC e monopolizava a produção persa. Ambas deixaram o mercado aberto à livre-iniciativa, mas com as estatais e as fontes próprias procuravam manter a segurança do abastecimento interno e em especial garantir o abastecimento das forças armadas.

Em quinto aparecia o caso isolado dos EUA, único país industrializado que agregava ao mesmo tempo alto consumo, alta produção e grandes reservas de petróleo. Até a Primeira Guerra Mundial sua indústria petrolífera era regulada pela livre-iniciativa, mas após o conflito o país começou a temer pelo futuro das suas reservas. Além da questão estratégica/política verificava-se a elevação da demanda interna de petróleo resultante do crescimento da frota de automóveis e da modernização industrial, onde estava sendo adotado o paradigma fordista de produção, a substituição do carvão pelo petróleo como fonte de energia e se iniciava a diversificação da base industrial com o surgimento da petroquímica. Para equacionar estes problemas Washington tomou duas medidas: 1) em 26 de novembro de 1919 utilizou a Texas Railroad Commission (RTC) para estabelecer às primeiras regras disciplinando a indústria doméstica; e 2) propôs a política de “Portas Abertas”, segundo a qual os aliados não deveriam criar discriminações uns aos outros no que se referia ao acesso as fontes petróleo.

---

<sup>31</sup> Iraq Petroleum Company (IPC). Inicialmente o direito de produzir petróleo no Iraque pertencia à Turkish Petroleum Company (TPC) consórcio formado em 1912 pela BP, Deutsche Bank, Calouste Gubelkian e Shell. Em 1920 o Tratado de San Remo transferiu a parte do Deutsche Bank para os franceses que em 1924 formaram a Compagnie Française des Petroles (CFP) e a nova sociedade passou a ser entre a BP, Calouste Gubelkian, CFP e Shell. Em 1925 os direitos do TPC foram reconhecidos e a mudança de nome para IPC ocorreu em 1929 após a independência do Iraque e entrada das norte-americanas. A CFP mudou o nome para Total em 1991.

O desejo de operar em áreas com perspectivas promissoras resultou no choque entre as companhias norte-americanas, britânicas (APOC e Shell) e francesa (CFP) e respectivos governos. As disputas mais agudas, que seriam equacionadas nos anos seguintes, referiam-se ao acesso ao petróleo russo (que retornava ao mercado após a nacionalização de 1917) e do Oriente Médio. Em 21 de julho de 1928 o consórcio IPC é flexibilizado para a entrada da SONJ e a Mobil. Em 29 de maio de 1933 a Standard Oil of California obtém a primeira concessão da Arábia Saudita e cria a CASOC (Californian-Arabian Standard Oil Company, depois Arabiam-America Oil Company - Aramco) aceitando a Texaco como sócia em 1936. Em 1934 a Gulf Oil recebe uma concessão para operar no Kuwait (em sociedade com a APOC) sendo a última a entrar na região. Com o tempo essas companhias formariam entre si uma intrincada rede de *joint-ventures* para controlar a produção do Oriente Médio pelo que foram acusadas de formar um cartel cognominado de “*Sete Irmãs*”<sup>32</sup>. Em função das suas dimensões e importância elas receberam também a alcunha de “*oil majors*” ou “*majors*” (O’Connor, 1962; Durand, op. cit. e Yergin, op. cit.).

Assim, no final dessa fase a indústria petrolífera já apresenta suas características básicas: a integração vertical, a internacionalização da cadeia produtiva, o mercado oligopolístico e a importância política/estratégica. A partir daqui a evolução da indústria concentra-se nas inovações tecnológicas e nas disputas advindas dos lucros da produção.

A quinta fase tem início em 1928 com o Acordo de Achnacarry e se encerra em 1945 com o final da Segunda Guerra Mundial. As disputas travadas entre 1918/28 acirraram os ânimos políticos e a competição entre as companhias que, através da produção descontrolada, promovem uma guerra de preços em escala planetária, ameaçando colapsar a estrutura de preços. Essa competição é agravada com a descoberta do supercampo iraquiano de Baba Gurgur em Kirkuk (15/10/1927).

Para estabelecer algum controle sobre a produção (leia-se mercados e preços) em 17 de setembro de 1928 os presidentes da APOC, Royal Dutch/Shell e SONJ chegam ao Acordo de Achnacarry<sup>33</sup> (revisto em 1930, 1932 e 1934) no qual se acertou que: 1) cada companhia teria uma quota fixa em cada mercado (com base na quota de 1928), assim o aumento das vendas em um mercado era condicionado ao seu crescimento; 2) as companhias partilhariam as instalações evitando os custos de duplicação; 3) cada mercado seria suprido pela fonte mais

---

<sup>32</sup> As Sete Irmãs eram na verdade oito: as norte-americanas Gulf Oil, Mobil, Standar Oil of Califórnia, SONJ e Texaco; a anglo-holandesa Royal Dutch/Shell; a estatal britânica APOC e a estatal francesa CFP. O termo “*Sete Irmãs*” (*Le Sette Sorelle*) surgiu primeiramente nos New Jersey Corporation Acts em 1913, mas foi popularizado por Enrico Mattei, presidente da estatal italiana ENI (Sampson, 1976, pág. 80).

<sup>33</sup> Também chamado de acordo “*Como Está*”.

próxima; 4) haveria controle da produção; e 5) o petróleo teria um preço internacional de referência, com base no produto oriundo do Golfo do México (Durand, op.cit.)<sup>34</sup>. Esse acordo encerrou as guerras de preço periódicas e lançou as bases para uma cooperação duradoura entre as *Sete Irmãs* (e seus respectivos governos) que seria responsável pela expansão estável da indústria até 1973 (Contreras, 2003a).

A sexta fase tem início em 1945 com o final da Segunda Guerra Mundial e se encerra em 1973 com o primeiro choque do petróleo. A Segunda Guerra reafirmou a importância estratégica do petróleo, mas a reconstrução do pós-guerra reconfigurou as relações entre os países consumidores e entre esses e os países produtores. A reconstrução da Europa Ocidental e do Japão foi feita dentro dos marcos do sistema fordista-keynesiano e dos padrões tecnológicos dos EUA, onde o petróleo substituíra o carvão tanto como fonte de energia (doméstica, industrial e termelétrica), combustível (de veículos automotores) e matéria-prima (petroquímica)<sup>35</sup>. Conforme Filho (in Fiori, 2004) a transição do carvão para o petróleo foi facilitada também porque este apresentava baixo preço, era menos poluente, mais eficiente e de mais fácil manuseio. Ademais, os governos desejavam enfraquecer os sindicatos mineiros, politicamente muito influentes. Em resultado, por volta de 1955 o petróleo barato importado deslocara o carvão também na Europa Ocidental e no Japão.

Ainda conforme Filho (op. cit.) até 1973 a estabilidade do fornecimento de petróleo barato importado (preços baixos e estáveis, oferta constante e segurança do abastecimento) baseava-se em três pilares que foram ruindo entre os anos 50 e 60.

O primeiro pilar era o controle das *Sete Irmãs* sobre a produção do Oriente Médio. Essas companhias operavam na região desde antes da guerra e contavam com o respaldo econômico, estratégico, militar e político dos EUA, França e Grã-Bretanha. Excetuando-se os países socialistas em 1950 as *Sete Irmãs* dominavam 70% da capacidade de refino, 65% das reservas mundiais, 65% dos petroleiros, 50% da produção e os principais oleodutos do mundo (Contreras 2003c). Este arranjo começou a ser contestado tanto pelas potências industriais excluídas dele (leia-se Alemanha, Itália e Japão) que após a reconstrução desejavam ter sua própria fonte de petróleo, como pela URSS, que desejava ter acesso ao Golfo Pérsico.

O segundo pilar era a política de concessões, que começava a ser contestado. Segundo Yergin (op. cit.) inicialmente os dirigentes e populações dos países produtores não compreendiam bem o potencial econômico do petróleo, nem sua importância para a vida das

<sup>34</sup> Em 1943/47 adotou-se como segundo preço base o produto originado do Golfo Pérsico. Em 1947/59 foi adotado um terceiro preço base de acordo com a distância do ponto de descarga.

<sup>35</sup> Os EUA deixaram de ser auto-suficientes em 1948, ano em que importaram petróleo pela primeira vez.

nações consumidoras e nem o papel das companhias, mas à medida que o século XX avançava as conexões ficavam mais claras, bem como o “*modus operandi*” das companhias. As concessões não apenas lhes davam poder para definir as regras do mercado mundial do petróleo como de interferir na política interna dos países produtores quando era necessário zelar por seus interesses e dos seus países de origem.

Os países produtores começaram a se ressentir com essa correlação de forças francamente desfavorável a eles. Desejavam rever a política de concessões à medida que suas economias dependiam mais das rendas do petróleo, em especial o princípio *fifth/fifth* em vigor desde 1943<sup>36</sup>. Se não bastasse isso, a presença das companhias era ainda mais intolerável porque elas surgiam como “*uma lembrança viva da era colonial*” (Yergin, op. cit. Pág. 650).

A possibilidade de rever as concessões surgiu com a conjugação de quatro fatores: 1) a internacionalização das companhias independentes norte-americanas, que para obter sua própria fonte de petróleo aceitavam condições favoráveis aos países produtores; 2) as reações das regiões vitais para o fluxo do petróleo por sua posição estratégica (como o Egito de Nasser), ou por sua produção (como o Irã de Mossadegh); 3) a criação da OPEC em 1960 numa tentativa de unificar os interesses dos principais países produtores em questões de preços, quotas e políticas de concessão; e 4) a abertura de novas áreas produtivas (como Argélia, Líbia e Nigéria) em que o país produtor ficava com a maior parte dos lucros.

O terceiro e último pilar era o papel dos EUA como “ofertante de última instância”, que foi se deteriorando à medida que o consumo mundial se elevava e ultrapassava o volume das reservas estratégicas do país. Em 1968 os EUA informaram a Europa Ocidental e o Japão que não tinham mais condições de ser o ofertante de última instância.

A sétima fase tem início em 1973 com o primeiro choque do petróleo e se encerra em 1985 com o fracasso dos acordos sobre uma política unificada de preços. Conforme Filho (op. cit.) os acontecimentos verificados na fase anterior demandavam um reajuste da indústria petrolífera, necessidade agravada pela: 1) queda dos preços do petróleo, resultante da abundância de petróleo no mercado devido a grande produção das *Sete Irmãs* e a volta ao mercado do petróleo da URSS; 2) desejo dos países produtores vulneráveis à moeda americana em recuperar os prejuízos com a desvalorização do dólar em 1971; 3) falta de capacidade ociosa da produção; e 4) desejo dos países árabes de retaliar de alguma forma o mundo ocidental (em especial os EUA) por seu apoio a Israel na Guerra do Yom Kipur.

---

<sup>36</sup> Adotado em primeiro pela Venezuela, distribuía os lucros entre países e companhias na proporção 50/50.



Ainda conforme Filho o embargo do petróleo promovido pela OPEC em 1973 trouxe uma série de alterações: 1) o aumento vertiginoso do preço do barril de petróleo que saltou de US\$ 2,90 em princípios de 1973 para US\$ 11,65 em dezembro; 2) abandono definitivo da prática política de concessões, com as nacionalizações multiplicando-se<sup>37</sup>; 3) as companhias perderam todo poder de definir os preços do petróleo, que agora passava para os países produtores; 4) houve ruptura da integração vertical das *majors*; 5) a segurança do Golfo Pérsico passou a ser feito pelo eixo Arábia Saudita-EUA-Irã; e 6) a Arábia Saudita passou a ser a “ofertante de ultima instância”.

O choque expôs uma série de problemas gerados pela política de petróleo barato importado. Em primeiro lugar revelou o quanto as economias dos países industrializados e de industrialização retardatária (como o Brasil) eram vulneráveis e dependentes dele. No caso brasileiro a importação era necessária em função do rápido crescimento econômico (com base no consumo do petróleo), e também porque a Petrobras não teve sucesso em encontrar petróleo em grandes quantidades em território nacional.

Em segundo revelou a interdependência microeconômica de países produtores e consumidores porque se de um lado os donos das reservas ditam as regras para explorar petróleo, por outro as companhias detêm a tecnologia, capitais e os mercados consumidores.

Em terceiro revelou a interdependência macroeconômica de países produtores e consumidores, evidenciado com a estagflação dos anos 70. A economia dos países produtores depende do bom funcionamento da economia dos países industrializados, ao mesmo tempo os maiores consumidores e receptores dos lucros obtidos com o petróleo. Preços elevados resultariam numa recessão ruinosa para ambos.

Até 1985 a indústria petrolífera viveu em ambiente de incerteza, resultado de uma série de fatores: a incapacidade de cooperação (defendida pela Arábia Saudita) dos membros da OPEC; a incerteza do sistema monetário internacional que inviabilizou os contratos que substituíam as concessões como instrumento na relação entre companhias e países produtores; a entrada de petróleo oriundo do Alasca, Mar do Norte e URSS e a deterioração da situação do Irã (Revolução Iraniana em 1979) e a Guerra Irã-Iraque (1980/88).

A partir de 1985 a indústria do petróleo assume a configuração atual, que veremos com mais detalhes nas seções seguintes. Em resumo, houve um aumento da interdependência

---

<sup>37</sup> Um Estado obtém o controle do setor petrolífero através de três meios básicos: 1) criando o monopólio estatal quando a indústria é inexistente ou incipiente, a exemplo do Uruguai (1931), Chile (1950) e Brasil (1954); 2) com a nacionalização sumária das jazidas e dos ativos das companhias, a exemplo da URSS (1917), Bolívia (1936), México (1938), Irã (1951) e Líbia (1970) e; 3) não renovando as concessões, a exemplo do Iraque (1972), Arábia Saudita (1975), Kuwait (1975) e Venezuela (1975).

entre companhias, Estados produtores/consumidores e populações o que tornou as conexões, negociações e alinhamento satisfatório dos interesses desses atores mais sutis, intrincados e complexos. Essas mudanças, feitas num contexto de globalização sob a ótica neoliberal incluem: a flexibilização da integração vertical de muitas companhias petrolíferas, alteração do conceito do petróleo, sobreoferta de petróleo no mercado mundial, a busca de novas fontes de energia, incorporação de novas áreas de produção, as novas formas de relacionamento entre companhias e países produtores, novas formas de fixar o preço do petróleo, entre outras.

### 2.2.2. A Estrutura da Indústria Petrolífera

Como indústria do setor de infra-estrutura a IMP apresenta seus elementos típicos: a cadeia produtiva, as especificidades dos ativos, a forma de organização, os ganhos econômicos e a estrutura de mercado.

A cadeia do petróleo é constituída de três atividades tecnicamente distintas e independentes. A primeira é dita *upstream* (também chamada de E/P ou E&P) e compreende as etapas de exploração (inclusive pesquisa geofísica), perfuração, prospecção, desenvolvimento, e o tratamento primário do petróleo (separação de gases e desidratação).

O *upstream* é bastante rígido porque independe do elemento humano e sim de fatores naturais (geológicos) que por sua vez condiciona os fatores estratégicos (como a logística de transporte, refino e distribuição). Em razão disto o *upstream* possui riscos, custos e rendimentos inerentes, não encontrados nas outras atividades (Contreras, 2003c).

Quanto aos riscos, são de três ordens: 1) o risco geológico e mesmo com as atuais tecnologias, ainda hoje só existe uma forma segura de saber se há petróleo em um poço e se sua quantidade e qualidade justificam a exploração econômica: perfurando<sup>38</sup>; 2) o risco político, porque um país produtor que passa por uma mudança desta espécie pode alterar as condições para a operação de uma companhia, modificando suas decisões de investimento; e 3) o risco normal de qualquer atividade econômica. Os riscos são agravados pela necessidade de descobertas de novos campos o que é um “*salto no escuro que afeta a estabilidade de todas as subseqüentes fases (...) segmento algum da indústria permanece alheio ou intocado por esta caprichosa origem*” (Frankel, in Contreras, 2003a, pág. 8).

Quanto aos custos de produção são de dois tipos: 1) os custos técnicos de produção, advindos da dos dispêndios envolvidos até a colocação do petróleo no mercado primário; e 2)

---

38 A despeito das atuais tecnologias disponíveis (3D, radares de abertura sintética, etc.) cerca de 85% dos poços perfurados estão secos e dos que possuem óleo apenas 15% se mostram viáveis economicamente.

os custos fiscais, advindos dos montantes despendidos no pagamento de *royalties* e outros encargos tributários e fiscais. São os custos técnicos de produção<sup>39</sup> que tem importância decisiva na competitividade das companhias petrolíferas porque para um mesmo investimento pode haver significativas diferenças na produtividade dos poços<sup>40</sup>, sem a correspondência estrita do preço do barril do petróleo (que tem cotação constante) praticado nos mercados mundiais. Este diferencial é peculiar à indústria petrolífera e não se registra em nenhuma outra atividade de mineração (Contreras, 2003c).

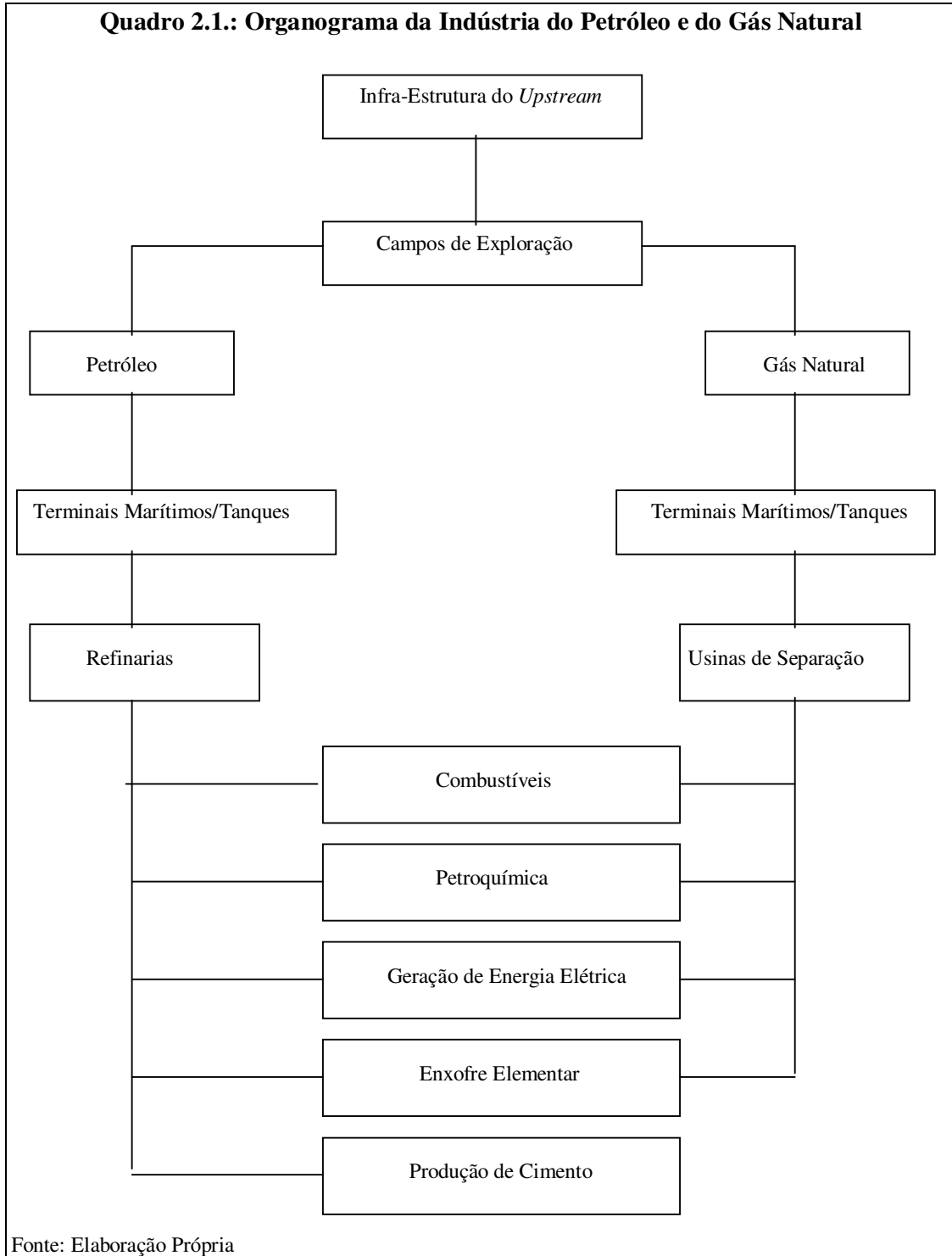
Quando uma companhia decide iniciar a produção a alta relação investimentos/custos influencia sua decisão de maximizar a extração de petróleo a fim de recuperar o capital investido, honrar os pagamentos de *royalties* nos prazos contratuais acordados e evitar que o petróleo seja drenado por um produtor vizinho. Entretanto, a decisão também implica na situação de “*trancamento*”, ou seja, a extração de petróleo será contínua, definindo a inelasticidade do suprimento face às variações de curto prazo da demanda, afetando apenas as variações de longo prazo. Além disso, com o início da produção são obtidas as economias de escala porque existe uma razão média de 4 para 1 entre os custos fixos (os montantes do investimento comprometido para iniciar a produção dos campos) e os custos variáveis (nível de dispêndio operacional para sustentar a produção). Assim, o investimento fixo para iniciar a produção pode ser elevado, mas em compensação, conforme aumenta o volume de petróleo extraído, é menor o nível de dispêndio operacional requerido para sustentar a produção.

Quanto às rendas passíveis de apropriação por uma companhia temos as *Rendas de Posição*, advindas da maior ou menor proximidade geográfica das reservas com relação aos centros consumidores; as *Rendas de Qualidade*, advindas dos atributos comerciais (rentabilidade) das reservas; e as *Rendas Tecnológicas*, advindas dos diferentes estágios de tecnologia empregados pelos diversos produtores. (Contreras, 2003c). Um fato importante é que o *upstream* da IGN é uma atividade escopo da IMP como mostra o organograma:

---

<sup>39</sup> Muitos fatores influenciam este tipo de custo: acessibilidade ao local de exploração, condições do terreno, condições climáticas, disponibilidade de mão-de-obra, distância do mercado consumidor, falhas e disponibilidade dos equipamentos, profundidade do reservatório, tipos de juros praticados para financiar o investimento, tipo de rocha a ser perfurada e assim por diante. Em média um poço de prospecção em terra custa US\$ 5 milhões, mas na Amazônia, onde todo o equipamento tem que ser transportado de helicóptero, o mesmo poço custa US\$ 10 milhões. No mar os custos sofrem um aumento drástico. Um poço na bacia de Campos em lâmina d'água acima de 1.500 m custa no mínimo US\$ 15 milhões. Em média a fase exploratória exige até 10 poços, o que demanda investimentos entre US\$ 50 e US\$ 200 milhões. Dependendo da profundidade um poço pode levar meses para ser aberto (um poço de 3.000 m exige de 2 a 3 meses de trabalho ininterrupto). 8 anos são necessários para cumprir todas as etapas de exploração padrão de um poço (Contreras 2003).

<sup>40</sup> A produtividade de um poço pode ter diferenças acentuadas, desde o máximo de 7.000 bpd no Oriente Médio até o mínimo de 13 bpd nos EUA. O custo de produção por barril também tem diferenças acentuadas, do máximo de US\$ 25,00 no Mar do Norte até o mínimo de US\$ 1,00 no Oriente Médio.



Pelo alto grau de incerteza, calcula-se que o *upstream* absorve cerca de 70% dos investimentos da indústria petrolífera, sendo normalmente autofinanciado (entre 70% a 80%) pelas companhias. Residiria na procura pelo diferencial de riscos, custos e rendas a explicação da grande competição entre as companhias e as disputa geopolítica entre países que se verificam desde os primórdios da indústria petrolífera (Contreras, 2003c).

A segunda atividade é dita *midstream* e diz respeito ao armazenamento e a estrutura de transporte (aquaviário, dutoviário, ferroviário e rodoviário) de petróleo para as refinarias ou portos de embarque.

A terceira atividade é dita *downstream* e na verdade é subdividida em três atividades: o refino, distribuição e comercialização de derivados. O petróleo *in natura* tem pouquíssimas aplicações práticas por isto é necessário refiná-lo, ou seja, separar através de um complexo conjunto de reações físico-químicas os diferentes componentes que possuem valor de uso. Antes do refino o petróleo é submetido a tratamentos preliminares, a decantação (para separação de impurezas e água), dessalgação (para reduzir o teor de sal do petróleo), diluição (mistura de petróleos diferentes para ajustar características físico-químicas como viscosidade e fluidez) e outros tratamentos que eventualmente são necessários para adequar a qualidade do petróleo ao tipo específico de equipamento de refino. Durante o refino do petróleo é separada ampla gama de combustíveis, gases, lubrificantes e matérias-primas de acordo com especificações técnicas padronizadas (Contreras, 2003c).

Mais flexível que o *upstream*, a atividade de refino também exige altos investimentos, mas é mais compensatória por não apresentar os mesmos fatores de risco, custos e rendas de forma que as taxas de retorno estão dentro dos padrões normais dos empreendimentos densos em capital e tecnologia.

O refino, tal como foi originalmente concebido por John D. Rockefeller, tem a função estratégica de atuar como pivô na integração vertical da cadeia petrolífera devido a seis vantagens que não podem ser igualadas pelas outras atividades: 1) o refino, como atividade central da cadeia produtiva, permite concatenar a fase a jusante (*upstream*) com as fases a montante (distribuição e comercialização); 2) o refino permite ajustar as especificações do fluxo ininterrupto entre o petróleo produzido no *upstream* aos requerimentos técnicos padronizados do fluxo intermitente dos derivados exportados para o mercado mundial; 3) a planta de refino é passível de sofrer melhorias tecnológicas bem mais compensatórias em termos de custos/benefícios do que a atividade de *upstream*; 4) o refino individualmente permite que se obtenham economias de escala nos mesmos termos que outras atividades industriais; 5) o refino produz os subprodutos de maior valor agregado de toda a cadeia petrolífera; e 6) o refino fornece o maior leque de derivados e subprodutos de toda a cadeia petrolífera viabilizando a obtenção da economia de escopo, estreitando os vínculos entre a indústria petrolífera e outros ramos industriais dentre elas: a geração de energia termelétrica (óleos pesados) e a produção de cimento (uso da escória de óleos pesados, onde o gás natural

não entra diretamente no processo), ácido sulfúrico e enxofre (petróleos ricos em enxofre) (Contreras, 1994, 2003a, 2003b e 2003c).

Em razão destas vantagens mesmo países que não possuem produção significativa de petróleo procuram obter o controle do refino como forma de economizar divisas com a importação de derivados, diversificar o fornecimento, atenuar os males advindos de possíveis nacionalizações e assegurar o abastecimento de matérias-primas que entram nas cadeias produtivas de outras indústrias.

Afinal, temos a distribuição e comercialização nacional e internacional de derivados, que utiliza tecnologia bem menos sofisticada e envolve menores custos e fatores de riscos, reduzindo a necessidade de investimentos, fazendo com que a com as taxas de retornos sejam mais elevadas. Entretanto, estas atividades exigem um complexo planejamento logístico capaz de numa etapa preliminar armazenar derivados vindos diretamente das refinarias ou importados (neste caso o terminal recebe o nome de base primária) e/ou armazenar derivados provenientes de outras bases (neste caso o terminal recebe o nome de base secundária) e numa etapa posterior distribuir os derivados ao consumidor final.

Isoladamente as atividades: 1) demandam intensa gama de serviços; 2) demandam volumosos insumos das indústrias de base (aço, energia, química, etc.); 3) são intensivas em capital; 4) são tecnicamente independentes, o que permite a uma companhia petrolífera operar em uma, duas ou nas três atividades; 5) podem ser internacionalizadas; e 6) apresentam cinco espécies de rigidez: a concentração, principalmente das atividades de E&P em regiões detentoras das mais rentáveis (em termos de qualidade e quantidade) reservas de petróleo do mundo (Oriente Médio, Rússia e Venezuela); a rigidez de uso das instalações (bases de armazenagem e distribuição, dutos e plantas de refino) e equipamentos (exploração e transporte) que são altamente especializados e possuem custos unitários extremamente elevados, amortizáveis apenas ao longo do tempo, bem como utilidade quase nula afora dos fins aos quais de destinam; a morosidade do retorno dos investimentos, imobilizados por um tempo médio de 10 anos; a cultura empresarial sustentada em recursos humanos altamente especializados que combinam e recombina os fatores e serviços produtivos num movimento incessante de crescimento das empresas; e rigidez da demanda de derivados, centrados no transporte veicular e nafta petroquímica (Suslick, 2003 e Contreras 2003b e 2003c).

As companhias petrolíferas procuram, tanto do ponto de vista técnico como econômico, minimizar os custos/riscos intrínsecos de cada atividade petrolífera e otimizar os lucros ao longo da produção. A melhor forma de fazê-lo, também como foi originalmente

concebida por John D. Rockefeller, é organizar a produção integrando verticalmente a cadeia petrolífera, normalmente complementando-a com a integração horizontal.

Quanto à integração vertical, permite uma companhia operar “do poço ao posto”, isto é, operar simultaneamente nas três atividades da cadeia produtiva petrolífera. Daí advém três vantagens, sendo a primeira a de possibilitar a que uma companhia realize o controle microeconômico completo da atividade produtiva articulando, estabilizando e flexibilizando a dispendiosa infra-estrutura de exploração e produção em conjunto com a complexa logística de refino, transporte, distribuição e comercialização, assegurando que as atividades estejam sempre interconectas e complementadas, mantendo o fluxo produtivo contínuo, desde a produção do petróleo até o escoamento de derivados (Contreras, 2003c).

A segunda vantagem é realizar o elevado potencial de acumulação da indústria petrolífera, ampliando os ganhos com a economia de escala para toda cadeia do petróleo e não somente de uma atividade.

A terceira vantagem é dissolver ao longo da cadeia petrolífera os custos e riscos inerentes de cada atividade de forma a obter um custo/risco médio, equilibrando os diferenciais de lucratividade de cada atividade (Contreras 1994 e 2003c).

Quanto à integração horizontal, ela propicia às companhias petrolíferas o acesso aos diferentes mercados para colocar sua produção, a ampliação das atividades e a operação em outros ramos industriais como a geração de energia termelétrica e indústria petroquímica.

A estrutura de mercado da IMP apresenta três características. A primeira é a existência de grandes barreiras de entrada e saída das empresas operadoras na indústria petrolífera. Por outro lado, a rigidez das tecnologias de uso configura significativas barreiras à saída dos consumidores, que são cativos do consumo de derivados de petróleo.

Em segundo, o mercado se estrutura mundialmente como um oligopólio (Contreras, 1994) resultante, por sua vez, de três fatores inibidores da concorrência: 1) as próprias barreiras à entrada e saída da indústria; 2) a composição orgânica da indústria petrolífera; e 3) o fato das companhias estabelecidas serem concorrentes poderosas, cientes da dupla natureza (combustível e matéria-prima) do petróleo que faz dele bem estratégico fundamental, incomparável e insubstituível.

Em terceiro temos o alcance global da indústria petrolífera, resultado dos aspectos geológicos, políticos e humanos cujo resultado mais evidente é que nem sempre (ou quase nunca) coincidem as principais jazidas produtoras com os países sedes das companhias e

mercados consumidores mais importantes. Em função disto, as atividades da cadeia vertical normalmente não completamente internacionalizadas (Contreras, 2003b e 2003c).

### 2.2.3. A Flexibilização da Indústria Petrolífera

A alteração do paradigma industrial fordista-keynesiano modificou também a indústria petrolífera, que era ao mesmo tempo a principal fonte de energia do modelo produtivo então em voga e sofria as limitações do paradigma produtivo. Mas às mudanças tem peculiaridades distintas em função da especificidade da matéria-prima e da especialização das instalações industriais. Os equipamentos e o maquinário sofreram melhoria tecnológica, mas talvez mais importantes sejam as cinco alterações organizacionais desencadeadas com a ruptura da integração vertical das *majors*, e que se consolidaram a despeito da instabilidade vivida pela IMP entre 1973 (quando houve o primeiro choque do petróleo) e 1985 (quando a Arábia Saudita abandonou a política de cooperação e impôs sua própria política petrolífera).

A primeira mudança foi a transferência definitiva do controle da IMP dos países “compradores” para os países “vendedores”, que assumiram inteiramente o poder de definir os volumes de petróleo produzido, os volumes ofertados e o preço do petróleo no mercado mundial. Neste rearranjo, as *majors* tiveram suas reservas subitamente diminuídas, controlando atualmente uma fração reduzida das reservas conhecidas de petróleo.

A segunda mudança diz respeito ao conceito do produto petróleo, que mesmo sendo um bem estratégico, passou a ser considerado uma *commodity* estando, portanto, sujeito às forças de oferta e demanda<sup>41</sup>.

A redução das reservas das *majors* e a “comoditização” levaram a terceira mudança, a corporativa, em que a IMP tem seguido a tendência industrial geral de reestruturação, visando à obtenção das *Rendas de Posição* e das *Rendas de Qualidade*. Nos anos 80, quando houve uma intensificação da concorrência mundial, o foco dessa reestruturação esteve concentrado na descentralização decisória, na concentração no *core business*, na terceirização das algumas atividades, no aumento de eficiência das atividades e na ampliação de suas atividades. Nos anos 90 o foco dessa reestruturação (também reflexo da reestruturação dos anos 80) esteve concentrado nas aquisições, desmembramentos e incorporações. Como reflexo disso, as *Sete Irmãs* foram reduzidas a seis companhias que agora são consideradas “*supermajors*” (ou “*Big Oil*”): a BP (que adquiriu a Sohio em 1987, fundiu-se com a Amoco em 1998 e adquiriu

<sup>41</sup> Embora existam várias formas jurídicas, dois são os tipos principais: as concessões e a partilha de produção. A diferença entre eles é a propriedade do petróleo. Na concessão, o óleo produzido pertence ao mercado. Na partilha o óleo é do Estado e o investidor recebe uma parte do óleo produzido (*profit oil*).



a Arco em 1999), a Chevron (que adquiriu a Gulf Oil em 1984, a Texaco em 2000 e Union Oil em 2005), a ConocoPhillips (resultante da fusão entre a Conoco e Phillips Oil em 2002), a ExxonMobil (a Exxon adquiriu a Mobil em 1998), a Royal Dutch/Shell e a TotalFinaElf (que adquiriu a petrolífera belga Petrofina em 1998 e a petrolífera francesa Elf em 1999).

A reestruturação corporativa resultou na quarta mudança: o aumento da importância da logística, em especial de comunicações e transportes que permitem, mesmo em ambientes instáveis, a manutenção do poder da IMP pela internacionalização, adaptação e manutenção do contato entre os elos que fazem parte da cadeia produtiva.

A quinta mudança está no desenvolvimento tecnológico, sobretudo na produção *offshore*, que, em um período curto, proporcionou grande aumento no número de campos de petróleo e gás e diminuição da renda diferencial apropriada pelos produtores de petróleo.

#### **2.2.4. As Alterações Institucionais da Indústria Petrolífera**

Concomitantemente as alterações organizacionais ocorreram e consolidaram-se as alterações institucionais da indústria petrolífera onde o fato marcante é a retração do Estado e a tendência internacional à desregulamentação e promoção da competição nos países exportadores e importadores de petróleo.

Depois dos choques do petróleo nos anos 70 as políticas energéticas dos países foram alteradas e os códigos de minas de quase todos os países foram revistos. Os países importadores de petróleo procuraram, entre outras políticas, aumentar seus estoques de petróleo, diversificar as importações, retrain a demanda, diversificar as fontes de energia (biomassa, carvão, eólica, gás natural, hidroelétrica, nuclear e solar), desenvolver novas reservas não OPEC e adotar diferentes formas de comercialização de petróleo e derivados.

Em um segundo grupo de países, que importam quase todo o petróleo que consomem (como o Chile, Paraguai e Uruguai) há também a tendência de manter estreito controle estatal sobre o recurso, quando não monopólio completo, limitando-se a participação das petrolíferas a algumas operações secundárias.

Nos países produtores até os anos 90 o Estado, através das estatais, agia diretamente no setor petrolífero para, entre outras razões, resguardar a indústria do petróleo do capital externo (em especial das *Sete Irmãs*), evitando o poder de barganha dos trustes; obter controle das riquezas nacionais e com isso a reter a renda petrolífera, com a finalidade de promover o desenvolvimento econômico; manter a autonomia nacional e assegurar o abastecimento interno. Atualmente os controles são mais rígidos dependendo do grau de importância

econômica, grau de dependência das importações/exportações e necessidades estratégicas de cada país. Por sua vez, estas políticas têm gerado resultados diferentes e também problemas distintos quanto ao controle do setor (Fernandes & Silveira, 1999).

A falta de capitais ou tecnologias nos países com grandes reservas e também grande produção de petróleo e gás (como Arábia Saudita), os fez permitir a entrada de IEDs em arranjos que se caracterizam pela redução da presença do Estado na cadeia produtiva petrolífera. O Estado continua presente através da empresa pública, mas adotaram-se critérios comerciais nas operações destas empresas, como “*bench marking*”<sup>42</sup> e também a inserção de métodos de regulação orientados para o mercado, como as concessões a agentes privados.

Vale ressaltar que a necessidade de capital somada às condições de incerteza características desse novo processo faz com que os acordos de parcerias tomem grandes proporções nessa reestruturação dos países. Esses acordos, além de significarem novas formas de organização das empresas, representam uma estratégia de penetração nos mercados e um instrumento eficaz ao acesso de tecnologias mais avançadas (Fernandes & Silveira, op.cit.).

A situação se agrava ainda mais quando se sabe que para muitos países o petróleo e o gás natural são os únicos recursos que encontram mercados em âmbito mundial e em caso de dificuldades internas os impostos sobre a indústria petrolífera podem ser majorados.

Do ponto de vista macroeconômico um dos principais problemas da indústria como um todo é a estabilidade de preços. Além de determinarem o ritmo da evolução da IMP o preço do barril de petróleo é fonte de problemas geopolíticos. Apesar de atualmente existir a alternativa do euro, o dólar ainda é a moeda de referência dos contratos da IMP e o parâmetro a partir do qual os países fixam suas moedas. Por isto a alteração monetária de um país onde se explora ou se comercializa o petróleo é fonte de distúrbios. Em alguns casos, um contrato que é vantajoso quando fixado de um determinado modo, torna-se problemático quando há alterações monetárias.

Em seu conjunto tanto a flexibilização como as alterações institucionais da indústria petrolífera permitiram redesenhar o mapa petrolífero mundial. Foram ampliadas as reservas dos grandes países produtores, como Arábia Saudita, Kuwait, Irã e Iraque; foram incorporados novos países produtores, como Angola, Chade, Omã e o Sudão; antigos produtores voltaram ao mercado, como a China e Rússia; foram incorporados campos de petróleo em países onde os custos de produção eram proibitivos como na Dinamarca e Itália; e

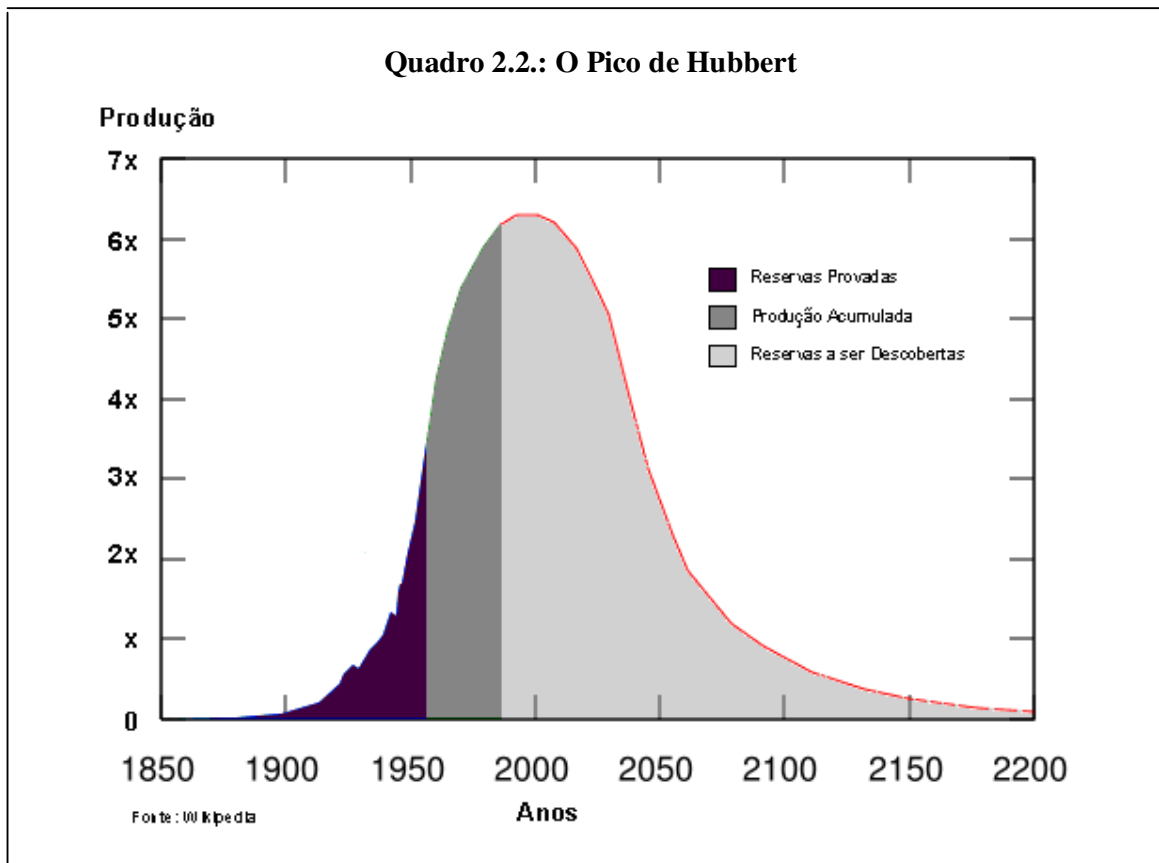
---

<sup>42</sup> Critério comercial que fixa a taxa de retorno mediante o cumprimento de metas pré-estabelecidas ou através de um índice de desempenho (Mansell, 1995).

aumentou vertiginosamente a produção *offshore* em particular no Golfo da Guiné, Golfo do México, Mar Cáspio e no Mar do Norte.

### 2.2.5. Em Busca de Novas Fontes de Energia

A muito é conhecida a condição de recurso natural não-renovável dos hidrocarbonetos, mas não se sabe quando eles se esgotarão. Em 1956 o geólogo norte-americano Marion King Hubbert apresentou um documento ao American Petroleum Institute (API) onde aventava a hipótese que a curva da produção de um combustível fóssil de uma dada área geográfica num período de tempo poderia ter a configuração da figura abaixo:



Para Hubbert após a descoberta de reservas de um combustível fóssil (em geral as jazidas mais acessíveis) a taxa de produção cresce em função das reservas a serem descobertas, da evolução do conhecimento geológico da área e do acréscimo de infra-estrutura de produção. Em algum ponto um pico de produção é atingido, seria então o momento em que a produção estaria no máximo. A partir desse ponto a produção tenderia a declinar, e seriam descobertas jazidas de acesso mais difícil e de dimensões reduzidas que não revertem as taxas

de declínio exponencial. Ainda conforme Hubbert o pico produtivo de qualquer região ou país poderia ser calculado conhecendo-se as reservas provadas, a produção acumulada, as reservas a ser descobertas e as taxas de produção (Gomes & Rosa, 2004).

Inicialmente Hubbert calculou que o pico da produção de petróleo dos EUA seria atingido entre 1965/70 e de fato ocorreu em 1969. Por essa razão a hipótese de Hubbert recebeu o nome de Teoria do Pico de Hubbert. A partir de 1982 o próprio autor começou a aplicar a hipótese para o mundo como um todo.

Conforme Gomes & Rosa (op. cit.) o grande problema do cálculo do pico está em saber quanto petróleo existe no mundo. De fato, as informações sobre as reservas são pouco confiáveis e, freqüentemente, consideradas segredo de Estado. A proporção do petróleo recuperável economicamente depende da evolução da tecnologia de extração. A própria taxa de crescimento da demanda só pode ser projetada com alguma incerteza, já que envolve, por exemplo, o cálculo da elasticidade de substituição por outras fontes de energia. Estimativas (passíveis de discussões e revisões) realizadas com os dados necessários disponíveis indicam que o pico de Hubbert do carvão ocorrerá por volta de 2150 e o esgotamento das reservas em 2200; o pico para do gás natural ocorrerá em 2010 e o esgotamento das reservas em 2060 e o pico do petróleo ocorrerá entre 2006 e 2025 e o esgotamento das reservas em 2050.

Cientes que os hidrocarbonetos um dia se esgotarão as companhias petrolíferas buscam alternativas para estabelecer um futuro paradigma energético que não se sabe ainda qual será. A velocidade de transição foi acelerada após o choque do petróleo de 1973 quando a indústria de hidrocarbonetos, que antes ditava o modelo industrial a ser seguido, reprogramou-se para atender às novas demandas de uma sociedade que busca diferenciação, exige responsabilidade social das empresas e respeito ao meio-ambiente.

Dentre as formas de energia mais pesquisadas pelas companhias petrolíferas destacam-se: o biodiesel (Petrobras), a biomassa (Shell e Petrobras), o diesel verde (não confundir com o biodiesel, Shell), a eólica (Petrobras), o etanol (Petrobras), o hidrogênio (BP, Chevron e Shell) e a solar (BP e Shell). Esta diversificação tem levado algumas corporações, como a BP, a abandonar o conceito de “companhia petrolífera” para adotar o conceito de “companhia de energia”. Essa também é uma das metas da Petrobras para 2010 (Suslick, op. cit.).

Atualmente, apesar da busca por substitutos, o petróleo continua sendo a matéria-prima número um do mundo. Como mostra Yergin (op. cit.) ele não é apenas a base de uma enorme rede de interesses: energia (cerca de 42% da geração mundial), atividades paralelas (gás natural), petroquímica, tecnologia, serviços (engenharia, bancos, transportes, geologia

etc.), mas o petróleo é muito mais, é a base de uma série de produtos (de automóveis a remédios) dos quais nossa civilização depende e com os quais se acostumou.

### **2.3. A Indústria do Gás Natural**

Conforme Contreras (2003b) o deslocamento da IMP para a indústria do gás natural (IGN) apresenta duas vantagens promissoras que alargam o escopo das companhias petrolíferas: o crescimento favorável do gás natural (GN) nos mercados mundiais e seus vínculos com outras indústrias de energia, em particular a indústria de eletricidade.

Nessa perspectiva, conforme Cecchi (op.cit.) a penetração recente e crescente do gás natural deve ser vista dentro de uma perspectiva histórica ainda mais ampla: o aproveitamento da energia de forma cada vez mais eficiente, cuja evolução teve etapas claramente demarcadas. Até o século XVII havia o predomínio da força muscular, lenha, carvão vegetal, correntezas e dos ventos; no século XVIII começou a utilização do vapor (primeiro a lenha e depois carvão mineral); no século XIX surgiram a eletricidade e os motores a combustão interna, que definiram uma nova etapa no que se refere à eficiência, comodidade e multiplicidade no uso da energia; no século XX surgiu a energia nuclear e o gás natural.

#### **2.3.1. A Evolução da Indústria do Gás Natural**

Registros indicam que o gás natural associado ao petróleo foi descoberto no Irã por volta de 6000 a.C. O gás natural era um mistério inexplicável para os antigos. Ocasionalmente uma fonte entrava em ignição criando uma “flama eterna”, que alimentava lendas e mitos dos cultos religiosos. Por volta de 1000 a.C. os gregos conheciam uma fonte destas flamas, localizada no Monte Parnaso. Tais flamas eram objetos de culto religioso também na Índia e Pérsia. Em 900 a.C. os chineses descobriram o potencial energético do gás natural e construíram gasodutos primitivos (feitos com troncos de bambu) para aproveitá-lo. Em 211 a.C. os chineses dominavam técnicas para extrair gás natural a 1.000 m de profundidade utilizando-o para secar o sal. Existem registros de sua utilização em Roma (50 a.C.) e em 1273 Marco Polo chegou a ver uma das fontes de “flama eterna” em Baku, na Rússia.

Na Europa o gás natural foi descoberto na Grã-Bretanha em 1659, mas não despertou interesse. A preferência era pelo gás manufaturado do carvão (produzido pela primeira vez em 1670) porque este era mais fácil de processar, estocar, transportar e utilizar. Em 1792 o irlandês William Murdoch começou os experimentos de iluminação com o gás manufaturado, depois adotado no serviço de iluminação pública na Grã-Bretanha. Em 1816 o gás

manufaturado começou a iluminar as ruas de Baltimore (EUA). Apenas em 1821 William Hart construiu em Fredonia (New York, EUA) o primeiro gasoduto comercial para o gás natural, fornecendo energia para iluminação e cocção de alimentos (Laureano, 2006).

Nos primórdios da indústria petrolífera a mentalidade dos produtores era a de extrair o máximo de petróleo no menor tempo possível, desconsiderando o gás natural, mesmo porque inexistiam formas de aproveitá-lo. O gás natural associado ao petróleo era simplesmente liberado na atmosfera ou queimado. Apenas em 1872 J. N. Pew construiu dutos para recolher e vender o gás natural oriundo de Oil Creek Valley. Em 1883 o mesmo J. N. Pew estendeu seus dutos até Pittsburgh. Em 1889 John D. Rockefeller, já detentor do monopólio do refino e do monopólio da compra de petróleo bruto, cria a Standard Gas Trust e em 1890 adquire a firma de Pew. Surgia, então, a indústria norte-americana de gás natural. Um ano depois, a nova empresa dispunha de uma rede com mais de 300 km de extensão que distribuía 7 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural. Apesar das exceções a utilização em escala comercial do energético ficou restrita aos EUA até a metade do século XX (Laureano, op. cit.).

Lentamente os aperfeiçoamentos tecnológicos viabilizaram o aproveitamento do gás natural, em particular a invenção do Bico de Bunsen (por Robert Bunsen em 1885) e das conexões a prova de vazamento (por S. R. Dresser em 1890). Em 1891 um gasoduto rudimentar (de 193,08 km) ligou os poços em Indiana a Chicago, mas a tecnologia insipiente limitava o transporte a pequenos volumes de gás natural a curtas distâncias (cerca de 160 km), fatores insuficientes para tornar o gás natural competitivo com o carvão e o petróleo.

Fora dos EUA o gás natural começou a ser utilizado na Alemanha (1911), Hungria, Itália (1931), França (1939), Japão (1907), Romênia e URSS. No início da década de 1950 o gás natural assumiu importante participação na reconstrução do Leste europeu. Fora do bloco socialista as descobertas mais importantes foram ao campo gigante de gás não associado de Lacq (França, 1957) e Groningen (Holanda, 1959). Na América do Sul a Argentina explorou as reservas de Comodoro Rivadavia tornando-se o primeiro país da região a aproveitar o gás natural, construindo em 1949 um gasoduto de 1.605 km ligando as reservas a Buenos Aires.

Nas décadas seguintes, a melhoria tecnológica dos gasodutos tornou o gás natural competitivo economicamente. Nos EUA 10 gasodutos foram construídos entre 1927/31 e em 1938 foi promulgado o primeiro marco regulatório, porque as autoridades consideravam a indústria do gás natural um monopólio natural. A expansão do uso do gás natural ocorreu durante a Segunda Guerra, quando se combinaram a necessidade de se encontrar matérias-primas capazes de substituir o petróleo com a descoberta de novas jazidas de gás natural.

Em 1960 o consumo de gás natural limitava-se aos países até aqui citados, sendo que os EUA e URSS concentravam mais de quatro quintos da demanda mundial. Nos anos 60 a indústria expandiu-se em razão dos novos aperfeiçoamentos tecnológicos no transporte (gasodutos e a introdução do primeiro navios criogênicos), da demanda por novas fontes de energia e das maiores vantagens industriais e ambientais do gás natural. O choque do petróleo de 1973 estimulou ainda mais a expansão (Laureano, op. cit.).

Conforme Cecchi (op. cit.) existem quatro pontos em comum das diversas experiências internacionais que revelam a natureza econômica do gás natural: 1) sua reduzida importância até bem pouco tempo; 2) nos EUA e Europa o crescimento ocorreu após a descoberta de abundantes jazidas relativamente próximas às grandes aglomerações urbanas e em função das rigorosas condições inverniais, fatos geográficos determinantes em se tratando de uma fonte não renovável com elevado custo de transporte; 3) as grandes cidades européias e norte-americanas já dispunham de extensas redes de distribuição para o gás manufacturado do carvão o que facilitou a substituição no abastecimento residencial e público (companhias municipais de iluminação, hospitais, empresas e imóveis públicos); e 4) descobertas de jazidas abundantes e distantes tornaram a expansão da capacidade de transporte um elo crucial para sustentar o crescimento do consumo durante um longo período de tempo. Neste caso alguns gasodutos são os responsáveis por consolidar mercados de dimensões continentais, como o *Big Inch* e o *Little Big Inch*, (EUA, 1947) e o Transiberiano (URSS, 1973).

### **2.3.2. A Estrutura da Indústria do Gás Natural**

Como indústria do setor de infra-estrutura a IGN apresenta seus elementos típicos: estrutura em cadeia produtiva, as especificidades dos ativos, a forma de organização, os ganhos econômicos e a estrutura de mercado.

O gás natural é uma das fases físicas que assume o petróleo (ver anexos) e por isto pode ser encontrado dissolvido no petróleo (quando é chamado de “gás associado”) ou separadamente (quando é chamado de “gás livre” ou “não associado”) através dos mesmos processos exploratórios utilizados para encontrar petróleo. Por essa razão a primeira atividade da indústria do gás natural é dita *upstream*, que é escopo da E&P do petróleo. Isso implica também no fato de que normalmente as mesmas companhias que operam na indústria do petróleo também operam na indústria de gás natural.

As diferenças entre a indústria do petróleo e a indústria do gás natural originam-se na decisão de utilização deste último. O gás natural pode ser queimado (se não há como

reaproveitá-lo), utilizado no próprio sistema de produção (processos de re-injeção e *gás lift*) a fim de aumentar a recuperação de petróleo do reservatório ou destinado a comercialização. Se o gás natural for destinado a comercialização ainda nesta fase ele é submetido a uma primeira separação na qual se retira a água, as partículas sólidas (pó e outros), agentes corrosivos, impurezas, os hidrocarbonetos líquidos e os compostos de enxofre.

A segunda atividade é o *midstream* e diz respeito ao transporte de gás natural bruto ou não. Aqui existem cinco opções, sendo a primeira os gasodutos. Nesse caso, através de uma estação de compressão, o gás natural é introduzido no gasoduto com uma pressão de 100 a 150 kg/cm<sup>2</sup>, mas por força do fluxo, há uma perda de energia por atrito e a pressão decai até cerca de 30 a 40 kg/cm<sup>2</sup> ao longo da tubulação, sendo necessário, então, outra estação de compressão para elevar a pressão e permitir a continuidade do fluxo do produto. Este ciclo pode ser repetido várias vezes, permitindo atingir grandes distâncias.

Gasodutos são ativos específicos que configuram um monopólio natural e propiciam grandes economias de escala. Concentram também os elevados riscos advindos dos grandes custos de construção dos dutos (cerca de US\$ 680.000,00 por quilômetro) e das plantas de compressão, bem como da sua especificidade funcional e a imobilidade do investimento. Desta forma a decisão pela construção de um gasoduto está associada à sua extensão, o fluxo máximo requerido à demanda de pico, o número de estações de compressão, *trade-off* entre o diâmetro do duto, condições de licenciamento ambiental, condições gerais de localização e condições geográficas do percurso escolhido (Laureano, op. cit.).

Como o investimento é extremamente rígido e os ganhos de escala e a amortização dos custos são ambos obtidos ao longo do tempo os contratos normais de construção e operação de gasodutos normalmente são de longo prazo, do tipo "*take or pay*" (pague mesmo sem consumir) e os preços do gás (e também para fins de taxaço) são fixados por volumes no tipo de cobrança "boca do poço", ou seja, na origem da fonte produtora. Por sua vez, prazos longos originam uma série de compromissos entre as partes, do fornecedor que tenha reservas e sistema de transferência e o consumidor que tenha mercado para absorver a produção.

Uma preocupação adicional é com a estabilidade econômica/política dos parceiros visto que os contratos são longos e a ligação entre as partes é física (dutos) e uma reviravolta do cenário político pode inviabilizar o empreendimento. Isto explica porque as companhias fazem tais investimentos quando há garantias de retorno e porque eles normalmente diminuem os riscos de perdas operando em segmentos complementares ao gás.



A segunda opção de transporte é o Gás Natural Liquefeito (GNL, ou LNG) processo em que o gás natural é conduzido a plantas de liquefação onde é resfriado a  $-161,45^{\circ}$  C quando passa do estado gasoso para o líquido, ocupando 1/615 avos do volume original. O GNL então é embarcado em caminhões, navios ou trens criogênicos capazes de manter as condições de liquefação. Uma vez no destino plantas de regasificação devolvem ao gás natural a sua condição normal, quando então pode ser transportado por outros meios.

Esta opção de transporte também propicia ganhos de economia de escala exigindo grandes investimentos<sup>43</sup> nas plantas de liquefação, regasificação, transporte e armazenagem, que exigem rígidas normas de segurança, bem como um preciso agendamento de entregas. Por estas razões esta opção também apresenta grande rigidez nos investimentos e exige contratos longos para sua amortização, tornando-se competitiva com os gasodutos a partir de distâncias de 2.000 km *offshore* e de 3.800 km *onshore* para volumes de 8,33 mm<sup>3</sup>/dia, mas distancias superiores a 6.000 km os volumes devem ser maiores de 69,44 mm<sup>3</sup>/dia.

A terceira opção de transporte é através do Gás Natural Comprimido (GNC) onde o gás natural é comprimido em cilindros contendo carvão ativado (que facilita a aglutinação das moléculas do gás natural), o que permite o transporte por caminhões e trens. Esta opção serve para atender pequenos consumidores a médias distâncias, onde o volume comercializado não justifica a construção de infra-estrutura de transporte e distribuição.

A quarta opção é convertendo o gás natural em compostos e derivados (como metanol e amônia) e depois transportar estes.

A quinta opção de transporte é o Gas to Liquides (GTL, ou Gás Natural a Líquido), uma aplicação modernizada do processo alemão Fischer-Tropsch (desenvolvido em 1926) para produzir combustíveis líquidos (gasolina, querosene e óleo diesel) a partir do gás natural.

Na atividade de *downstream* é feita a distribuição e armazenamento de gás natural em locais próximos dos consumidores (domicílios, indústrias, plantas termoelétricas e pólos petroquímicos). O armazenamento pode ser feito em aquíferos, cavernas, minas de sal, reservatórios esgotados de petróleo e gás natural ou em cavernas criogênicas sob a forma de GNL. A armazenagem é utilizada para regularizar o fluxo de entrega final do gás que ocorre próximo aos centros consumidores, sendo empregada para aliviar a demanda em momentos de pico, reduzir as flutuações de entrega e balancear o sistema de transporte.

---

<sup>43</sup> Uma planta de liquefação com capacidade para processar 19 mm<sup>3</sup>/dia exige um investimento de US\$ 2 bilhões. Uma planta de regasificação capaz de processar 8 mm<sup>3</sup>/dia exige um investimento entre US\$ 300 e US\$ 600 milhões. Um navio criogênico capaz de transportar 125.000 m<sup>3</sup> custa US\$ 225 milhões e em qualquer caso a frota mínima necessária é de 4 a 6 navios.

Na atividade de comercialização os diferentes agentes vendem o gás natural seja no mercado interno ou mercado externo. Como os custos desta atividade são bem mais baixos do que os existentes no *upstream* e *midstream* é possível diversificar a concorrência.

Na IGN a atividade de transporte é o principal alvo de regulação, porque aqui se concentra elementos típicos do setor de infra-estrutura. Assim, a introdução da concorrência no setor gasífero baseia-se no princípio de livre acesso à estrutura de transporte, obrigando o proprietário a disponibilizar a capacidade ociosa dos gasodutos para o uso dos agentes interessados, mediante a cobrança de tarifas. Para tal, os órgãos reguladores responsáveis devem determinar os procedimentos para divulgação das disponibilidades de capacidade, os prazos e as normas para firmar contratos de transporte, o controle do sistema tarifário do transporte, entre outros aspectos relativos a esta atividade.

Afinal, a terceira atividade é dita *downstream* e diz respeito a separação do gás natural, operação realizada nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), instalações que retiram o vapor d'água, o fraciona em derivados e padroniza sua composição adequando-o ao consumo final. Os derivados obtidos nesta fase são: o metano (principal componente do gás natural), o etano (matéria-prima petroquímica), o propano e butano (que formam o GLP) e outros hidrocarbonetos pesados (que formam a gasolina natural). O etano, propano e butano também são chamados de “frações nobres”. Quando o gás natural contém porcentagens de metano iguais ou maiores que 90% é também chamado de “gás seco”, quando contém porcentagens menores de metano (indicando a presença de frações nobres) é também chamado de “gás úmido”. Dependendo dos volumes de gás natural a construção de várias UPGNs podem ser necessárias, o que torna o empreendimento arriscado, em especial porque essas instalações são de uso específico e não transferíveis.

A tendência do gás natural é deslocar o petróleo porque apresenta uma série de vantagens, como apresentado no quadro 2.3:

Quadro 2.3.: As Vantagens do Gás Natural		
Vantagens Macroeconômicas	Vantagens Ambientais e de Segurança	Vantagens Para o Usuário
<ul style="list-style-type: none"> <li># Atração de capitais e risco externo;</li> <li># Aumento da oferta de empregos;</li> <li># Dispensa o aquecimento para queima;</li> <li># Disponibilidade ampla, crescente e dispersa;</li> <li># Diversificação da matriz energética;</li> <li># Elimina custos com estocagem</li> <li># Fontes de importação regional;</li> <li># Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo;</li> <li># Maior competitividade das indústrias;</li> <li># Melhoria do rendimento energético;</li> <li># Redução do custo do transporte;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li># Baixa presença de contaminantes;</li> <li># Composição química constante;</li> <li># Dispensa a manipulação de produtos químicos perigosos;</li> <li># Dispensa tratamento dos afluentes da queima;</li> <li># Dispensa tratamento dos gases de exaustão;</li> <li># Não apresenta restrições ambientais;</li> <li># Não emite partículas (cinzas);</li> <li># Não implica em desmatamento;</li> <li># Pode ser usado em veículos;</li> <li># Rápida dispersão de vazamentos;</li> <li># Reduz a emissão de partículas;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li># Admite grande variação de fluxo;</li> <li># A queima é direta no produto;</li> <li># Custo competitivo</li> <li># Dispensa aquecimento no inverno;</li> <li># Elevado rendimento energético;</li> <li># Fácil adaptação das instalações existentes;</li> <li># Maior vida útil dos equipamentos;</li> <li># Menor corrosão dos equipamentos;</li> <li># Menor custo de manuseio;</li> <li># Menor espaço para armazenamento;</li> <li># Menor manutenção de equipamentos;</li> <li># Permite a regulação da combustão;</li> <li># Permite a utilização da rede existente;</li> <li># Possibilita curvas de temperatura ideais;</li> <li># Redução das doenças respiratórias;</li> </ul>

Fonte: www.gasenergia.com.br, 2004

Estas vantagens permitem que o gás natural seja utilizado com grande eficiência nas seguintes atividades (site [www.gasenergia.com.br](http://www.gasenergia.com.br)):

- Aplicações Automotivas: neste bloco temos o uso do gás natural como combustível de veículos automotores. Envolve também as atividades de instalações de reabastecimento nos postos de serviço ou estações de compressão.
- Aplicações Comerciais: neste bloco temos o aquecimento de água e de ambientes, combustível para cocção, lavanderias comerciais e hospitalares, condicionamento de ar e iluminação em locais onde não há disponibilidade de energia elétrica e refrigeração.
- Aplicações Industriais: a chama do gás natural é de melhor qualidade e mais constante que a de outras fontes, por isto ele é amplamente utilizado em processos industriais que necessitam de queima (fabricação de alimentos e bebidas, cerâmica, papel e celulose, cimento, vidro, têxteis). Além disso, o gás natural pode ser utilizado na mineração/pelotização, processamento de materiais não-ferrosos e ferro-ligas, como redutor siderúrgico (fabricação de ferro gusa e aço), como matéria-prima na indústria petroquímica/gasquímica (produção de plásticos) e na indústria de fertilizantes (produção de amônia e uréia), na geração de energia elétrica, aquecimento direto, calor de processo e climatização de ambientes.
- Aplicações Residenciais: neste bloco estão a cocção de alimentos, o aquecimento doméstico, a refrigeração e iluminação doméstica.

#### **2.4. As Indústrias Escopo do Petróleo e do Gás Natural**

Tanto a geração de energia termelétrica quanto a petroquímica tem origem no escopo do refino do petróleo e da separação do gás natural, constituindo-se, por razões de ordem econômica, financeira, técnica e tecnológica em importantes alternativas de investimentos para as companhias petrolíferas. Assim, nesta parte faremos breves comentários sobre a indústria petroquímica e a geração termelétrica a partir do gás natural, modais que atualmente tem mais atraído à atenção da indústria petrolífera. Entretanto, cabe ressaltar que a petroquímica como um todo é uma indústria independente, sujeita a uma estrutura industrial e regulatória específica e que a geração de energia elétrica a partir do gás natural constitui-se num dos elos da cadeia da indústria de geração de elétrica, estando, portanto igualmente sujeita a uma estrutura industrial e regulatória diferenciada.

### 2.4.1. A Indústria Petroquímica

A indústria petroquímica mundial (IPQ) resulta da economia de escopo da IMP e da IGN (também são chamadas de gasquímicas as petroquímicas que utilizam apenas as frações nobres do gás natural). As companhias petrolíferas tendem a atuar na petroquímica por razões defensivas (amenizar os altos custos da linha vertical petrolífera), financeiras (obter os altos retornos propiciados por esta indústria) e estratégicas (a petroquímica é uma indústria naturalmente complementar a indústria petrolífera).

#### 2.4.1.1. A Evolução da Indústria Petroquímica

Nas plantas, o eteno (ou etileno) atua como hormônio inibidor do crescimento e estimulante do amadurecimento dos frutos. Em 2000 a.C. os egípcios descobriram a função do eteno porque sabiam que furando os frutos dos sicômoros (uma espécie de figueira) ele liberava látex que, acreditavam, acelerava o amadurecimento dos frutos. Depois, derivados químicos foram produzidos em escala laboratorial a partir de outros compostos metabolizados pelas plantas. Apenas em 1845 o alemão August W. Von Hofmann destilou pela primeira vez o alcatrão de hulha (um tipo de carvão) obtendo o benzeno, criando a indústria carboquímica. Em 1856 o inglês William H. Perkins obteve o primeiro corante sintético, a malva, a partir da anilina, outro derivado do alcatrão de hulha. A partir daí a produção de corantes sintéticos estimulou o crescimento da indústria carboquímica. Somente em 1872 foi obtido da combustão do gás natural um composto não carboquímico, o carvão amorfo (negro-de-fumo).

As principais indústrias químicas<sup>44</sup> se estruturaram então com base na carboquímica. Em 1913, com a introdução do *cracking* catalítico do petróleo, as refinarias começaram a produzir uma nova série de subprodutos (entre eles os gases e a nafta) que eram tratados como rejeitos e vendidos para as companhias químicas que a partir deles produziam etileno. Mas isto não modificou a base carboquímica. Ainda tendo como matéria-prima o alcatrão de hulha, em 1919 George O. Curme Jr patenteou a técnica de produção comercial do etileno, utilizada pela Union Carbide na planta inaugurada em Clendenin (Virgínia Ocidental) em 1920.

A conexão entre a indústria do petróleo e a indústria química nasceu por acaso em 1919. A SONJ enfrentava problemas de corrosão numa estação de tratamento de gás natural, que se acreditava causada pela presença de umidade e de ar no gás de alimentação. Após os

<sup>44</sup> Entre elas (com as respectivas datas de fundação): as alemãs AGFA (1867), BASF (1865), Bayer (1863), Cassella (1789), Celanese (1863) e Höchst (1863); a belga Solvay (1861); a britânica ICI (1926); a francesa Rhône-Poulenc (1801); as norte-americanas Allied-Signal (1920), American Cyanamid (1903), Dow Chemical (1892), E.I. du Pont du Neumors (1802), Monsanto (1901) e Union Carbide (1917) e as suíças CIBA (1859), Geigy (1758), La Roche (1896) e Sandoz (1886).

testes se concluiu que o problema poderia ser resolvido desoxidando o gás, combinando o oxigênio com os hidrocarbonetos do próprio gás. Surpreendentemente, houve a oxidação parcial dos hidrocarbonetos com a formação de compostos até então obtidos apenas em escala laboratorial, entre eles o acetaldeído, acetona, álcoois superiores, formaldeído e metanol.

A união definitiva entre a indústria petrolífera e a indústria química ocorreu em 1920 quando a SONJ e Union Carbide construíram em sociedade em New Jersey a primeira planta petroquímica do mundo que produzia álcool isopropílico, matéria-prima de cosméticos. Em 1923 a Union Carbide inaugurou uma planta petroquímica para produzir etileno.

Nos anos seguintes o potencial da indústria petroquímica ficou claro com a produção da primeira borracha sintética na Alemanha (1930), do polietileno na Grã-Bretanha (1932) e do nylon nos EUA (1935), mas foi a intensa demanda de matérias-primas (para produção de borrachas e explosivos) na Segunda Guerra que propiciou um crescimento vertiginoso da indústria petroquímica. Ao final do conflito ela já estava consolidada na Alemanha e EUA.

Após a guerra a indústria petroquímica superou a carboquímica na Europa Ocidental e no Japão porque além do petróleo ser mais barato e abundante, os processos produtivos dos seus derivados intermediários eram mais acessíveis e econômicos e rendiam frações químicas leves (etileno, propileno, etc.) em proporção muito maior do que o alcatrão de hulha.

Apesar ser um ramo industrial independente da indústria petrolífera, a petroquímica tem com ela vínculos estreitos por que: 1) demanda as frações químicas leves das refinarias; 2) seus derivados têm alto valor agregado; e 3) possibilita, através da obtenção de economias de escopo, a expansão das atividades petrolíferas e ganhos adicionais elevados. Assim, no transcorrer dos anos todas as grandes companhias petrolíferas criaram um ramo petroquímico: Shell (1929), Chevron (1940), BP (1947), Gulf Oil (1952) e Texaco (1955).

A partir da década de 1950 os sintéticos petroquímicos passaram a fazer parte do cotidiano, substituindo incontáveis produtos naturais, entrando no processo de produção de virtualmente quase todos os produtos sintéticos hoje conhecidos.

#### **2.4.1.2. A Estrutura da Indústria Petroquímica**

A IPQ deriva do escopo da IMP e da IGN e também é uma indústria do setor de infraestrutura, apresentando seus elementos típicos: a cadeia produtiva, as especificidades dos ativos, a forma de organização, os ganhos econômicos e a estrutura de mercado.

As principais matérias-primas da IPQ são: a nafta (obtida do refino do petróleo), o etano e o propano (obtidos do refino do petróleo ou da separação do gás natural). Através de três atividades essas matérias-primas são convertidas em produtos diferenciados e diversificados que entram no processo produtivo da atividade seguinte até se chegar aos produtos finais (Brink & Shreve, 1997):

1. As indústrias de primeira geração: convertem as matérias-primas em produtos petroquímicos básicos, entre os quais o eteno (cuja produção é balizadora da IPQ), o propeno e o butadieno (ditos oleofinas), o benzeno, o tolueno e paraxileno (ditos aromáticos). Secundariamente são produzidos combustíveis e solventes.
2. As indústrias de segunda geração: convertem os produtos petroquímicos básicos em produtos intermediários como o acetato de vinila, ácido acrílico, acrilonitrila, amoníaco, anilina, estireno, fenol, isopreno, óxido de etileno, óxido de propeno, uréia, entre outros.
3. As indústrias de terceira geração: convertem os produtos intermediários em produtos finais. Os produtos finais ultrapassam o número de 5.000 sendo os principais os ácidos salicílicos, ácido sulfúrico, agrotóxicos, álcoois, aldeídos, borrachas, cetonas, corantes, detergentes, enxofre, explosivos, fertilizantes, fibras sintéticas, hidrogênio, isopores, plásticos, resinas, solventes, tensoadores, tintas, entre outros.

Os produtos finais são utilizados pelas indústrias de transformação para produzir adesivos, alimentos, calçados, cosméticos, embalagens, garrafas, fios e cabos elétricos, materiais de construção, medicamentos, peças, roupas, tubos e conexões, entre outros.

A despeito do enorme volume de produtos finais e da intensidade de processos (até 45 etapas são necessárias deste o *upstream* até a obtenção do produto final) a IPQ absorve apenas entre 3% e 5% do total de derivados do gás natural e do petróleo, mas estes derivados não apenas apresentam preços elevados<sup>45</sup> como à medida que o fluxo produtivo avança mais valor é agregado ao produto seguinte de forma que o preço de um produto da indústria de 3ª geração pode variar de US\$ 1.000,00 a US\$ 4.000,00 por tonelada. Devido a essa agregação de valor calcula-se que a indústria petroquímica fature US\$ 1,7 trilhão por ano com crescimento médio de 3% a.a. (Brink & Shreve, op. cit.).

Historicamente as companhias petrolíferas procuraram obter a integração estrutural com as companhias petroquímicas, controlando o processo produtivo desde a produção de matérias-primas até as indústrias de terceira geração, algo que ocorre por uma série de razões:

---

<sup>45</sup> O óleo combustível, o asfalto, e a gasolina não passam de US\$ 100,00 ou US\$ 200,00 a tonelada, enquanto o preço da nafta é em média 8 vezes superior.

os ganhos e sinergias advindos da integração dos ativos de gás e petróleo com o setor petroquímico, a possibilidade de balanceamento dos ciclos refino-petroquímica, a diversificação em produtos de maior valor agregado, o barateamento das matérias-primas, a redução dos custos através da escala de produção e competitividade e fato da IMP ter na IPQ uma forma a mais para recuperar seus custos de produção.

Em função disto, conforme Garcia, Hiratuka e Sabbatini (in: Barreto, Neto, Souza, 2003) a indústria petroquímica mundial segue três modelos estruturais: 1) as grandes companhias petrolíferas, que mantêm suas atividades concentradas nas atividades petrolíferas, possuindo atividades na indústria petroquímica (como a BP, Chevron, ExxonMobil, Petronas, Shell, Sinopec, Total, entre outras); 2) as grandes companhias petroquímicas, que mantêm suas atividades concentradas na indústria petroquímica, possuindo ou não complementos na indústria química (como a Braskem e da Suzano entre outras); e 3) as grandes companhias petroquímicas/químicas, que mantêm suas atividades concentradas nas atividades petroquímica/química, o que as permitem diferenciar seu produto e incorrer em margens de rentabilidade superiores (Seria o caso da BASF, Bayer, Dow Chemical, E.I. Du Pont du Neumors, Höchst, entre outras). Atualmente também existem as companhias petrolíferas que procuram uma maior integração entre o refino-petroquímica (como a da PDVSA, Pemex e Petrobras) e as companhias focadas em química fina (como a Degussa e a DSM).

Além da diversificação dos produtos, agregação de valor e dos vínculos entre IMP e IPQ outra característica desta é a sua ciclicidade. A decisão de investir na IPQ oscila de acordo com a volatilidade dos preços do petróleo e da paridade das taxas de câmbio, da flutuação das taxas de crescimento da demanda mundial e inovações tecnológicas, mas quando se decide pela ampliação da capacidade produtiva instalada os investimentos devem ser concentrados nas indústrias de primeira e segunda geração, que normalmente resultam num impacto produtivo proporcionalmente muito maior do que a capacidade de absorção pelo mercado, gerando desajustes estruturais, que em três ou quatro anos resulta em sobre oferta de produtos químicos e rebaixamento de preços (Kupfer, 2004).

Por sua vez essa ciclicidade estrutural determina os ciclos de aquisições, fusões e formação de *joint-ventures* entre as companhias que ocorrem a cada 5 anos e são seguidos de outros 5 anos de digestão (reestruturação dos ativos e racionalização dos ciclos). O último ciclo ocorreu entre 1997/2002 produzindo um crescimento da integração entre as refinarias de petróleo e as indústrias de primeira geração e uma elevação significativa do grau de concentração industrial. Em meados dos anos 90 existiam 19 grandes companhias

petroquímicas: Amoco, Arco, BASF, Borealis, BP, Chevron, Dow Chemical, Exxon, Höchst, Lyondell, Millenium, Mobil, Montell, Occidental, PCD, Phillips, Shell, Solvay, Union Carbide, que se reduziram a 7<sup>46</sup> em 2005: Basell, Borealis, Chevron, Dow Chemical, Equistar, Exxon e Innovene (Gomes, Dvorsak, & Heil, 2005).

A ciclicidade impacta também sobre a estrutura concorrencial da IPQ na medida em que a concentra em poucas empresas, configurando uma situação de oligopólio, mas independentemente disso, a concorrência envolve outros fatores intra-firma e extra-firma. Os fatores intra-firma dizem respeito às capacidades intrínsecas das companhias tais como o grau de integração da cadeia petroquímica; a capacidade de inovação tecnológica (que exige vultosos investimentos em P&D), mas em contrapartida, como os novos produtos normalmente apresentam alto valor agregado (destacadamente na área de especialidades químicas) estes as protegem das flutuações de preços; a constituição de fontes de rendas mais perenes, como o licenciamento de tecnologias; e a eficiência produtiva das companhias (capacidade de racionalizar trabalho e estruturas, otimizar os custos e a logística).

Os fatores extra-firma dizem respeito às questões como: o acesso a matérias-primas baratas (as matérias-primas correspondem em média a 83% dos custos variáveis da IPQ); à internacionalização da cadeia produtiva; a descentralização da produção; o compartilhamento da capacidade produtiva com outras empresas; o acesso ao mercado consumidor (existência ou não de barreiras à entrada, facilidade de transporte, etc.); o grau de regulação ambiental (como normas de emissões) que tende a pressionar os custos; a política de concorrência (que tende a dificultar as operações de consolidação); e as normas de patenteamento e homologação de novos produtos (que tendem a encarecer a P&D).

#### **2.4.2. O Gás Natural e a Geração de Energia Elétrica**

A geração de energia elétrica a partir do gás natural foi impulsionada pela elevação do preço do barril do petróleo após 1973, bem como pelo aumento da preocupação ambiental. Contudo, a natureza fortemente irreversível dos investimentos energéticos, a especificidade do capital envolvido e o elevado poder de mercado de que dispõem as empresas de energia explicam certa inércia do setor. Assim, embora tenha demonstrado sua “vantagem custo” desde meados da década de 1980, o impacto do avanço tecnológico na geração termelétrica a

---

<sup>46</sup> A Basell é uma *joint-venture* formada pela BASF e Shell; a Chevron uniu seu setor petroquímico ao da Phillips; a Dow Chemical comprou a Union Carbide em 1999; a Exxon absorveu o setor petroquímico da Mobil; Innovene é o novo nome do setor petroquímico da BP e incluí os setores petroquímicos da Amoco, da Arco e da Solvay.



gás natural não surgiu completamente. Ademais, ao longo da história, a sucessão de novas fontes de energia não resultou no desaparecimento das formas precedentes de aproveitamento.

#### **2.4.2.1. A Evolução das Termelétricas a Gás Natural**

O aproveitamento do gás natural para produzir energia elétrica está associado ao desenvolvimento das turbinas. A turbina mais simples é a de água (utilizada para mover as mós dos moinhos) conhecida desde pelo menos 100 a.C. e posteriormente aperfeiçoada pelo francês Benoît Fourneyron (1826), pelos norte-americanos James B. Francis (1849) e Lester A. Pelton (1880) e pelo austríaco Viktor Kaplan (1913). Essas turbinas são atualmente utilizadas nas usinas hidroelétricas.

A turbina a vapor, mais sofisticada, era conhecida do grego Hieron (cerca de 60 d.C.) sendo aperfeiçoada pelo sueco Carl Gustav Patrik de Laval (1882) e pelo inglês Charles Parsons (1884). Essas turbinas são atualmente utilizadas para movimentar navios e na geração de energia elétrica a partir de usinas nucleares e termelétricas.

Segundo Usher (1993) a história da turbina a gás começa em 1791 com o trabalho do inglês John Barber. Em teoria tal turbina podia atingir até 75% de eficiência<sup>47</sup>, fator muito mais alto que a encontrada no motor a gasolina (até 25%) ou diesel (até 35%), mas logo surgiu um obstáculo prático: encontrar materiais que resistissem a temperaturas de 625°C. Porém, devido à eficiência prevista em teoria, se fez grande esforço entre 1791 e 1903 no sentido de se obter uma turbina a gás viável. Neste sentido os trabalhos mais importantes foram do alemão Friedrich Stolze (1872), do norueguês Egidius Elling (1903), dos franceses Armengaud e Lemale (1903/06) e do alemão Holtzwarth (1911).

A partir dos anos 30 as possibilidades da turbina a gás como propulsor de aviões estimularam as pesquisas teóricas em diferentes países, entre elas as do pioneiro inglês Frank White (1929), do italiano Secondo Campini (1931), da firma alemã Junkers Motoren (1936/38) e do húngaro György Jendrassik (1938). Como resultado desses aperfeiçoamentos em 1939 a Suíça instalou em Neuchâtel a primeira planta com turbina a gás para produzir energia elétrica e testou sua possibilidade numa locomotiva. Apenas em 1944, com o aperfeiçoamento da metalurgia, a firma inglesa Rolls-Royce apresentou as primeiras turbinas eficientes, instaladas num avião Gloster.

---

<sup>47</sup> No caso de motores térmicos se entende que eficiência é a razão entre a energia transformada em trabalho mecânico e energia despendida. No caso da turbina a gás é a relação mais alta conhecida.

Em 1963 foi testado o conceito do ciclo combinado (*combined cycle gas turbine*, CCGT ou CCPS), processo que visava reduzir as perdas com os gases de escape (os “gases de exaustão”) da turbina a gás. Os gases de exaustão eram canalizados para uma caldeira de recuperação de calor para produzir vapor que alimentava uma turbina a vapor para gerar potência adicional. Essa montagem ficou conhecida como tipo 1+1 (uma turbina a gás acoplada a uma turbina a vapor<sup>48</sup>). Na década de 70 foram construídas as primeiras CCPS de pequeno porte (entre 15 mW a 20 mW) que apresentaram rendimento de 40%.

O desenvolvimento da turbina a gás continuaria e nas décadas de 1970/80, a partir de turbinas de aviões (ditas aeroderivadas), foram concebidas as atuais turbinas a gás destinadas à geração de eletricidade. Com sua introdução, pela primeira vez em dois séculos, no que se refere ao aproveitamento energético, a redução do custo de produção não está ligada aos ganhos de escala<sup>49</sup> (Cecchi, op. cit).

#### **2.4.2.2. As Vantagens das Termelétricas a Gás Natural**

A geração de energia elétrica a partir do gás natural está estruturalmente vinculada a IGN até o momento que o gás natural penetra na usina. Depois disto começam a surgir algumas particularidades, a começar pelas vantagens frente às usinas termoelétricas a óleo:

1. Causam menor dano ambiental: a queima do gás natural é isenta de enxofre e de cinzas, gera menos chuva ácida e produz menos gás carbônico por kW gerado;
2. O menor custo de construção, devido a entre outros fatores: a menor área necessária para sua construção, a dispensa de custosas instalações de desulfurização e eliminação de cinzas exigidas pelas térmicas a carvão e a óleo, a dispensa de áreas para estocar carvão e/ou tanques de óleo, o menor tamanho das chaminés (75 m) que podem ser construídas em aço, enquanto as usinas a carvão e óleo exigem chaminés maiores (250 m) construídas em concreto. No total uma usina a carvão e óleo é 80% mais cara que a gás natural;
3. Os menores custos operacionais em vista do alto grau de automação das CCPSs;
4. A maior eficiência do que outros tipos de usinas. As melhores usinas a carvão atingem no máximo 40% de eficiência térmica, os melhores motores diesel chegam a 44% de eficiência.

---

<sup>48</sup> Atualmente as usinas podem ser configuradas no tipo 2+1 (duas turbinas a gás natural e uma a vapor), 3+1 (três turbinas de gás natural e uma a vapor), 4+1 (quatro turbinas de gás natural e uma a vapor) e 5+1 (cinco turbinas de gás natural e uma a vapor).

<sup>49</sup> As plantas térmicas baseadas em turbinas a gás têm apresentado um custo de geração decrescente nas últimas duas décadas, em função, principalmente, do aumento da eficiência dos equipamentos de geração, que deve ser atribuído, particularmente, ao emprego de materiais mais resistentes às altas temperaturas e ao resfriamento das palhetas da turbina.

Uma usina a gás natural concebida em CCPS atinge facilmente os 56% de eficiência térmica, quase duas vezes a eficiência normal das usinas a carvão, nafta ou óleo combustível.

5. O prazo relativamente curto de construção do empreendimento. O prazo de construção de uma usina CCPS não excede 2 anos, enquanto uma térmica a carvão ou óleo leva em média 3 anos e uma hidroelétrica pelo menos 8 anos;

6. A grande flexibilidade da configuração das usinas para oferta de eletricidade. Uma usina em sistema CCPS tipo 1+1 pode ser projetada e instalada rapidamente para produzir 1, 2, 20, 60, 120, 200 e 330 mW satisfazendo assim diferentes necessidades. A mesma usina pode ser rapidamente projetada nas configurações tipo 2+1, 3+1, 4+1 e 5+1 quando podem produzir entre 360 e 990 mW.

7. Este tipo de usina ainda é passível de melhorias. Estudos apontam que o rendimento pode atingir 70% (a temperaturas de 1.600°C, atualmente a temperatura máxima é de 1.450°C). Também se estuda o uso da combustão seqüencial, onde há reaquecimento dos gases de exaustão; a redução das irreversibilidades nas caldeiras de recuperação (com a geração de vapor em diferentes níveis de pressão) e recuperação das perdas térmicas entre os dois ciclos, com a diminuição da temperatura dos gases de exaustão.

8. Permite a cogeração, ou seja, a geração simultânea de energia elétrica e energia térmica. Os gases de exaustão podem ser utilizados para gerar vapor numa caldeira especial (caldeira de recuperação). Esse “sopro quente” da turbina também pode ser usado diretamente para secagens ou para produção de água gelada por meio de um sistema de absorção.

As desvantagens das usinas a gás natural são as seguintes:

1. As usinas termoelétricas podem utilizar carvão e óleo residuais de custo menor, enquanto o gás natural utilizado para geração de energia elétrica deve ser de alta qualidade;

2. As turbinas são extremamente sensíveis às variações climáticas, principalmente às mudanças da temperatura ambiente;

3. Cerca 90% da água demanda por estas usinas é utilizada no sistema de resfriamento;

4. Ela emite óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ), entre os quais o dióxido de nitrogênio ( $\text{NO}_2$ ) e o óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ). O  $\text{NO}_2$  tem efeitos negativos sobre a vegetação e a saúde humana, principalmente quando combinado com o dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ). O  $\text{N}_2\text{O}$  é um dos causadores do efeito estufa e contribuí para a redução da camada de ozônio;

5. Outra desvantagem diz respeito das turbinas a gás operando em ciclo simples, que gera perdas por gases de exaustão, problema minimizado com as CCPS;

6. Estas usinas sofrem alterações de rendimento quando operam com cargas parciais;
7. Quando, por qualquer razão, a usina cessa de gerar energia elétrica há perda de disponibilidade. A disponibilidade indica a percentagem anual de produção comparando as horas de efetivo funcionamento com a totalidade das horas do ano. A disponibilidade média de uma usina é de 90%. As perdas de disponibilidade mais comuns (entre 2 e 12% ao ano, fixando-se em 5% em um horizonte de 5 anos) resultam das paradas programadas para manutenção da turbina a gás (prevista para operar até 8000 horas sem interrupção), enquanto as estatísticas apontam perdas (de 3% a 6%) por paradas resultantes de outros motivos.

Por ser uma indústria vinculada ao gás natural este tipo de geração de energia elétrica pode ser feito tanto diretamente pelas companhias petrolíferas, o que tem se constituído em fator comum, como por companhias independentes, mas ambos os casos apresentam os elementos típicos do setor de infra-estrutura.

### 3. A PETROBRAS COMO ATOR ESTRATÉGICO

Em 2003 quando do cinquentenário da Petrobras<sup>50</sup>, José Lima, então seu gerente de Recursos Humanos, afirmou que antes da Petrobras a indústria do petróleo praticamente inexistia no Brasil (Suslick, op. cit.). De fato, quando a estatal começou a operar em 10 de maio de 1954 os desafios eram enormes. Ao mesmo tempo em que a companhia era administrativamente estruturada era necessário formar a mão-de-obra (advogados, economistas, engenheiros, geólogos, técnicos, etc.), obter tecnologia, fazer um imenso trabalho científico (pesquisa geológica, química, etc.) e logístico.

Passados quase 55 anos poucos duvidam do sucesso da Petrobras. A estatal construiu a infra-estrutura (dutos, sistemas de transporte e distribuição) que lhe permite operar num país enorme como o Brasil, construiu três pólos petroquímicos e estimulou o desenvolvimento de diversas áreas do conhecimento (economia, engenharia, geologia, química, etc.). Assim, neste capítulo vamos apresentar as origens da Petrobras, suas principais características, processo de reestruturação e seu sistema de subsidiárias.

#### 3.1. O Difícil Nascimento da Petrobras

O decreto nº 2.266 de 1858, assinado pelo Marquês de Olinda, deu a José Barros Pimentel o direito de coletar betume às margens do Rio Marau, Província da Bahia, para fabricar querosene de iluminação, mas foi o Decreto Imperial 352-A de 30 de abril de 1864 que deu ao inglês Thomas Denny Sargent uma “Concessão para prospecção e lavra do petróleo no Brasil, no município de Camamu, na Bahia”, o primeiro do gênero petrolífero no país. O resultado foi negativo. Insistiu-se. Em 1892 o fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo, a expensas próprias, começou a perfurar um poço em Bofete (SP) que em 1897, ao atingir 488 m, achou água sulfurosa. Este é tido como o primeiro poço do Brasil porque dele se extraíram dois barris de petróleo.

Daí em diante foi longa a trajetória até a estruturação de uma companhia brasileira tecnicamente capacitada no setor petrolífero, uma trajetória que culminou depois da Segunda Guerra quando se conjugaram três interesses: o da população, melhor informada sobre o papel do petróleo; o dos militares preocupados desde o final da Primeira Guerra Mundial com o papel estratégico do petróleo, tendência reforçada após a Segunda Guerra; e o do governo, preocupado com a construção da infra-estrutura ante as perspectivas de desenvolvimento

---

<sup>50</sup> Conforme a grafia presente no atual estatuto em substituição ao nome Petrobrás.

industrial. Um setor estratégico fundamental, a siderurgia, já havia sido encaminhado em 1946 com a inauguração da CSN. Com a possibilidade de crescimento industrial as novas rodovias eram vitais para interligar as principais cidades brasileiras, elevando a demanda de asfalto e de combustível.

A disputa em torno do petróleo brasileiro, logo polarizado em dois extremos, centrou-se numa questão: quem conduziria a indústria petrolífera? De um lado estavam os defensores da interdependência (chamados “entreguistas”), grupo liderado pelos grandes órgãos de imprensa, empresários, banqueiros, grandes comerciantes e os representantes do capital externo que queriam a participação do capital internacional na indústria petrolífera nacional. De outro lado estavam os nacionalistas liderados pelo General Julio Caetano Horta Barbosa e pelo General Salvador César Obino que contavam com a simpatia de muitos oficiais das Forças Armadas, bem como de estudantes e políticos de esquerda. Este grupo exigia o monopólio estatal do petróleo.

Os acontecimentos de 1947 trouxeram novas dimensões ao problema. Em fevereiro o presidente Dutra pediu que o CNP (Conselho Nacional do Petróleo, criado pelo Decreto Lei nº 395 de 29 de abril de 1939) fizesse um estudo sobre o assunto. No dia 21 de abril, enquanto com o estudo estava em andamento, o Clube Militar do Rio de Janeiro deu início a uma série de conferências sobre a questão do petróleo (que se estenderam até 16 de setembro de 1947), onde se contrapuseram a posição “entreguista”, defendida pelo General Juarez Távora e a nacionalista, defendida pelo General Horta Barbosa. Foram das conferências de Horta Barbosa que nasceu o movimento fervoroso pela causa do petróleo nacional que teve sua bandeira no slogan “*O Petróleo é Nosso*”.

Em outubro de 1947 o CNP chegou a um documento que desagradou a todos. Os trustes pelas restrições porque queriam, entre outras coisas, o poder de decidir quando e onde os poços seriam abertos, bem como o que fazer do petróleo, só pagando ao Estado as taxas e os *royalties*. Os nacionalistas ficaram furiosos com a possibilidade de o capital estrangeiro participar da exploração do petróleo brasileiro e articularam a mobilização popular. Em 21 de abril de 1948 a UNE fundou o Centro de Estudos e Defesa do Petróleo (CEDP) ao qual aderiram estudantes, parte da opinião pública, sindicalistas, políticos nacionalistas e o PC. Tinham uma só exigência: o monopólio estatal da indústria do petróleo.

Neste clima adentrou ao Congresso a versão definitiva de uma lei sobre o assunto. Depois de tramitar por 22 meses, em 3 de outubro de 1953 Getúlio Vargas sancionava a Lei Nº 2.004 que determinava como sendo monopólio estatal: 1) a pesquisa e lavra das jazidas de

petróleo e outros hidrocarbonetos e gases raros; 2) o refino do petróleo nacional e estrangeiro e 3) o transporte marítimo e terrestre de petróleo, derivados e de gases raros. Não era tudo. A lei também determinava a criação de uma estatal que exerceria todas as atividades definidas como monopolísticas e que só poderia operar fora do território nacional com autorização expressa do Congresso Nacional, a Petróleo Brasileiro SA, a Petrobras.

### **3.2. A Crise do Setor Estatal e a Lei 9.478/97**

Segundo Dias & Filho (2003) desde 1954 o Estado procurou atingir dois objetivos através da Petrobras. O primeiro foi o estratégico, explorando todo o território nacional e construindo um sistema capaz de garantir a segurança interna do abastecimento de petróleo e derivados, bem como o de uma rede de distribuição capaz de atender todo o país. Para atingir esse objetivo, após a crise de 1973 a Petrobras definiu uma meta nunca abandonada: alcançar a auto-suficiência na produção de petróleo. O segundo papel foi econômico, onde a estatal desempenhou quatro funções: 1) como geradora de renda nacional; 2) como poupadora de divisas; 3) como grande investidora, gerando efeito multiplicador na economia nacional; e 4) como geradora de superávit primário, papel que passou a ter em 1999.

Estes objetivos foram atingidos ao longo do tempo seja diretamente pela própria Petrobras como pelas companhias do Sistema Petrobras (a rede de subsidiárias da estatal). Por sua vez, Contreras (1994) demonstra que tanto à construção e consolidação da Petrobras como do Sistema Petrobras obedeceram às prioridades, agendas, diretrizes e estratégias político-econômicas dos grupos sociais que controlavam o maior acionista da companhia, o Governo Federal. Ainda conforme Contreras nem sempre coincidiram as estratégias dos grupos no poder Federal e dos dirigentes da estatal. A justaposição de interesses atingiu o auge durante o regime militar (1964/85), quando a Petrobras desfrutou de grande autonomia, assumindo a organização e estrutura que manteria até os anos 90. O período de maior tensão ocorreu nos anos 80, quando o sistema produtivo e o aparelho estatal entraram em crise, resultando na revisão ideológica do papel do Estado na economia.

Entre 1967/73 quando ocorreu o “milagre brasileiro” a Petrobras foi instrumento fundamental para a construção do parque industrial brasileiro dentro da estratégia do “tripé”: parcerias com a participação do capital estatal, do capital privado nacional e do capital privado internacional. Nesta estratégia, o Decreto-Lei N° 200 de 25 de fevereiro de 1967 foi o instrumento que permitiu ao Estado assumir papel ativo da economia, através da modernização da máquina administrativa e do aumentando das funções das estatais, que

seriam utilizadas como indutoras do desenvolvimento econômico (Contreras, 1994). Neste momento o Estado evitou interferir nas estatais (por decisão própria e/ou falta de condições) que detinham autonomia para decidir sobre usos e fontes de financiamento, não havendo quaisquer controles sobre suas contas (tanto receita como despesa) que são incorporados ao Balanço Geral da União (Marins, 2005).

Para Tavares (op. cit.) a retomada do projeto conservador no contexto da Guerra Fria conduzida por Thatcher na Grã-Bretanha (desde 1979) e Reagan nos Estados Unidos (desde 1980), desencadeou um movimento financeiro/militar/político que levou à dissolução da URSS em 1991. Neste processo enquanto nos países industrializados os ideólogos neoliberais (como vimos) questionavam o papel do aparelho estatal de bem-estar social, os países do Terceiro Mundo (entre eles o Brasil), excessivamente endividados junto ao sistema financeiro internacional, começavam a sentir os efeitos negativos da recessão generalizada nos anos 70 agravada pelo choque de juros norte-americanos e do segundo choque do petróleo.

No Brasil, o Decreto N° 84.128 de 29 de outubro de 1979 criava a Secretaria de Controle das Estatais (Sest), indicando que a política econômica baseada nas estatais começava a ser afetada pelos eventos internacionais. O Sest previa para 1980 a elaboração do primeiro orçamento das estatais, definindo os dispêndios (correntes e de investimento) e as fontes de financiamento, mas na prática, a dificuldade em estabelecer uma política adequada de acompanhamento das estatais fez com que os instrumentos de controle se limitassem à restrição dos gastos, desconsiderando aspectos fundamentais em sua administração, como a avaliação de projetos e a consolidação dos objetivos estratégicos. O orçamento global de dispêndios limitou a capacidade de ação das estatais enquanto que o orçamento anual era determinado pelo orçamento do ano anterior acrescido dos gastos “justificados” pela elevação dos custos operacionais, sem considerar projetos de longo prazo (Marins op. cit.).

No desenrolar dos acontecimentos os países do Terceiro Mundo foram tragados no intenso rodado da crise econômica mundial, que teve seu ápice em 1982 quando o México decretou a moratória da dívida externa. As negociações que se seguiram à moratória (conduzidas pelo FMI) foram no sentido de garantir o fluxo de pagamentos dos países endividados, em troca de novas linhas de crédito no futuro. Esta política teve dois impactos sobre o Brasil. A primeira foi a de comprometer a estratégia de utilizar as estatais como indutoras do desenvolvimento econômico, para o qual contribuiu não apenas o baixo crescimento econômico mundial e a baixa liquidez do mercado internacional, mas também as exigências do FMI. No Balanço Geral da União sempre foram contabilizadas as despesas,



receitas e investimentos originados das estatais, mas para o FMI os investimentos das estatais eram considerados como despesas, e como tal deviam ser eliminados. Para satisfazer as pressões do FMI de controlar os gastos das estatais e utilizá-las como instrumento de política de estabilização o mecanismo utilizado pelo governo foi o Sest (Marins op. cit.).

O segundo impacto foi consequência do primeiro, porque ao reorientar suas diretrizes o Estado ficou incapacitado de manter o equilíbrio necessário das contas públicas o que somado a estratégia de usar as estatais para alavancar o crescimento levou a um aumento do déficit público. O baixo crescimento econômico externo e interno aliado à política adotada para manter a máquina pública (através da emissão de moeda e elevação da carga tributária) resultaram num quadro que persistiu durante toda segunda metade dos anos 80, a dita “década perdida”: altas taxas de inflação e desemprego aliados à baixa taxa de utilização da capacidade instalada, de investimentos e crescimento econômico (quadro comum, diga-se, a quase todos os países do então Terceiro Mundo). O sintoma imediato da crise do aparelho estatal foi o fracasso do II PND (Programa Nacional de Desenvolvimento) que previa investimentos mais intensivos em tecnologia por parte do Estado, seguido da crescente incapacidade de efetuar novos investimentos e na progressiva incapacidade do setor estatal em responder as demandas da sociedade em termos de saúde, educação e infra-estrutura.

Neste período a Petrobras teve nova função: servir como instrumento de política econômica, controlando a inflação e gerando superávit. O processo começou em 1982 após a moratória da dívida, quando a estatal foi usada para fazer caixa utilizando, entre outros mecanismos, a tática de vender no exterior o petróleo de Garoupa (mais caro por ser mais puro) em troca de petróleo mais barato. A Petrobras ficava com a diferença da venda, repassando-o ao Governo. Por causa disto 1982 foi primeiro ano em que a contabilidade da estatal apontou prejuízo. Em 1983 Carlos Langoni, então presidente do Banco Central, resolveu usar as linhas externas de crédito de US\$ 1,5 bilhão da estatal para pagar as contas do país o que levou a manchar a até então sólida imagem internacional da Petrobras.

A situação do país não melhorou no governo Sarney (1985/90), que combinou redemocratização, populismo, altas taxas de inflação, pífio crescimento econômico e endividamento externo crescente que levaram as tentativas mal sucedidas de controlar a inflação e retomar o crescimento econômico (Planos Cruzado I e II, Plano Bresser) que acabaram resultando na moratória da dívida externa, decretada em 25 de janeiro de 1987.

Neste ambiente a Petrobras teve sua autonomia rigorosamente reduzida pelo Governo Federal, desejoso em controlar a inflação e evitar uma expansão do déficit público. Um dos

mecanismos adotados para controlar a inflação foi a virtual proibição da Petrobras em reajustar os preços dos combustíveis<sup>51</sup>, devido ao potencial de reação em cadeia que tal medida teria sobre a economia piorando uma situação inflacionária já terrível. Isto mais a inadimplência dos órgãos de governo (estatais e autarquias) abastecidos fizeram a Petrobras operar com preços muito defasados em relação ao mercado internacional. Além disso, a Petrobras foi impedida de contrair empréstimos externos (num momento que a pesquisa em alto-mar exigia grandes investimentos) porque eram contabilizados como gastos pelo Governo e, portanto, severamente desaprovados pelo FMI. Juntas estas duas atitudes acabaram comprometendo a capacidade de investimento e expansão da estatal, cuja competência foi contestada, dando início inclusive à discussão sobre um eventual fim do seu monopólio, bem como da sua possível privatização, perspectivas afastadas temporariamente pela Constituição de 1988, que confirmou a posição monopolística da estatal.

Afinal, enquanto acirravam-se as disputas entre os condutores da política nacional e os dirigentes da estatal, o Consenso de Washington de 1989 oficialmente trazia à tona a discussão sobre a privatização de estatais na América Latina, que não deixou de atingir a Petrobras (Contreras, 1994). A estréia das políticas neoliberais no Brasil ocorreu em março de 1990 quando o Banco Credit Suisse First Boston entregou um documento intitulado “*Idéias Preliminares para o Desenvolvimento de um Plano Diretor de Privatização*” ao recém empossado governo Collor (1990/92). O documento delineava um plano para a privatização de áreas até então consideradas estratégicas como o setor elétrico, petroquímica, siderurgia e telecomunicações. Um capítulo específico do documento intitulado “*Petrobrás: Estratégias Para a Privatização*” sugeria a adoção de duas estratégias para privatizar uma companhia considerada emblemática para o nacional-desenvolvimentismo: 1) privatizar as subsidiárias existentes; 2) dividir a Petrobras em novas subsidiárias e privatizá-las. As estratégias foram aplicadas logo a seguir. Em 15 de março de 1990 o Plano Collor I extinguiu o CNP. Em 12 de abril de 1990 duas leis atingiram diretamente a Petrobras. Pela Lei N° 8.029 eram extintas a Interbrás e Petromisa, enquanto a Lei no 8.031 criava a CDPND (Comissão Diretora do Programa Nacional de Desestatização), que selecionaria as estatais passíveis de privatização. Esta incluiu no programa de privatizações a Petrofértil e suas subsidiárias (em particular a Fosfértil, Goiásfértil, ICC, Nitrofértil e Ultrafértil) e as subsidiárias da Petroquisa (em particular a Copene, Copesul, PQU e a Salgema). Os autores das leis justificaram-nas com a

---

<sup>51</sup> Via de regra os preços dos hidrocarbonetos e derivados eram congelados em níveis que ficavam abaixo dos vigentes nos mercados mundiais de petróleo. Este mecanismo de controle da inflação foi extinto em 2/02/2002, mas seu saldo acumulado de US\$ 368 milhões (em 31/12/2006) é registrado como ativo no balanço patrimonial da Petrobras.

necessidade de concentrar a Petrobras no petróleo, sua principal atividade, bem como promover a concorrência no setor petroquímico (Vidal, 2001). Finalmente, em 1 de fevereiro de 1991 Collor fragmentava a Sest criando o Comitê de Controle das Empresas Estatais (CCE atual Dest, que veremos a diante) com o objetivo de compatibilizar decisões setoriais relativas às estatais com a política macroeconômica, estabelecendo diretrizes e parâmetros gerais, setoriais ou específicos (Marins, op.cit.).

Após o interlúdio do governo Itamar Franco (1992/94), o governo Fernando Henrique Cardoso (1995/01) adotou o ideário neoliberal, aceitando-o como única forma de alavancar o país rumo à “modernização” (sic) e ao Primeiro Mundo (Moreira & Sarmiento, 2003). Isso acontecia ao mesmo tempo em que o Brasil buscava inserir-se numa economia globalizada. O programa de reformas constitucionais do novo governo seria idealizado pelo economista Luiz Carlos Bresser Pereira, que à frente do recém-criado Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado (MARE), propunha transferir do Estado para o setor privado às funções que este pudesse executar melhor e reorganizar aquelas atividades que permanecessem sob controle estatal de modo que a formulação de políticas e a regulação e a operação de serviços fossem separadas (Marins, op. cit.).

Tais propostas implicavam na adoção de uma política que privatizaria as estatais e em alterações administrativas que afetariam toda a ordem econômica. Neste contexto, particularmente importante para a Petrobras foi o dia 7 de junho de 1995 quando o Congresso Nacional aprovou a Emenda Constitucional nº. 9 quebrando o monopólio estatal do petróleo. O processo de abertura consolidou-se em 6 de agosto de 1997 com a aprovação da Lei do Petróleo 9.478/97 que teve dois resultados importantes. Em primeiro lugar era confirmado o fim do monopólio da Petrobras, ficando abertas todas as atividades do petróleo e gás à participação de empresas privadas, nacionais ou não, mas como parte dos acordos para a aprovação da Lei 9.478/97, o senador José Sarney (PMDB/AC) exigira de FHC um compromisso por escrito de não privatizar a Petrobras e que ela teria o privilégio de exploração sobre as 29 bacias sedimentares que já identificara.

Em segundo, pela nova lei a União manteve a posse das jazidas de hidrocarbonetos líquidos e gasosos, mas criou dois instrumentos para controlar as políticas do setor: o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoria e consulta da Presidência da República, incumbido de propor políticas nacionais e medidas específicas para o setor; e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), que substituiu a Petrobras como órgão executor do gerenciamento e regulação do petróleo do país. A partir daí todas as regras

referentes ao gás e petróleo: controle de blocos potencialmente petrolíferos, condições de lavra, refino, transporte, comercialização e distribuição são estabelecidos pela ANP a cujas diretrizes todas as companhias interessadas, inclusive a Petrobras, devem se submeter.

### **3.3. A Petrobras Após a Lei 9.478/97**

Pode-se dizer que o terceiro impacto da Lei 9.478/97 foi de ordem microeconômica porque a extinção do monopólio obrigou a Petrobras a realizar uma completa reestruturação interna, com o objetivo de internalizar os atributos capazes de fazê-la sobreviver num ambiente concorrencial. Esse complexo processo teve início em 24 de março de 1999 quando FHC indicou Henri Phillippe Reichstul para a presidência da Petrobras. A reestruturação (em que as questões técnico-estruturais como expostas no capítulo 2 podem ser consideradas o núcleo rígido, determinando seu ritmo), implicava na adoção de 6 medidas: a ampliação da participação do capital privado, a adoção de um novo modelo de gestão, o redirecionamento estratégico, a reestruturação organizacional, a adoção de uma nova postura em SMS e adequação das competências-chave da Petrobras. Veremos como se deu este processo utilizando como base o documento intitulado “*O processo de transformação da Petrobras: de monopolista a referência como empresa estatal competitiva, (2007)*”.

#### **3.3.1. A Ampliação da Participação do Capital Privado na Petrobras**

No mesmo dia em que Henri Phillippe Reichstul assumiu a presidência da Petrobras foi realizada uma Assembléia Geral Ordinária que aprovou duas alterações estatutárias<sup>52</sup> indispensáveis para implantar a primeira medida reestruturante: a ampliação da participação do capital privado na estatal, medida que tinha como objetivo alavancar a capacidade de capitalização da Petrobras. Seriam mantidos os art. 1, 2 do estatuto de forma que a primeira alteração acrescentaria os parágrafos 1 e 2 ao artigo 3 visando adaptá-la à Lei 9.478/97, ficando a redação atual desses artigos como se vê abaixo (todos os excertos estatutários foram retirados do Estatuto Social da Petrobras in: <<http://www2.petrobras.gov.br/>>. s/pág.):

Capítulo I Da Natureza, Sede e Objeto da Sociedade

Art. 1º A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras é uma sociedade de economia mista, sob controle da União com prazo de duração indeterminado, que se regerá pelas normas da Lei das Sociedades por Ações (Lei nº. 6.404, de 15 de dezembro de 1976) e pelo presente Estatuto.

<sup>52</sup> O estatuto então vigente fora aprovado pelo Decreto nº 81.217 de 13 de janeiro de 1978, adaptando-o a Lei de Sociedades Anônimas (Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976), ver Dias & Filho (2003).

Parágrafo único. O controle da União será exercido mediante a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento, mais uma ação, do capital votante da Sociedade.

Art. 2º A Petrobras tem sede e foro na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, podendo estabelecer, no País e no exterior, filiais, agências, sucursais, escritórios<sup>53</sup>.

Art. 3º A Companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

§ 1º As atividades econômicas vinculadas ao seu objeto social serão desenvolvidas pela Companhia em caráter de livre competição com outras empresas, segundo as condições de mercado, observados os demais princípios e diretrizes da Lei nº. 9.478, de 6 de agosto de 1997 e da Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002.

§ 2º A Petrobras, diretamente ou através de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional qualquer das atividades integrantes de seu objeto social (...)

A segunda alteração implicava na remoção das restrições<sup>54</sup> para que às pessoas físicas ou jurídicas, brasileiras ou estrangeiras, residentes ou não no país pudessem adquirir as ações ordinárias da Petrobras (com direito a voto na Assembléia de Acionistas). Essa alteração não afetaria a composição do capital social e a composição acionária da estatal, definidos no estatuto como sendo:

Art. 4º O Capital Social é de R\$ 32.896.137.750,00 (trinta e dois bilhões, oitocentos e noventa e seis milhões, cento e trinta e sete mil e setecentos e cinquenta reais), dividido em 4.386.151.700 (quatro bilhões, trezentos e oitenta e seis milhões, cento e cinquenta e um mil e setecentas) ações sem valor nominal, sendo 2.536.673.672 (dois bilhões, quinhentos e trinta e seis milhões, seiscentos e setenta e três mil e seiscentos e setenta e duas) ações ordinárias e 1.849.478.028 (hum bilhão, oitocentos e quarenta e nove milhões, quatrocentos e setenta e oito mil e vinte oito) ações preferenciais<sup>55</sup> (...).

Outrossim, a decisão implicava na inclusão dos novos atores através do espaço deixado pela redução da participação acionária da União, que então detinha a propriedade e posse (com ínfimas oscilações anuais) de 84,0398% das ações ordinárias e 49,0702% do capital social da Petrobras. Consequentemente em 10/08/2000 a União fez oferta pública de

<sup>53</sup> A sede da Petrobras localiza-se na Avenida República do Chile nº 65, cidade do Rio de Janeiro/RJ.

<sup>54</sup> Antes dessa alteração não eram admitidos acionistas estrangeiros e nem mesmo acionistas brasileiros casados com estrangeiros.

<sup>55</sup> Correspondem respectivamente a 57,8% e 42,2% das ações totais.

179.639.300 ações ordinárias da estatal nas bolsas de São Paulo e New York<sup>56</sup>. Com isso, a atual divisão acionária assumiu a configuração apresentada na tabela 3.1 abaixo:

**Tabela 3.1. Composição Societária da Petrobras em 31/12/2006**

Nome	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Capital Social	
	Quantidade	Porcentagem	Quantidade	Porcentagem	Quantidade	Porcentagem
União Federal	1.413.258.228	55,7130%	000.000.000	00,0000%	1.413.258.228	32,2144%
Demais pessoas Físicas e Jurídicas	207.513.817	8,1806%	594.757.698	32,1427%	802.271.515	18,2873%
BNDES Participações	47.246.164	1,8626%	287.023.667	15,5118%	334.269.830	17,6195%
ADR Nível 3 (Ações ON)	684.488.756	26,9837%	000.000.000	00,0000%	684.488.756	15,6026%
ADR Nível 3 (Ações PN)	000.000.000	00,0000%	676.900.544	36,5820%	676.900.544	15,4297%
Estrangeiros	73.044.091	2,8795%	291.682.789	15,7635%	364.726.880	8,3137%
FMP-FGTS Petrobras	111.122.616	4,3806%	000.000.000	00,0000%	111.122.616	2,5328%
<b>Total</b>	<b>2.536.673.672</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.850.364.698</b>	<b>100,00%</b>	<b>4.387.038.370</b>	<b>100,00%</b>

Obs.:

1. As Ações Ordinárias correspondem ao Capital Votante, possuindo direito a voto na Assembléia de Acionistas.

2. As Ações Preferenciais não tem direito a voto na Assembléia de Acionistas

Fonte: Petrobras

As duas alterações estatutárias deveriam ser implementadas obedecendo ao art. 62 da Lei 9.478/97 que reserva à União o controle da Petrobras através da propriedade e posse de no mínimo 50% mais uma das suas ações ordinárias (condição observada no art.1 parágrafo único do estatuto). Além de preservar o controle da União, esse limitador implicava no fato de que a Petrobras ainda seria considerada uma estatal (embora a União detenha apenas 32,2114% capital social), porque a Medida Provisória no 1.677-55, de 29 de julho de 1998 art. 7, parágrafo único conceitua estatal como: “(...) *as empresas públicas, as sociedades de economia mista, suas subsidiárias e controladas e demais empresas em que a União, direta ou indiretamente, detenha a maioria do capital social com direito a voto*”.

### 3.3.2. A Adoção de Um Novo Modelo de Gestão

A Assembléia Geral Ordinária de 24 de março de 1999 também aprovou uma terceira alteração estatutária para implantar a segunda medida reestruturante: a adoção de um novo modelo de gestão para a Petrobras, que tinha como objetivos flexibilizar a administração, contemplar as demandas dos novos investidores, restabelecer a autonomia perdida pela estatal em 1982 e adequá-la às práticas definidas nos Níveis Diferenciados de Governança

<sup>56</sup> Esse montante equivalia a 31,72% das ações ordinárias da Petrobras e lucro obtido com a venda foi de US\$ 8,478 bilhões. Atualmente, além dessas duas bolsas, as ações ordinárias e preferenciais da Petrobras são negociadas na bolsa de Madri, enquanto os papéis da Pesa são negociados na bolsa de Buenos Aires.

Corporativa<sup>57</sup> da Bovespa (objetivo que tinha intuito específico de obter classificação Nível II, destinado às companhias com comprovado histórico de bom relacionamento com o público).

Assim, essa alteração estatutária modificou a direção da Petrobras, que não é mais exercida pelo presidente da companhia, mas por um colegiado (art. 17 do estatuto) composto pelo Conselho de Administração (com funções deliberativas) e por uma Diretoria Executiva.

Conforme o art. 28 do estatuto o órgão de orientação e direção superior da Petrobras é o Conselho de Administração, composto por no mínimo 5 e no máximo 9 membros eleitos pela Assembléia Geral dos Acionistas, que elege também o Presidente do Conselho de Administração. Entre os eleitos devem constar: 1 representante escolhido pelos acionistas minoritários (se não lhes couber maior número pelo voto múltiplo); 1 representante escolhido pelos acionistas titulares de ações preferenciais (desde que eles representem em conjunto, no mínimo 10% do capital social, excluindo o acionista controlador, a União); representantes escolhidos pela União, cujo numero é sempre igual aos dos eleitos pelos demais acionistas mais um. Dentre os representantes escolhidos pela União devem constar o Ministro-Chefe da Casa Civil da Presidência da República e o ministro das Minas e Energia (pelo art. 61 da Lei 9.478/97 a Petrobras está vinculada ao Ministério das Minas e Energia-MME). Os membros têm mandato de um ano, admitindo-se a reeleição. Cabe ao Conselho de Administração:

- I - fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, definindo sua missão, seus objetivos estratégicos e diretrizes;
- II - aprovar o plano estratégico, bem como os respectivos planos plurianuais e programas anuais de dispêndios e de investimentos;

---

<sup>57</sup> Governança Corporativa é um sistema que assegura aos acionistas o controle estratégico de uma companhia através da adoção de um conjunto de práticas (como a equidade, transparência e responsabilidade pelos resultados) que permitem o acompanhamento das ações dos gestores (executivos e conselheiros) que possuem capacidade de influenciar/determinar a direção e a performance das corporações. O código de Governança Corporativa adotado pela Petrobras inclui: 1) Diretriz da Governança Corporativa, que faz recomendações para a estrutura e funcionamento do Conselho de Administração, bem como sua relação com os executivos da Companhia; 2) Código de Boas Práticas, que trata das políticas internas de divulgação de informações, da negociação com valores mobiliários, da conduta dos administradores e funcionários, da administração superior, da indicação para cargos de administração de subsidiárias, controladas e coligadas e do relacionamento com os investidores; 3) Regimentos Internos, que regula o Conselho de Administração (definindo suas atribuições e as de seus membros, além das reuniões do órgão) e o Comitê de Negócios (definindo as atribuições, a composição e o funcionamento, bem como seu relacionamento com os Comitês de Gestão); 4) Código de Ética, que define os princípios éticos e de conduta que norteiam as ações do Sistema Petrobras: coerência entre discurso e prática, honestidade, impessoalidade, integridade, justiça, lealdade institucional, legalidade, mérito, respeito à vida, aos seres humanos, responsabilidade, zelo, transparência e verdade; 5) Código de Conduta Concorrencial, pelo qual a estatal compromete-se a respeitar as legislações concorrencias das jurisdições onde atua; e 6) a adaptação à Lei Sarbanes-Oxley (aprovada pelo Congresso dos EUA em 30/07/2002) que definiu novos padrões de Governança Corporativa para companhias listadas na bolsa de valores norte-americanas e sujeitas a Securities and Exchange Commission (SEC) com objetivo de proteger os investidores através da ampliação da precisão e confiabilidade das informações divulgadas pelas empresas e das responsabilidades dos administradores.

III - fiscalizar a gestão dos Diretores e fixar-lhes as atribuições, examinando, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia;

IV - avaliar resultados de desempenho;

V - aprovar, anualmente, o valor acima do qual os atos, contratos ou operações, embora de competência da Diretoria Executiva, especialmente as previstas nos incisos III, IV, V, VI e VIII do art. 33 deste Estatuto Social, deverão ser submetidas à aprovação do Conselho de Administração;

VI - deliberar sobre a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real;

VII - fixar as políticas globais da Companhia, incluindo a de gestão estratégica comercial, financeira, de investimentos, de meio ambiente e de recursos humanos;

VIII - aprovar a transferência da titularidade de ativos da Companhia, inclusive contratos de concessão e autorizações para refino de petróleo, processamento de gás natural, transporte, importação e exportação de petróleo, seus derivados e gás natural, podendo fixar limites de valor para a prática desses atos pela Diretoria Executiva;

IX - deliberar sobre aumento de capital com emissão de ações preferenciais, dentro do limite autorizado, na forma do § 1º do art. 4º deste Estatuto Social. (...).

A reforma estatutária também transferiu para o Conselho de Administração o poder de escolher o Presidente da Petrobras (intitulado Presidente da Diretoria Executiva) e os seis Diretores, que comandam as quatro Áreas de Negócio e as duas Áreas de Apoio da Petrobras. Anteriormente a escolha do Presidente da Petrobras era uma prerrogativa exclusiva do Presidente da República (cabendo ao Conselho apenas ratificá-la ou não), mas pelo novo estatuto o Conselho de Administração escolhe um dos seus membros para ocupar o cargo<sup>58</sup>. Quanto aos Diretores, são eleitos dentre os brasileiros residentes no País que tenha reputada competência na área<sup>59</sup>. Nenhum membro da Diretoria Executiva pode integrar o Conselho de Administração e seus mandatos não podem exceder 3 anos, permitida a reeleição, podendo ser destituídos a qualquer tempo.

Cabe a Diretoria Executiva exercer a gestão dos negócios da Companhia, de acordo com a missão, os objetivos, as estratégias e diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração (art. 32). Também compete a Diretoria Executiva (art. 33):

I - elaborar e submeter à aprovação do Conselho de Administração:

a) as bases e diretrizes para a elaboração do plano estratégico, bem como dos programas anuais e planos plurianuais;

<sup>58</sup> Antes do governo FHC o Presidente da Petrobras devia ser brasileiro nato e a prática persiste mesmo não mais existindo a proibição formal. A única exceção foi Henri Phillipe Reichstul, que é francês de nascimento.

<sup>59</sup> Normalmente o governo negocia estes cargos com os partidos aliados no Congresso Nacional para manter e/ou obter apoio político. Um exemplo dessas negociações, bem como suas implicações políticas ocorreu em 22 de setembro de 2007 quando a ministra da Casa Civil Dilma Rouseff indicou os petistas Maria das Graças Foster para a direção da Área de Negócios Gás e Energia e José Eduardo Dutra para a presidência da BR Distribuidora. A indicação irritou os partidos aliados do PT na Câmara, que esperavam a indicação de apadrinhados seus para cargos na Petrobras. O partido mais descontente era o PMDB que havia indicado um funcionário de carreira da Petrobras, José Augusto Fernandes, para a Diretoria Internacional da estatal, mas não fora atendido. Em represália o PMDB ameaçava dificultar a aprovação da prorrogação da CPMF que então tramitava na Câmara.



- b) o plano estratégico, bem como os respectivos planos plurianuais e programas anuais de dispêndios e de investimentos da Companhia com os respectivos projetos;
- c) os orçamentos de custeio e de investimentos da Companhia;
- d) a avaliação do resultado de desempenho das atividades da Companhia;

II - aprovar:

- a) critérios de avaliação técnico-econômica para os projetos de investimentos, com os respectivos planos de delegação de responsabilidade para sua execução e implantação;
- b) critérios de aproveitamento econômico de áreas produtoras e coeficiente mínimo de reservas de óleo e gás, observada a legislação específica;
- c) política de preços e estruturas básicas de preço dos produtos da Companhia;
- d) planos de contas, critérios básicos para apuração de resultados, amortização e depreciação de capitais investidos, e mudanças de práticas contábeis;
- e) manuais e normas de contabilidade, finanças, administração de pessoal, contratação e execução de obras e serviços, suprimento e alienação de materiais e equipamentos, de operação e outros necessários à orientação do funcionamento da Companhia;

(...)

h) a estrutura básica dos órgãos da Companhia e suas respectivas Normas de Organização, bem como criar, transformar ou extinguir órgãos operacionais ou correspondentes, bem como órgãos temporários de obras, agências, filiais, sucursais e escritórios no País e no exterior;

(...)

l) os planos anuais de negócios;

m) formação de consórcios, de "joint-ventures", e de sociedades de propósito específico, no País e no exterior;

III - autorizar a captação de recursos, contratação de empréstimos e financiamento no País ou no exterior, inclusive mediante emissão de títulos;

IV - autorizar a prestação de garantias reais ou fidejussórias, observadas as disposições legais e contratuais pertinentes;

V - autorizar a aquisição, na forma da legislação específica, de bens imóveis, navios e unidades marítimas de perfuração e produção, bem como gravame e a alienação de ativos da Companhia;

(...)

Art. 36 As deliberações da Diretoria Executiva serão tomadas pelo voto da maioria dos presentes e registradas no livro próprio de atas.

Parágrafo único. Em caso de empate, o Presidente poderá exercer o voto de qualidade.

Art. 37 A Diretoria Executiva encaminhará ao Conselho de Administração cópias das atas de suas reuniões e prestará as informações que permitam avaliar o desempenho das atividades da Companhia.

Cabe ao Presidente da Petrobras (art. 38 do estatuto):

I - convocar e presidir as reuniões da Diretoria Executiva;

II - propor ao Conselho de Administração a distribuição, entre os Diretores, das áreas de contato definidas no Plano Básico de Organização;

III - propor ao Conselho de Administração os nomes para Diretores da Companhia;

IV - designar, dentre os Diretores, seu substituto eventual, em suas ausências e impedimentos;

V - acompanhar e supervisionar, através da coordenação da ação dos Diretores, as atividades de todos os órgãos da Companhia;

VI - designar os representantes da Companhia nas Assembléias Gerais das suas subsidiárias, controladas e coligadas, em conformidade com as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração;

VII - prestar informações ao Ministro de Estado ao qual a Companhia está vinculada, e aos órgãos de controle do Governo Federal, bem como ao Tribunal de Contas da União e ao Congresso Nacional.

Por Lei e pelo estatuto da Petrobras a União tem poderes para nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Petrobras, isto implica que ela detém votos suficientes para, entre outras coisas: 1) escolher o Presidente da Petrobras; 2) escolher os membros da Diretoria Executiva da Petrobras; 3) aprovar o Plano Estratégico da Petrobras; 4) determinar a política de investimentos da Petrobras; e 5) aprovar as contas da Petrobras.

### 3.3.3. O Redirecionamento Estratégico da Petrobras

A terceira medida reestruturante foi a de promover o redirecionamento estratégico da Petrobras, com objetivo de orientá-la para competição e obtenção de resultados econômicos. Aqui, as vantagens competitivas da estatal tornaram-se fatores decisivos para a manutenção, ampliação e conquista de novos mercados tanto no país como no exterior. Conforme a página eletrônica da estatal essas vantagens competitivas são:

1. A sua posição estratégica como única companhia que opera em todo o Brasil, dispendo da logística e infra-estrutura capazes de fazerem seus produtos chegarem ao consumidor final em qualquer ponto do território nacional;
2. O conhecimento do subsolo do Brasil (onde identificou e mapeou 29 bacias sedimentares), além da Plataforma Continental;
3. A posição dominante da Petrobras no mercado brasileiro (cerca de 150 milhões de consumidores), que veremos adiante.
4. As reservas de hidrocarbonetos da Petrobras (entre jazidas desenvolvidas e não desenvolvidas), que veremos adiante.
5. A capacidade *offshore* da Petrobras onde, de acordo com as publicações especializadas, sua liderança é inquestionável<sup>60</sup>. É nesta fronteira que está à maioria de suas reservas (que cobrem 70% da demanda nacional), incluindo as recentes descobertas. Ademais, a estatal apresenta um dos mais altos índices de descobertas do setor de hidrocarbonetos, destacando-se a descoberta do campo gigante (calculado em 20 bilhões de barris) de Majnoon (Iraqe) em julho de 1976, numa área descartada como promissora pelas Sete Irmãs.

---

<sup>60</sup> A capacidade tecnológica operacional da Petrobras em águas profundas foi reconhecida internacionalmente em duas oportunidades: 1992 e 2001 quando a estatal recebeu o prêmio mais importante da indústria mundial de petróleo, o *Distinguished Achievement Award*, oferecido na *Offshore Technology Conference* (OTC). Para termos idéia do avanço da Petrobras neste campo basta comparar a profundidade do poço em lâmina d'água época da primeira premiação (387 m) com da segunda (1.877 m). Em 2006 o mais próximo concorrente conseguia operar poços a 1.500 m em lâmina d'água.

6. As reduções de custo geradas pelas pela combinação de quatro fatores: 1) operações de grande escala combinadas com a integração vertical entre as áreas de negócios; 2) mais de 81% das reservas provadas da Petrobras estão localizadas em campos grandes, contíguos e altamente produtivos na área marítima da Bacia de Campos, que permite a concentração da infra-estrutura operacional, reduzindo o total de custos de exploração, desenvolvimento e produção; 3) a maior parte da capacidade de refino da estatal está localizada na região Sudeste, adjacente à Bacia de Campos e situada dentro dos mercados mais densamente povoados e industrializados do país; e 4) do equilíbrio relativo entre a produção atual (1,778 milhões bpd), volume refinado (1,746 milhões de bpd) e as vendas para o mercado brasileiro de derivados de hidrocarboneto (1,697 milhões bpd).

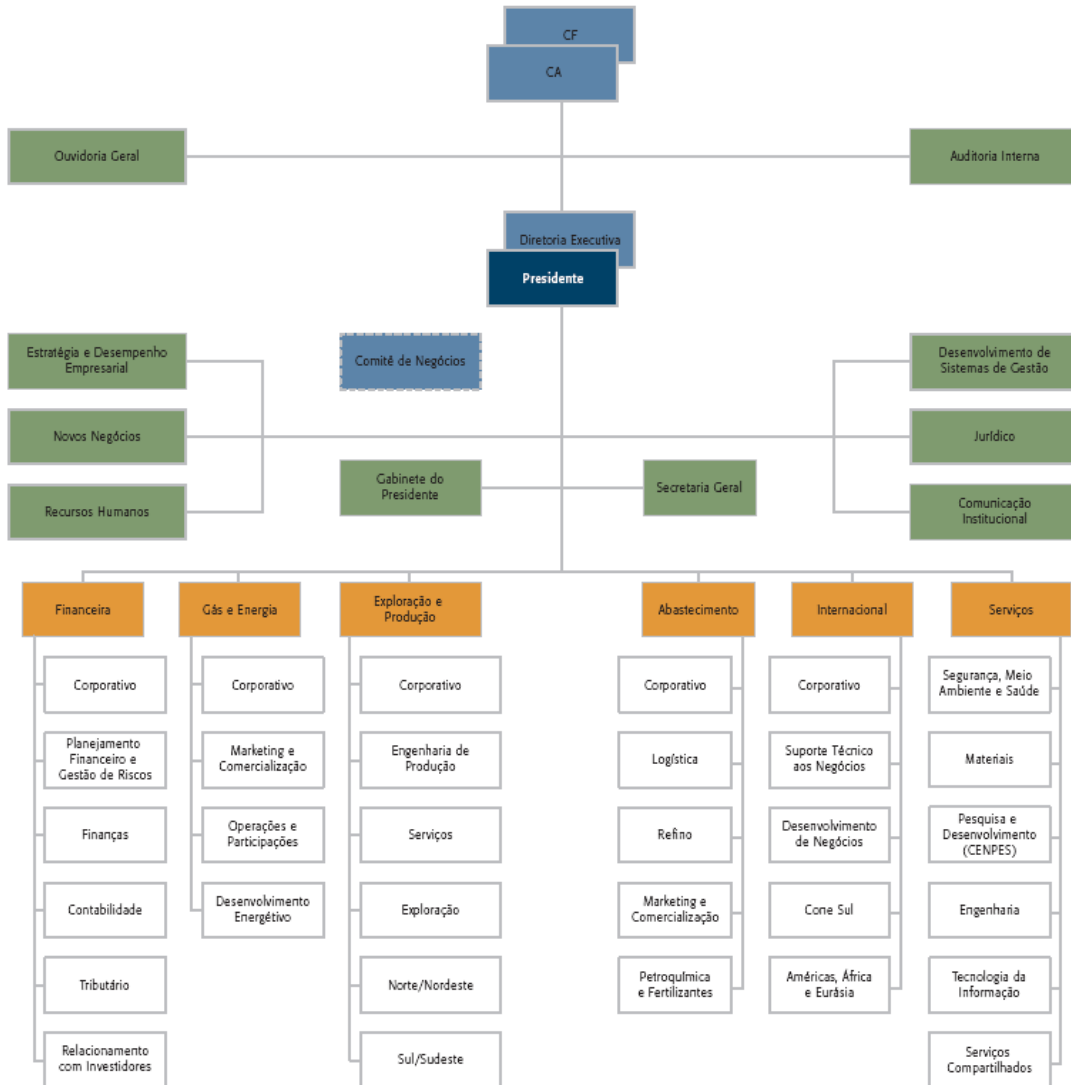
7. A capacidade da Petrobras em atrair parceiros internacionais.

#### **3.3.4. A Reestruturação da Organização da Petrobras**

A quarta medida reestruturante tinha como objetivo reestruturar a organização da Petrobras com objetivo de promover o conceito de unidades de negócios; obter maiores ganhos com economia de escopo; promover os conceitos de transparência, autonomia e responsabilidade por resultados; reduzir os níveis hierárquicos e aumentar a amplitude de comando para fortalecer a capacidade de reação da companhia (resultando em maior flexibilidade, responsabilidade e autonomia); utilizar os serviços descentralizados compartilhando-os quando necessário; integrar as subsidiárias às operações da Petrobras visando fortalecer sinergias e reduzir duplicações funcionais; e adotar o conceito de novos negócios (gás natural, e-commerce, etc.).

Essa medida reestruturante manteve, mas reconfigurou os setores que a Petrobras possuía anteriormente, com a criação de quatro Áreas de Negócios (AN): Exploração e Produção, Abastecimento, Gás e Energia e Internacional, e duas Áreas de Apoio: Financeira e Serviços. Por sua vez, cada AN é subdividida em Unidades de Negócios (UN) que não abordaremos em razão de sua complexidade, extensão e quantidade (no total são 40 UNs). Ao final desse processo as unidades corporativas foram limitadas a 20, houve redução do nível hierárquico em todas as estruturas (limitada três na sede) e foram descentralizadas cerca de 50% das atividades de sede. A atual configuração organizacional da Petrobras pode ser vista no organograma abaixo:

**Quadro 3.1.: A Atual Organização da Petrobras**



Fonte: Relatório Anual Petrobras, 2005.

Nesta nova organização o sistema de subsidiárias (que discutiremos a seguir), tem a função de flexibilizar o fluxo do negócio central da Petrobras (o petróleo) e agregar novas áreas (com destaque para o gás natural) aumentando a agilidade no transporte, refino, comercialização e armazenamento (uma tendência mundial do setor petrolífero) e por isto operam em contato estreito às Áreas de Negócios. Assim, vejamos rapidamente as atribuições das Áreas de Negócios, os canais por onde a Petrobras exerce suas atividades:

- **Área de Negócios Exploração e Produção:** controla as atividades de Exploração e Produção (E&P), incluindo a pesquisa geofísica, localização, identificação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de óleo e gás natural no território nacional.

As Unidades de Negócios (UN) desta área respondem pela gestão de um conjunto de concessões exploratórias e de produção, instalações operacionais e administrativas, com apropriação de receitas, custos e responsabilização por resultados. A atual organização das UNs levou em conta critérios como localização geográfica, semelhança geológica e estágio de desenvolvimento das concessões, o porte e a disponibilidade de infra-estrutura.

- **Área de Negócios Abastecimento:** controla as atividades de Refino, Transporte e Armazenamento (RCT), Distribuição (DI) de petróleo e derivados, bem como as atividades petroquímicas (produção de petroquímicos e fertilizantes) no território nacional.

A atividade de refino é diretamente executada pela Petrobras, através de 11 refinarias estrategicamente localizadas no Brasil. O transporte e armazenamento são feitos pela Transpetro. A distribuição e comercialização de derivados são feitos pela BR Distribuidora através de seus 5.870 postos. As atividades petroquímicas são realizadas pela Petroquisa.

- **Área de Negócios Gás e Energia:** controla a atividade de Gás & Energia (G&E), e os programas de energias renováveis da Petrobras (cujas tecnologias são pesquisadas e desenvolvidas pelo Cenpes) no território nacional.

Essa área tem a responsabilidade de comercializar o gás natural nacional e importado (analisando, desenvolvendo e implantando projetos industriais e de energia em parceria com o setor privado), operar as usinas termelétricas, comercializar a energia elétrica, implantar projetos de geração de energia elétrica e coordenar a participação da Petrobras no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).

- **Área de Negócios Internacional (ANI):** controla as diversas atividades no exterior: E&P de petróleo e gás natural; refino e processamento de gás; comercialização, transporte e distribuição de derivados; produção petroquímica; geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; compra e venda de petróleo, equipamentos, materiais, serviços e tecnologia. Também monitora o desenvolvimento da economia americana e europeia; controla as operações financeiras com bancos e bolsa de valores; recruta pessoal especializado; e fornece apoio a eventos internacionais.

A Área de Negócios Internacional é o elo que une os interesses internacionais diretamente à estrutura central da Petrobras, o que permite a estatal controlar de perto sua própria expansão para o exterior (o que até então era realizado pela Braspetro).

### **3.3.5. A Nova Postura em Segurança Meio Ambiente e Saúde**

A quinta medida reestruturante foi adotar uma nova postura em segurança, meio-ambiente e saúde (SMS) com objetivo de consolidá-los como valores intrínsecos aos processos de planejamento e gerenciamento da companhia.

No âmbito dessa medida adotaram-se iniciativas para: educar, capacitar e conscientizar empregados, fornecedores e parceiros nas questões de SMS; foram adotados critérios para melhorar o desempenho em SMS (a Petrobras passou a fazer parte do Pacto Global da ONU, índice Dow Jones de sustentabilidade e índice o Índice de Sustentabilidade das Empresas – ISE – da Bovespa); foram adotadas medidas para monitorar os riscos operacionais de forma a proteger os seres humanos (promoção de saúde e prevenção de doenças entre os empregados) e meio-ambiente (que incluem medidas para o controle das emissões, eficiência energética, gestão dos recursos hídricos, controle de resíduos, respeito à biodiversidade); e a manutenção permanente da preparação para emergências (como o monitoramento de vazamentos) e atuar para mitigar os impactos delas decorrentes.

### **3.3.6. A Adequação das Competências-Chave da Petrobras.**

Afinal, a sexta medida reestruturante foi procurar a adequação das competências-chave, com objetivo de possibilitar a Petrobras adquirir, reter ou desenvolver a mão-de-obra em setores específicos. Assim, foram adotadas seis iniciativas: desenvolver e implantar programas de capacitação para atuar no mercado internacional-alvo; adequar as competências do Sistema Petrobras para a nova realidade competitiva do mercado; estabelecer uma política de atração de competências-chave para a companhia; adequar o perfil qualitativo da força de trabalho dos órgãos à matriz de competências estabelecidas para o Sistema Petrobras; rever e ajustar remunerações e benefícios alinhando-as com as práticas de mercado e considerando as peculiaridades das diferentes regiões do país; e sistematizar o processo de gestão do conhecimento com foco prioritário nas competências-chave para o Sistema Petrobras.

## **3.4. Os Resultados da Reestruturação da Petrobras**

Em 1993 enquanto a Petrobras comemorava seu 40º aniversário e se cogitava sua privatização a Unicamp realizou um estudo que demonstrou sua importância para o Brasil. De acordo com o documento, até então a Petrobras havia investido US\$ 80 bilhões no Brasil,

contra os US\$ 72,5 bilhões investidos pelas 6.311 companhias estrangeiras que operavam no país desde 1900. Na mesma época a Petrobras vinculou uma série de reportagens numa revista de circulação nacional (IstoÉ) informando que até então havia registrado lucro líquido de US\$ 26 bilhões, economizado US\$ 184 bilhões em divisas, pago US\$ 115 bilhões em *royalties*, taxas e impostos, e aumentado em 550 vezes às reservas petrolíferas do Brasil. A Petrobras chegou a responder por 25% das compras de bens de capital do Brasil (Maranhão in Carosamigos, 2005), absorvendo a produção de mais de 6.000 empresas, além de gerar 90.000 empregos diretos e mais de 3.000.000 de empregos indiretos (Vidal, op. cit.).

Tais resultados foram obtidos em um ambiente que conjugava monopólio de mercado e o controle quase absoluto do Estado sobre a Petrobras, quando era possível orientar seus investimentos de forma que os objetivos específicos de uma companhia privada (gerar lucros para os acionistas) fossem sacrificados em nome do interesse nacional.

#### **3.4.1. As Dimensões da Petrobras**

Em 20 de outubro de 2000, quando o processo de reestruturação da Petrobras foi completado os resultados mostraram-se surpreendentes. Para César Guimarães, cientista político do Iuperj (Instituto Universitário do Rio de Janeiro) o fim do monopólio do petróleo em 1995 demonstrou o oposto do que se propunha, ou seja, que a Petrobras era tecnológica e administrativamente incapaz o que serviria como uma justificativa a mais para a privatização, mas ao contrário, ficou provado que: “*a Petrobras pode sobreviver sem o monopólio em condições inequívocas, tanto no Brasil como no exterior*”. Para ele a forte imagem de sucesso da empresa a torna símbolo de autonomia e capacidade nacionais (Fernandes, 2003).

A importância da Petrobras continua sendo grande para o Brasil. Em relação ao petróleo a estatal responde por 72% da exploração, 98,1% da produção, 98,4% da capacidade instalada de refino e 42,6% da distribuição. Quanto ao gás natural a estatal responde por 100% da exploração, 100% da produção e 94,3% da distribuição, bem como por 80% da geração de energia termelétrica. Afinal, a Petrobras fornece 70% da nafta petroquímica consumida no país (dados de 31/12/2006, Relatório Anual da Petrobras, 2006).

Os números de 31/12/2006 evidenciam suas dimensões. A estatal é a maior companhia do Brasil, a terceira maior companhia da América Latina (atrás da PDVSA e Pemex), a 4ª petrolífera em valor de mercado (em 31/12/2007 o valor de mercado da Petrobras chegou a US\$ 242,716 bilhões, 129,4629% maior do que havia sido em 31/12/2006), 14ª petrolífera do

mundo em ativos (conforme a Petroleum Intelligence Weekly), 61ª companhia do mundo e a companhia de maior valor e a mais valorizada da América Latina (conforme a Forbes).

Além disso, a Petrobras registrou US\$ 11,92 bilhões de lucro líquido, US\$ 15,4984 bilhões em investimentos, 261 participações acionárias, 7 subsidiárias, 247.580 acionistas, 62.266 empregados, 103 plataformas de produção (76 fixas, 27 flutuantes), 12.895 poços produtores (725 marítimos), 14 refinarias (11 no Brasil, 2 na Argentina e 1 nos EUA), 30.318 km de dutos, 155 navios (51 próprios), 66 terminais e bases de armazenamento, 5.870 postos de combustível, 2 fábricas de fertilizantes (UFN-1 e UFN-2), 12 usinas termelétricas (9 a gás natural e 3 a óleo), 15.414 km de linhas de transmissão, 1 fábrica de xisto e 1 parque eólico. A Petrobras possui reservas avaliadas em 12,328 bilhões de barris de petróleo<sup>61</sup> (11,671 bilhões no Brasil e 0,657 bilhões no exterior) e 435,194 bilhões/m<sup>3</sup> de gás natural (331,026 bilhões/m<sup>3</sup> no Brasil e 104,168 bilhões/m<sup>3</sup> no exterior), que indica que a relação reservas/produção da Petrobras chega a 14,5 anos (uma vida útil maior do que a média do setor) e produz 1,920 milhões de barris/dia de petróleo e cerca de 62 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural. Afinal, a Petrobras é proprietária do maior e mais avançado centro de pesquisas da América Latina, o Cenpes (Relatório Anual da Petrobras 2006).

### **3.4.2. A Petrobras e a Ingerência do Estado**

Em coletiva a imprensa realizada a 6 de agosto de 2007 em Tegucigalpa (Honduras), o presidente Lula, indagado sobre a possibilidade de a Petrobras participar de atividades de E&P naquele país, afirmou que *"a Petrobras é uma empresa pública, com ações na bolsa, mas tem apenas certa autonomia, porque quem indica a direção da Petrobras é o governo"* (Bococcina, 2007 s/pág.). O parecer presidencial foi reforçado no programa *"Café com o Presidente"* de 12 de novembro de 2007, quando Lula completou: *"a Petrobras vai investir onde possa dar tranqüilidade para a sociedade brasileira"*.

Na Petrobras, ao contrário do parecer presidencial, os interesses do corpo dirigente da estatal e os do Governo Federal nem sempre estiveram alinhados (Contreras, 1994). As diferenças nos interesses foram agravadas nos anos recentes em razão da alteração do capital acionário da estatal. De fato, na tabela 3.1 se observa que o Estado detém 55,7130% das ações ordinárias da Petrobras, mas somente 32,2144% do seu capital total. Em essência os objetivos que o Estado pretende atingir através da Petrobras permanecem os mesmos daqueles expostos no início deste capítulo aos quais foram acrescidos: a diversificação da matriz energética

---

<sup>61</sup> Volume fixado com critérios reconhecidos internacionalmente pela Society of Petroleum Engineers (SPE);



(atendendo os desejos do Governo e em razão da própria alteração dinâmica da IMP), diversificar os fornecedores de hidrocarbonetos, atender os interesses dos acionistas minoritários e, como querem alguns estudiosos, atuar como agente da política externa.

Às pretensões do Estado opõem-se os interesses dos 247.580 acionistas privados da Petrobras (cerca de 80.000 deles residem fora do Brasil, o que mostra que a Petrobras está se tornando uma companhia global) que, como pode ser visto na tabela 3.1, detém 44,2870% das suas ações ordinárias e 67,7856 % do seu capital total<sup>62</sup>. Estes acionistas têm objetivos diferentes do Estado: querem que a Petrobras seja administrada de acordo com os postulados aplicáveis a uma companhia privada, tendo como foco a capitalização, valorização, os lucros crescentes e a distribuição de dividendos.

Segundo os estudiosos esta divisão acionária originaria um dilema para a Petrobras: a quem ela deve prestar contas, ao setor público ou ao capital privado? Em síntese, de um lado estão os que defendem a tese de que em primeiro lugar estão os interesses do Estado (Ribas, 2003). De outro lado estão os que defendem a tese de que a estatal deve comportar-se como uma empresa privada, cuja lógica absorveu nos anos 80 (Contreras, 1994).

Para Adriano Pires (professor da UFRJ e membro do CBIE) o dilema teve origem na Lei 9.478/97 que introduziu a concorrência nas atividades petrolíferas brasileiras, atraindo as *supermajors*, e na abertura do capital da Petrobras ocorrida em 1999, expondo a estatal às pressões oriundas da participação privada (Ribas, op. cit.).

A construção de sofisticadas plataformas marítimas, como a P-36 (tragicamente perdida em 2001), a P-50 e a P-51 ilustra a complexidade da questão. O seu desenvolvimento tecnológico é inegável conquista da parceria Cenpes-Coppe/UFRJ, mas por critérios de preço, pontualidade, qualidade e tecnologia tais plataformas são construídas em estaleiros da Coreia do Sul ou em Cingapura. No caso da P-50 o grande investimento (cerca de US\$ 1 bilhão) originou um debate entre os que defendiam a utilização da Petrobras como instrumento de políticas públicas (queriam a realização das obras em estaleiros brasileiros) e as vozes do mercado financeiro, que pediam a prevalência dos critérios técnicos (o que beneficiaria os estaleiros estrangeiros). Para agravar, o debate coincidiu com as eleições presidenciais de 2002 entrando imediatamente na pauta dos candidatos.

Assim, um problema normal de gestão acabou ganhando caráter político e a Petrobras teve que fazer sucessivos adiamentos dos editais de licitação, prejudicando seu cronograma de

---

<sup>62</sup> Atualmente a política da Petrobras é atrair o pequeno e médio investidor individual que privilegia o potencial a longo prazo da estatal e adquire a ação incorporando-a como parte do patrimônio familiar. Em setembro de 2006 a Petrobras desdobrou as ações ordinárias acrescentando mais 25 mil acionistas brasileiros. Atualmente o lote mínimo de 100 ações está em R\$ 4.300,00.

investimentos. Com a vitória de Lula, tornou-se visível o viés nacionalista do PT. Quando o edital foi publicado constavam cláusulas que reservavam para a industrial nacional um mínimo de 45% do valor total do empreendimento. Por conta dessa cláusula (tida por muitos críticos como o ressurgimento da reserva de mercado) ocorreram indisposições do comando da Petrobras com Dilma Rousseff, então ministra de Minas e Energia e presidente do Conselho de Administração da Petrobras. Adepta do retorno do Estado a áreas estratégicas da economia, a ministra estaria, na visão dessas fontes, procurando reutilizar a estatal como instrumento de política industrial, desconsiderando os ganhos ou prejuízos dos acionistas (Ribas, op. cit.).

Como demonstra o dilema, o Estado, na condição de acionista majoritário, pode exercer seu poder de ingerência sobre a Petrobras, dirigindo seus investimentos para atender qualquer um dos seus objetivos em detrimento dos interesses não apenas dos outros acionistas, mas também dos próprios interesses econômicos e comerciais da estatal. Porém, por três razões a ingerência do Estado sobre os investimentos da Petrobras deve ser comedida, permitindo que a estatal atue o mais de acordo possível com os postulados de uma companhia privada. A primeira razão é que tanto o mercado acionário (que define os preços das ações<sup>63</sup> de uma companhia) quanto agências de classificação de risco (que atribuem nota de risco<sup>64</sup> aos títulos de uma companhia) consideram a ingerência do Estado como fator de desvio do compromisso da Petrobras (ou qualquer outra estatal de capital misto aberto) com os lucros. Assim, quando a ingerência estatal é considerada excessiva há a depreciação dos preços das ações e uma diminuição nas notas de risco dos títulos, o que reduz o valor de mercado da Petrobras, encarecendo seus custos de captação de recursos no mercado interno e externo. Como a captação, ao lado das receitas próprias, é a única fonte de recursos da Petrobras, um aumento nesses custos compromete sua política de investimentos. Adriano Pires diz que:

*“Se a Petrobras se deixar levar por interesses políticos e demagógicos em detrimento de gestões profissionais que visem proporcionar maior eficiência da*

---

<sup>63</sup> O preço das ações reflete o momento presente de uma companhia, reagindo quase instantaneamente a qualquer informação. Para a Petrobras, além da ingerência do Estado, muitos outros fatores podem alterar os preços das ações como: os resultados financeiros, as inovações tecnológicas, as oscilações nos preços de hidrocarbonetos, o anúncio de descobertas de hidrocarbonetos, as condições climáticas, os problemas geopolíticos e as condições gerais da IMP.

<sup>64</sup> A nota de risco (ou “*rating*”) é uma opinião emitida por uma agência de classificação de risco sobre a possibilidade de um emitente (seja companhia ou país) suspender os pagamentos (entrando em “*default*”) dos títulos de sua dívida (as notas são atribuídas aos títulos das dívidas e não as ações). As três agências de maior credibilidade, a Standard & Poor’s (S&P), a Moody’s Investors Service e a Fitch Ratings, utilizam critérios próprios para atribuir uma nota ao emitente após avaliar sua situação financeira, as condições do mercado mundial, a opinião de especialistas da iniciativa privada e fontes oficiais e acadêmicas, que analisam informações como: o histórico de estabilidade, a rentabilidade, a resgatabilidade, a segurança, solidez financeira, solvência, transparência, entre outras. Nota elevada indica que o emitente é bom pagador e recebe a classificação de “*Investment Grade*” (Freitas, 2007).

*companhia, temo que, no final, a empresa possa ficar às voltas com um nível tal de endividamento que comprometa até sua sobrevivência e, com ela, o sonho brasileiro de se tornar auto-suficiente no campo energético." (Ribas, op. cit. s/pág.).*

Quanto aos preços das ações desde a abertura do capital acionário da Petrobras, elas sofreram uma valorização quase constante. Quanto às notas de risco, segundo Raul Campos (Gerente Executivo de Relacionamento com Investidores) a Petrobras possui a classificação “*Investment Grade*”, que nem os títulos federais brasileiros têm, tornando a estatal, junto com a AmBev e a Vale do Rio Doce, uma das únicas companhias sediadas em mercados emergentes a possuir tal classificação. Para Campos esta classificação resulta do compromisso da Petrobras com a implementação do seu Plano de Negócios, de forma rentável e com responsabilidade social e ambiental, demonstrando que a atual proporção acionária é boa, que o setor está contente ela, que acionistas privados confiam no acionista majoritário e vêem a Petrobras como um bom investimento. Isso valoriza o papel do governo na Petrobras e endossa sua administração (Página Eletrônica da Petrobras, seção entrevistas).

Guilherme Estrella (Diretor de E&P da Petrobras no Brasil) informa que a Petrobras é uma empresa que tem o controle do Estado, mas tem uma gestão privada. Para ele a arena diária é conciliar as recomendações do governo exercido através da Assembléia de acionistas e pelo Conselho de Administração da Companhia e atender a elas. É um aparente conflito, mas muito bem gerenciado. Para ele as coisas não são antagônicas. O interesse do investidor também é o desenvolvimento nacional (Página Eletrônica da Petrobras, seção entrevistas).

Sérgio Gabrielli (atual Presidente da Petrobras) informa que essa classificação traz muitas vantagens para a estatal: transforma-a numa das 14 companhias petrolíferas do mundo que ostentam tal classificação, indicam que as ações da Petrobras são investimentos seguros; representa o reconhecimento internacional da redução da exposição financeira da Petrobras; demonstra a importância da integração de suas operações, do crescimento de sua produção e de suas exportações, que resultam em maior geração de caixa em moeda estrangeira; permite o acesso ao mercado de títulos norte-americano; implicam em menor custo de captação, ampliando as oportunidades de desenvolvimento de novos projetos e a possibilidade de garantir maior retorno aos acionistas, o que tornará a empresa ainda mais competitiva (Página Eletrônica da Petrobras, seção entrevistas).

A segunda razão para o comedimento da ingerência do Estado resulta da mudança de postura do FMI. Como vimos o FMI computava os investimentos das estatais como despesas do Estado, mas em 2002 o órgão aceitou a proposta do Governo Federal de incluir, para efeito do Programa *Stand By*, a redução da meta do resultado primário por um valor igual à despesa

com investimentos da Petrobras. Com esta medida os investimentos da estatal passaram a compor a conta de receita do Balanço Geral da União. Assim, quanto maior a capacidade de investimentos da Petrobras maiores os números do Balanço Geral da União e melhor a capacidade de negociação do Brasil frente às instituições financeiras internacionais. O FMI salientou que a Petrobras foi selecionada para este tratamento especial por causa da sua clara orientação comercial, sua classificação no Nível I da Bovespa, sua lucratividade, sua boa regência administrativa e seu comportamento concorrencial. (Marins op. cit.).

A terceira razão para o comedimento da ingerência do Estado está relacionada ao potencial multiplicador e propagandístico dos investimentos da Petrobras para o Estado, que pode incorporar como parte do seu orçamento os planos de investimentos da estatal. O exemplo mais próximo é o PAC (Plano de Aceleração do Crescimento). Anunciado pelo Governo Lula em 22 de janeiro de 2007 o PAC prevê investimentos de US\$ 229,9485 bilhões até 2010, sendo que US\$ 78,9638 bilhões (34,3398%) se originam da Petrobras, um valor muito próximo ao previsto no plano de investimentos da estatal para o período 2007/11.

Em razão dos três fatores os investimentos da Petrobras são rigorosamente controlados pela União através do Dest<sup>65</sup>, que examina as contas das estatais ao final de cada exercício fiscal e elabora, com base no Programa de Dispêndios Globais e da proposta do Orçamento de Investimento das estatais, a proposta orçamentária para o exercício seguinte. Tanto as contas como a elaboração orçamentária devem ser aprovadas pelo Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão e aprovadas em plenário pelo Congresso Nacional, sendo que a última entrará na composição da Lei de Diretrizes Orçamentária (LDO). Em adição, as contas, o orçamento e os investimentos da Petrobras devem ser aprovados pelo MME.

### **3.5. Um Diferencial Importante: o Cenpes**

Qualquer que seja o ambiente físico em que uma companhia opera ela enfrentará limitadores de cunho científico e tecnológico. Com a Petrobras não é diferente, mas a estatal

---

<sup>65</sup> Departamento de Cooperação e Controle das Empresas Estatais órgão que substituiu o CCE e está subordinado à Secretaria Executiva do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. O Decreto 3.224 de 28/10/99 definiu como sendo suas funções: 1) coordenar a elaboração do Programa de Dispêndios Globais e da proposta do Orçamento de Investimento das estatais; 2) promover a articulação e a integração das políticas das estatais; 3) acompanhar, avaliar e disponibilizar informações sobre o desempenho econômico das estatais; 4) manifestar-se previamente sobre as propostas das estatais referentes à: alterações do capital social, distribuição de lucros, criação de subsidiárias, alterações acionárias, aprovação e alterações de estatutos, contratação de operações de crédito, e emissão de títulos; 5) coordenar e orientar a atuação dos representantes do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão nos Conselhos de Administração das estatais; 6) promover a articulação e a integração das políticas das estatais; e 7) contribuir para o aumento da eficiência e transparência das estatais.

possui o instrumento capaz de superar este tipo de problema: o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, conhecido como Cenpes.

Criado em 1966 e instalado (desde 1973) na Ilha do Fundão, junto à Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), o Cenpes ocupa uma área de 122.000 m<sup>2</sup>, possui 137 laboratórios e 30 unidades-piloto onde atuam 1.576 cientistas e técnicos<sup>66</sup>. O Cenpes mantém 900 projetos de P&D, 48 projetos de engenharia básica e 12 programas tecnológicos. Fora dali desenvolve projetos com 76 universidades em 17 Estados. Os mais importantes são desenvolvidos em conjunto com a UFRJ, Unicamp (no Centro de Estudos em Petróleo, Cepetro) e o Coppe/UFRJ (Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia). Possui também 11 incubadoras tecnológicas espalhadas pelo país. Segundo a Petrobras o Cenpes é o maior centro científico da América Latina, mas as conquistas tecnológicas e a literatura especializada parecem dar razão a estatal. Diga-se que as duas maiores companhias petrolíferas da América Latina, a PDVSA e a Pemex, que ultrapassam a Petrobras em volume de reservas e refino não rivalizam com ela em termos de tecnologia.

O acontecimento chave para redefinição das estratégias da Petrobras foi o choque do petróleo de 1973. É bastante conhecido o impacto negativo que o alto preço do barril do petróleo teve sobre a economia brasileira. Mas o mesmo aumento do preço do barril do petróleo que inviabilizou o “milagre brasileiro” teve um efeito colateral: viabilizou a E&P de áreas antes excessivamente custosas, como a Amazônia e da Plataforma Continental.

De fato, o preço do barril era de US\$ 1,80 em 1970, mas em 1973 o preço disparou: começou em US\$ 2,90 em fevereiro e chegou a US\$ 11,65 em dezembro, viabilizando a exploração *offshore* (mesmo com tecnologia incipiente) em Campos, onde cada barril custava US\$ 20,00. Nos anos 70 enquanto o preço do barril do petróleo subia lentamente prosseguiram as pesquisas em alto-mar, tendência que recebeu um impulso definitivo em 1979, com o segundo choque do petróleo, isto aliado aos avanços tecnológicos, fez o custo do barril extraído de Campos cair para US\$ 14,00 em 1983. As descobertas marcaram o início da segunda fase dentro da Petrobras onde o diferencial é a exploração do petróleo em águas profundas (até 300 m em lâmina d’água), ultraprofundas (de 1.000 m ou mais de lâmina d’água) e agora hiper-profundas (mais de 3.000 m em lâmina d’água).

---

<sup>66</sup> A Petrobras está ampliando o Cenpes ao lado da cidade universitária da UFRJ. O novo centro terá 337.000 m<sup>2</sup> e 227 laboratórios. O centro também terá plantas piloto de processamento de gás e de obtenção de hidrogênio, um posto ecotecnológico para abastecimento de veículos com combustíveis do futuro, salas de visualização em terceira dimensão e dois ambientes imersivos (HoloSpace e Cave – Caverna Digital), com projeção estereoscópica em telas gigantes, de altíssima resolução.

Este avanço é creditado ao programa mais importante da Petrobras, o Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração em Águas Profundas (Procap). Segundo Furtado & Freitas (2004) o Procap marca a fase mais avançada na estratégia de substituição de importações, quando se passa de um regime de proteção comercial (barreiras tarifárias, controles qualitativos e de taxa de câmbio) para o que incorpora o protecionismo tecnológico com o intuito de aumentar o domínio local e a geração endógena de tecnologia. O estímulo para a mudança aconteceu em 1984 quando não existia tecnologia disponível no mercado mundial para explorar águas profundas. Três foram os estágios da Procap:

- Procap-1000 (desenvolvido entre 1986/92) que possibilitou a Petrobras dominar a tecnologia para explorar petróleo a 1.000 m (3.281 pés) de lâmina d'água;
- Procap-2000 (desenvolvido entre 1993/00) que possibilitou a Petrobras dominar a tecnologia para explorar petróleo a 2.000 m (6.562 pés) de lâmina d'água. A unidade operacional mais avançada deste estágio entrou em atividade em 2003 no campo de Roncador a uma profundidade de 1.877 m;
- Procap-3.000 (desenvolvido a partir de 2000) que visa o domínio da tecnologia para explorar petróleo a 3.000 m (9.843 pés) de lâmina d'água. Este programa detém o recorde mundial de pesquisa em alto-mar com um poço exploratório a 2.777 m de lâmina d'água.

O Procap exige um investimento maciço em pesquisa e tecnologia. A mais de 300 m de profundidade (limite de resistência do mergulhador) a atividade tem que ser automática, por isto o Cenpes em conjunto com o Coppe/UFRJ desenvolveu todos os equipamentos (robôs, válvulas, cabos, etc.) capazes de operar em condições extremas, bem como as mais avançadas plataformas marítimas do mundo. Atualmente o Cenpes conta com o Laboratório Hiperbárico (inaugurado em 2001, o mais avançado do mundo para pesquisas oceanográficas) para testar equipamentos e novas plataformas já dentro do cronograma do Procap-3.000.

Em paralelo ao Procap a Petrobras também começou a investir em novas tecnologias de perfuração e pesquisas como a sísmica tridimensional 3D (é a única companhia da América Latina a possuir um laboratório destes). Segundo Giuseppe Bacoccoli (engenheiro que chefiou por 30 anos o setor de E&P da Petrobras) a capacitação geofísica da estatal chegou a tal nível nos anos 80 que a Petrobras encontrava petróleo em 50% dos poços perfurados contra os 15% da média mundial (Bacoccoli, in: Fernandes, op. cit.).

Outros programas do Cenpes incluem:

- Programa Estratégico de Recuperação Avançada de Petróleo (Provap): que visa a recuperação do petróleo que fica nos poços e a reativação de antigos campos;

- Programa de Desenvolvimento de Tecnologias Estratégicas de Refino (Proter): até os anos 90 a maioria das refinarias da Petrobras possuía tecnologia para operar com óleos leves, como o de Garoupa e dos países do Oriente Médio onde era realizada a maioria das compras. Mas a entrada de óleo pesado no mercado do refino brasileiro, seja através de novos fornecedores (como a Venezuela, onde o óleo é pesado), seja através do seu próprio óleo levou a Petrobras a desenvolver um sistema de refino para petróleos com diferentes teores de impurezas.
- Programa Tecnológico para a Ampliação de Fronteiras Exploratórias (Profex): que busca tecnologias de processamento, filtragem e aquisição sísmica.
- Programa Tecnológico de Energias Renováveis (Proger): pesquisa e desenvolve tecnologias capazes de viabilizar as energias renováveis. Nessa área as atenções da Petrobras estão voltadas para a produção de biocombustíveis (especialmente o biodiesel e etanol), biomassa, célula combustível e geração de energia elétrica, energia eólica, energia solar (modalidade fotovoltaica), e energia hidrelétrica a partir das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)<sup>67</sup>.

### **3.6. O Sistema Petrobras**

A rigor a marca Petrobras engloba uma rede muito maior de interesses porque também comumente se aplica às subsidiárias que compõem o Sistema Petrobras (Moreira & Sarmiento, op.cit.). A Petrobras tem participação acionária em 261 companhias, mas a estatal considera que apenas as sete subsidiárias tratadas aqui compõem o Sistema Petrobras. Estas subsidiárias são nominalmente independentes, com diretorias, estatutos, contabilidade, quadros sociais próprios e com liberdade de fechar contratos de forma independente, porém cuja propriedade e posse quase integral e/ou integral das ações pertence a estatal.

#### **3.6.1. A Construção do Sistema Petrobras**

O período 1960/73 foi decisivo para a construção e expansão do Sistema Petrobras possibilitando a integração da companhia tanto em sentido vertical como em sentido horizontal. Favorecida pela expansão econômica verificada no período, essa construção teve como base o petróleo importado porque então o mercado petrolífero externo era atrativo (os preços eram baixos e havia sobre-oferta de petróleo) e porque, a despeito dos esforços, o

---

<sup>67</sup> A Resolução nº 652 de 09/12/2003 da ANEEL define as PCH como usinas com potência entre 1 mW e 30 mW, com área de reservatório limitada o que possibilita melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos, regiões rurais e unidades industriais, com um menor índice de impacto ambiental. Por sua construção apresentar baixo custo e demandar pouco tempo (cerca de 2 anos) o custo da produção dessas usinas é competitivo com a gerada nas termelétricas a gás.

ritmo de descobertas da Petrobras ficou muito aquém do necessário para acompanhar o crescimento da demanda interna de petróleo (Contreras, 1994).

Assim, além de necessária, a importação de petróleo era menos onerosa que a P&E, o que levou o Governo a incluir a importação de petróleo no monopólio da Petrobras (23/12/1963), seguido de uma mudança gradual na companhia, que passou a se concentrar no refino e dava os primeiros passos em direção a distribuição, mas foi após o golpe de 1964 e em especial com o Decreto-Lei N° 200 (que abriu a possibilidade de intervenção do Estado na economia via estatais) que possibilitou a expansão e a integração do Sistema Petrobras. Neste sentido a primeira ação foi feita não em sentido vertical, mas em sentido horizontal, através do Decreto-Lei 61.981 de 28 de dezembro de 1967, que estabeleceu a primeira subsidiária da estatal, a Petrobrás Química SA (Petroquisa), que disponibilizou a tecnologia, mão-de-obra e os capitais necessários para a construção do setor petroquímico.

Na presidência do General Geisel (1969/73), os rumos da estatal foram orientados em direção a integração vertical, reforçando ainda mais sua participação no refino e distribuição. Nesta última atividade, após início modesto em 1962 quando a Petrobras passou a fornecer combustíveis para órgãos do governo, houve a entrada oficial em 8 de novembro de 1971 quando era criada a segunda subsidiária, a Petrobrás Distribuidora SA (BR Distribuidora).

Por sua vez, os resultados desanimadores da exploração do petróleo no Brasil levaram a decisão de criar, sob forte oposição interna, a terceira subsidiária, a Petrobrás Internacional SA (Braspetro) em 5 de abril de 1972. A Braspetro objetivava desenvolver fora do território nacional todas as atividades petrolíferas que, por lei, a Petrobras não podia executar sem autorização do Congresso. Uma medida justificada pela grande dependência do país por petróleo importado, pelas facilidades para E&P em outros países e pelo fato da Petrobras então já contar com equipe de técnicos experimentados em E&P (Minadeo, op. cit.).

Após o choque do petróleo de 1973 a nova redefinição nas estratégias do Brasil incluía a busca da auto-suficiência petrolífera. Assim a Petrobras ampliou as pesquisas em alto-mar e na Amazônia ao mesmo tempo em que, num movimento defensivo, criou outras subsidiárias. Para aproveitar o potencial comercial da estatal em fevereiro de 1976 foi criada a quarta subsidiária da Petrobras, a Petrobrás Comércio Internacional SA (Interbrás)<sup>68</sup>.

---

<sup>68</sup> O potencial resultava do fato da Petrobras ser a maior compradora individual de petróleo do mundo até 1979, ano que comprou US\$ 11 bilhões de petróleo do exterior, a maior parte do Oriente Médio. A Petrobras criou esta subsidiária a fim de aproveitar os canais de comércio abertos com estes países. Através da Interbrás eram vendidos armamentos (Engesa), automóveis (Volkswagens brasileiros), serviço de engenharia (Mendes Júnior), produtos avícolas, produtos agrícolas e assim por diante.



O impacto dos preços do petróleo na balança de pagamentos coincidiu também com a estratégia de aumentar e diversificar a exportação de produtos agrícolas. Para implementar esta estratégia em novembro de 1974 era aprovado o Programa Nacional de Fertilizantes e Calcários que previa uma ação coordenada entre Governo e iniciativa privada para viabilizar a produção agrícola, porém sua operacionalização foi colocada sob responsabilidade da quinta subsidiária da Petrobras, Petrobrás Fertilizantes SA (Petrofértil), criada em 23 de março de 1976. A Petrofértil controlava a produção nacional de insumos nitrogenados a partir das subsidiárias Nitrofértil (criada pela Petroquisa em 1973) e Ultrafértil (comprada em 1974) e a produção nacional de insumos fosfatados a partir das subsidiárias Fosfértil (criada em 1980), ICC (estatal, repassada a Petrofértil em 1978) e Goiásfértil (criada em 1978).

Em 1977 era criada a última subsidiária, consolidando o formato do Sistema Petrobras até 1991: a Petrobrás Mineração SA (Petromisa), que aproveitava o conhecimento geológico acumulado pela estatal do subsolo brasileiro (1,11 milhão de km<sup>2</sup>) para inicialmente explorar as jazidas de potassa localizadas em Sergipe.

### **3.6.2. A Lei 9.478/97 e o Sistema Petrobras**

Modelo base e mais bem sucedido do “tripé” de desenvolvimento adotado no regime militar, o Sistema Petrobras não é o mesmo que se consolidou no final dos anos 70. A necessidade de adaptar a Petrobras as novas exigências estruturais da indústria petrolífera, às novas tecnologias de informática e a nova estrutura brasileira de mercado determinado pela Lei 9.478/97 modificou substancialmente também o perfil do Sistema Petrobras. Nesta nova reestruturação a Petroquisa foi reconfigurada, a BR Distribuidora foi mantida sem alterações significativas, a Braspetro foi extinta (a exemplo do que já ocorrera com a Interbrás e a Petromisa, mas por razões diferentes) e a Petrofértil foi transformada em outra subsidiária (a Gaspetro). Afinal, foram criadas novas subsidiárias e houve a compra de uma companhia estrangeira (a Pérez Compac SA) que se transformou em subsidiária.

Observa-se que esta reestruturação enfatizou três objetivos: 1) reforçar a atividade central da estatal, o petróleo; 2) reforçar os setores diretamente vinculados e complementares a logística da linha vertical, como o transporte e distribuição; e 3) ampliar os negócios vinculados à energia, como gás natural e energia elétrica, em que a Petrobras é novata. Neste novo arranjo enquanto a Petrobras opera diretamente no exterior, as subsidiárias operam (quase exclusivamente) no país, complementando o fluxo produtivo da estatal.

Atualmente o Sistema Petrobras é formado pelas seguintes companhias (no segundo parênteses está porcentagem da participação acionária da Petrobras):

- **Petrobrás Química SA (Petroquisa) (100,00%)**: mais antiga subsidiária do Sistema Petrobras e ainda braço químico da estatal e que praticamente sozinha, a partir do planejamento estatal realizado pelo Geiquim (Grupo Executivo da Indústria Petroquímica) iniciados em 1965 implantou os três pólos petroquímicos brasileiros:

1. Em 1968, o I Pólo Petroquímico, em São Paulo, com a Petroquímica União S.A. (PQU), como central de matérias-primas;
2. Em 1970, o II Pólo Petroquímico, na Bahia, com a Petroquímica do Nordeste S.A. (Copene, hoje Braskem<sup>69</sup>), como central de matérias-primas;
3. Em 1975, o III Pólo Petroquímico, no Rio Grande do Sul, com a Companhia Petroquímica do Sul (Copesul), como central de matérias-primas.

Na formação desses três pólos petroquímicos, a central de matérias-primas era controlada pela Petroquisa e as empresas de segunda geração seguiam o chamado "modelo tripartite" em que o controle de cada empresa era detido por três sócios, cada um com aproximadamente 1/3 do capital: a Petroquisa, como representante da participação estatal, um acionista privado brasileiro e um acionista estrangeiro licenciador de tecnologia. Antes da privatização do sistema Petroquisa em 1992 ela controlava 4 subsidiárias<sup>70</sup> e tinha participação acionária em 23 coligadas diretas e 43 coligadas indiretas (empresas associadas), que juntas respondiam por 80% do setor petroquímico brasileiro (Contreras, 1994).

A Petroquisa possui ações ordinárias em 12 companhias (no parêntese sua participação em 31/12/2006): Braskem SA (9,80%), Cítepe (40,00%), Copesul (15,63%), Deten Química SA (28,60%), FCC SA (50,00%), Metanor SA (49,50%), Nitroclor Ltda (38,80%), Petroquímica Paulínia SA (40,00%), Petroquímica Triunfo SA (70,50%), Petrocoque SA (40,00%); PQU (17,44%) e Rio Polímeros SA (16,67%).

- **Petrobrás Distribuidora SA (BR Distribuidora) (100,00%)**: subsidiária criada em 8 de novembro de 1971. Distribuí derivados de petróleo e gás natural em todo o território nacional.

- **Petrobras International Finance Company (PIFCO) (100,00%)**: subsidiária criada em 1997 com fim de intermediar as operações de compra e venda de petróleo e derivados entre

<sup>69</sup> Formada em 2001 fusão da Copene, Odebrecht e Mariani a Braskem é a maior petroquímica da América Latina, apresentando um faturamento anual superior a US\$ 4 bilhões.

<sup>70</sup> A Companhia Nacional de Álcalis, a Copesul, a Petroflex (unidade produtora de borracha sintética localizada em Duque de Caxias/RJ) e a PQU.

Petrobras e terceiros. Possui três subsidiárias: Petrobras Finance Ltd (PFL); Petrobras Europe Ltd (PEL) e Petrobras Netherlands BV (PNBV).

- **Petrobrás Transporte SA (Transpetro) (100,00%)**: subsidiária criada em 12 de junho de 1998 em atendimento ao Art. 65 da Lei no 9.478/97 e absorveu a Fronape (Frota Nacional de Petroleiros, que desde 1949 fazia o transporte de petróleo). A Transpetro também presta serviços a distribuidoras e à indústria petroquímica. Junto com a PIFCO é a única subsidiária que opera no exterior por intermédio da subsidiária Fronape International Company.

Principal empresa do setor de logística e transporte do país, a Transpetro opera uma frota de 120 navios (51 petroleiros), 44 terminais terrestres e aquaviários e 30.318 quilômetros de malha dutoviária (gasodutos, oleodutos e polidutos), bem como instalações para armazenagem de granéis, gás natural, petróleo e seus derivados, unindo as áreas de produção, refino e distribuição da Petrobras. Em 1 de janeiro de 2002 assumiu a estrutura atual quando seus negócios foram divididos em três áreas (Oleodutos, Gasodutos e Terminais Aquaviários) com independência para fechar acordos comerciais.

- **Petrobrás Gás SA (Gaspetro) (99,94%)**: subsidiária criada em maio de 1998 em substituição a Petrofértil. A Gaspetro responde por todas as atividades nacionais referentes ao gás natural: estrutura de transporte, comercialização, fornecimento, armazenamento, operação das plantas de liquefação, recebimento e revaporização. Dois são os principais clientes da Gaspetro: a indústria (produção de aço, cerâmica, cimento, fertilizantes, petroquímicos, vidro, etc.) e as termelétricas (programa PPT).

- **Petrobras Energia Participaciones SA (Pepesa) (58,62%)**: ex-Perez Compac SA, subsidiária adquirida em 22 de julho de 2002. Controladora da Petrobras Energía SA (Pesa), empresa integrada de energia sediada em Buenos Aires, que veremos no capítulo seguinte.

- **Downstream Participações SA (99,99%)**: criada em 27 de novembro de 2000 tem com o objetivo facilitar a permuta de ativos entre a Petrobras e a Repsol-YPF.

### 3.7. O Lugar da América do Sul nos Planos Estratégicos da Petrobras

Com a adoção dos princípios de Governança Corporativa em 1999 a Petrobras incorporou a política de transparência nos negócios e assim periodicamente a estatal divulga os Planos Estratégicos da Petrobras, documento em que informa sua missão, visão, estratégias, política de investimentos e objetivos gerais, bem como os objetivos e montantes a serem investidos em cada Área de Negócios da Petrobras. O monitoramento e os reajustes

necessários dos planos são realizados anualmente através do Plano de Negócios da Petrobras que, tendo por base o ano de divulgação, indica o planejamento para o quadriênio seguinte.

O plano atualmente em vigor é o *Plano Estratégico da Petrobras 2015*, aprovado em 19/05/2004 onde a Petrobras informa que seu objetivo é:

*“Liderar o mercado de petróleo, gás natural, derivados e biocombustíveis na América Latina, atuando como empresa integrada de energia, com expansão seletiva da petroquímica, da energia renovável e da atividade internacional”.*

Sua missão é:

*“Atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nas atividades da indústria de óleo, gás e energia, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos seus clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua”.*

Sua visão é ser

*“Uma empresa integrada de energia com forte presença internacional e líder na América Latina, atuando com foco na rentabilidade e responsabilidade social e ambiental”.*

E as estratégias adotadas seriam:

- 1) Consolidar e ampliar as vantagens competitivas no mercado brasileiro e sul-americano de petróleo e derivados;
- 2) Desenvolver e liderar o mercado brasileiro de gás natural e atuar de forma integrada nos mercados de gás e energia elétrica no cone sul;
- 3) Expandir seletivamente a atuação internacional de forma integrada com seus negócios;
- 4) Expandir seletivamente a atuação no mercado petroquímico brasileiro e do cone sul;
- 5) Atuar seletivamente no mercado de energias renováveis;

Nas sessões seguintes veremos as prioridades do plano para cada Área de Negócios da Petrobras, bem como os investimentos realizados pela Petrobras.

### **3.7.1. Área de Negócios Exploração e Produção**

Como vimos um dos resultados do processo de reestruturação da Petrobras foi a criação de três áreas de negócios que controlam suas operações no Brasil (Área de Negócios Exploração e Produção, Área de Negócios Abastecimento e Área de Negócios Gás e Energia)

e uma área de negócios que controla suas operações no exterior (Área de Negócios Internacional). Na tabela 3.2. abaixo podemos observar a evolução histórica dos investimentos (em dólares) realizados pela Petrobras em cada área desde 1954:

**Tabela 3.2. Os Investimentos da Petrobras por Área de Negócios desde 1954:**  
Milhões de US\$ Correntes (% sobre o montante total dos investimentos)

	E/P	Abastecimento	Gás & Energia	Internacional	Outros	Total
1954	2,3 (16,43)	10,4 (74,29)			1,3 (9,28)	14,0 (100,00)
1955	7,3 (42,69)	6,7 (39,18)			3,1 (18,13)	17,1 (100,00)
1956	15,5 (54,01)	6,1 (21,25)			7,1 (24,74)	28,7 (100,00)
1957	34,5 (70,26)	10,0 (20,37)			4,6 (9,37)	49,1 (100,00)
1958	33,5 (62,15)	18,0 (33,39)			2,4 (4,45)	53,9 (100,00)
1959	29,4 (41,00)	39,0 (54,39)			3,3 (4,60)	71,7 (100,00)
1960	32,2 (26,99)	79,1 (66,30)			8,0 (6,71)	119,3 (100,00)
1961	41,4 (36,87)	55,4 (49,33)			15,5 (13,80)	112,3 (100,00)
1962	52,7 (42,78)	59,4 (48,21)			11,1 (9,01)	123,2 (100,00)
1963	68,0 (46,32)	61,4 (41,83)			17,4 (11,85)	146,8 (100,00)
1964	61,0 (45,73)	59,1 (44,30)			13,3 (9,97)	133,4 (100,00)
1965	75,5 (48,06)	66,1 (42,07)			15,5 (9,87)	157,1 (100,00)
1966	89,0 (47,09)	72,3 (38,25)			27,7 (14,66)	189,0 (100,00)
1967	97,0 (52,57)	63,0 (34,15)			24,5 (13,28)	184,5 (100,00)
1968	92,8 (52,40)	61,5 (34,73)			22,8 (12,87)	177,1 (100,00)
1969	101,7 (50,02)	84,9 (41,76)			16,7 (8,22)	203,3 (100,00)
1970	127,8 (40,48)	152,7 (48,37)			35,2 (11,15)	315,7 (100,00)
1971	113,7 (25,76)	299,4 (67,81)			28,4 (6,43)	441,5 (100,00)
1972	142,3 (31,91)	245,6 (55,08)			58,0 (13,01)	445,9 (100,00)
1973	186,1 (34,20)	305,4 (56,12)			52,7 (9,68)	544,2 (100,00)
1974	278,6 (30,27)	611,5 (66,44)			30,3 (3,29)	920,4 (100,00)
1975	406,1 (29,47)	926,7 (67,25)			45,2 (3,28)	1.378,0 (100,00)
1976	543,7 (38,30)	794,8 (55,99)			81,1 (5,71)	1.419,6 (100,00)
1977	656,5 (42,99)	815,0 (53,37)			55,6 (3,64)	1.527,1 (100,00)
1978	898,6 (53,31)	694,5 (41,20)			92,3 (5,49)	1.685,5 (100,00)
1979	1.042,8 (60,32)	608,9 (35,23)			77,0 (4,45)	1.728,7 (100,00)
1980	1.326,2 (77,44)	332,4 (19,41)			54,0 (3,15)	1.712,6 (100,00)
1981	2.480,4 (89,14)	263,4 (9,46)			38,9 (1,40)	2.782,7 (100,00)
1982	3.494,3 (89,28)	374,6 (9,57)			45,1 (1,15)	3.914,0 (100,00)
1983	2.380,1 (92,80)	174,7 (6,81)			10,0 (0,39)	2.564,8 (100,00)
1984	1.540,3 (92,55)	110,9 (6,66)			13,2 (0,79)	1.664,4 (100,00)
1985	1.538,4 (90,03)	157,3 (9,20)			13,1 (0,77)	1.708,8 (100,00)
1986	1.786,2 (87,76)	233,3 (11,46)			15,8 (0,78)	2.035,3 (100,00)
1987	2.009,1 (79,95)	486,1 (19,35)			17,6 (0,70)	2.512,8 (100,00)
1988	1.429,6 (68,26)	631,1 (30,13)			33,8 (1,61)	2.094,5 (100,00)
1989	1.145,0 (64,09)	618,2 (34,61)			23,3 (1,30)	1.786,5 (100,00)
1990	1.306,0 (64,81)	475,0 (23,57)		86,0 (4,27)	148,0 (7,35)	2.015,0 (100,00)
1991	1.399,0 (64,83)	569,0 (26,37)		103,0 (4,77)	87,0 (4,03)	2.158,0 (100,00)
1992	1.573,0 (58,54)	678,0 (25,23)		295,0 (10,98)	141,0 (5,25)	2.687,0 (100,00)
1993	1.530,0 (65,36)	512,0 (21,87)		146,0 (6,24)	153,0 (6,53)	2.341,0 (100,00)
1994	1.511,0 (62,64)	634,0 (26,29)		61,0 (2,53)	206,0 (8,54)	2.412,0 (100,00)
1995	1.628,0 (48,02)	1.228,0 (36,22)		263,0 (7,76)	271,0 (8,00)	3.390,0 (100,00)
1996	1.664,0 (45,94)	1.127,0 (31,12)	12,0 (0,33)	480,0 (13,25)	339,0 (9,36)	3.622,0 (100,00)
1997	1.849,0 (46,12)	1.036,0 (25,84)	78,0 (1,95)	766,0 (19,11)	280,0 (6,98)	4.009,0 (100,00)
1998	2.564,0 (51,49)	899,0 (18,05)	519,0 (10,42)	852,0 (17,11)	146,0 (2,93)	4.980,0 (100,00)
1999	2.316,0 (58,24)	595,0 (14,96)	501,0 (12,60)	469,0 (11,79)	96,0 (2,41)	3.977,0 (100,00)
2000	2.927,0 (70,56)	558,0 (13,45)	-	318,0 (7,67)	345,0 (8,32)	4.148,0 (100,00)
2001	2.723,0 (64,42)	653,0 (15,45)	231,0 (5,46)	500,0 (11,83)	120,0 (2,84)	4.227,0 (100,00)
2002	2.875,0 (44,69)	1.008,0 (15,66)	443,0 (6,88)	2.008,0 (31,20)	101,0 (1,57)	6.435,0 (100,00)
2003	3.110,0 (51,73)	1.641,0 (27,30)	472,0 (7,85)	640,0 (10,65)	149,0 (2,47)	6.012,0 (100,00)
2004	4.309,3 (59,67)	1.753,1 (24,28)	213,6 (2,96)	796,6 (11,03)	149,0 (2,06)	7.221,6 (100,00)
2005	5.758,1 (54,54)	1.551,9 (14,70)	627,0 (5,94)	1.294,9 (12,26)	1.325,7 (12,56)	10.557,6 (100,00)
2006	7.041,2 (45,47)	2.217,2 (14,31)	719,9 (4,65)	3.292,1 (21,26)	2.215,9 (14,31)	15.486,3 (100,00)
Total	70.443,3 (58,39)	26.724,1 (22,16)	3.816,5 (3,16)	12.370,6 (10,25)	7.287,7 (6,04)	120.642,2 (100,00)

Obs.:

1. Nos parênteses estão as percentagens sobre o montante total dos investimentos;
2. Até 1989, investimentos da Controladora. A partir de 1990, investimentos do Sistema Petrobras;
3. Números em milhões de dólares correntes, segundo os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil (BR GAAP);
4. A partir de 2005, os investimentos incluem SPCs;
5. No item "outros" está incluída a amortização das dívidas.

Fonte: Petrobras

Conforme a tabela 3.2. a estatal priorizou as operações no Brasil, onde concentrou 83,71% do seu investimento histórico total e nesse país priorizou a atividade de E&P, que isoladamente absorveu nada menos 58,39% dos investimentos históricos totais, índice que indica que o investimento realizado pela Petrobras nessa área está abaixo do padrão normal da indústria petrolífera (que é de 70%, ver capítulo 2, sessão 2.2.).

Observe-se também que a grande concentração de recursos em E&P teve início em 1978 após o primeiro choque do petróleo (de 1973), quando o objetivo da Petrobras passou ser alcançar a auto-suficiência na produção de petróleo, atingindo o auge nos 80 após o segundo choque do petróleo (de 1979), que viabilizou a pesquisa em alto-mar (ver capítulo 3 sessão 3.5), mas posteriormente os montantes decaíram em razão do trancamento tecnológico e dos ganhos advindos com a economia de escala típicos dessa indústria (ver capítulo 2 seção 2.2) obtidos com o sucesso da E&P em alto-mar.

São os objetivos da área de E&P expressos no *Plano Estratégicos da Petrobras 2015*:

*“Ampliar a produção e as reservas através do fortalecimento da posição em águas profundas e ultra-profundas; atuar nas áreas terrestres e em águas rasas com rentabilidade; aportar práticas e novas tecnologias em áreas com alto grau de exploração com o objetivo de otimizar a recuperação; desenvolver esforço exploratório em novas fronteiras. Manter um contínuo e expressivo crescimento da produção e das reservas, atingindo a auto-suficiência brasileira em petróleo em 2006, assim como manter posição dominante em E&P no Brasil”.*

Os elevados investimentos realizados em E&P justificam-se pela grande área a ser pesquisada no Brasil (136.772 km<sup>2</sup>), pelo desejo da Petrobras em manter sua posição no mercado brasileiro e pelo fato de 70% da produção da Petrobras estarem localizados em águas profundas ou ultra-profundas, o que acarreta na existência de uma planilha de custos substancialmente diferente do padrão da IMP<sup>71</sup>. Além dos custos elevados tais campos de petróleo exigem um planejamento adicional, uma avaliação mais abrangente e um tempo marginal maior para a produção em comparação à produção *onshore*. Entretanto, os altíssimos investimentos em E&P mostraram-se compensadores. Com participação decisiva do Cenpes (através do Procap) no dia 21 de abril de 2006 a plataforma P-50 iniciava a produção do poço que tornava o Brasil auto-suficiente em petróleo.

---

<sup>71</sup> Quanto a estes custos, Philippe Reichstul externou que antes de assumir a presidência da Petrobras não imaginava que se pudesse dispendir US\$ 100 milhões sem haver retorno. De fato, os custos da produção *offshore* são estupefacentes: um poço em alto-mar custa no mínimo US\$ 10 milhões fazendo com que uma campanha de exploração padrão (ver capítulo 2 seção 2.2) custe no mínimo US\$ 100 milhões. Enquanto isto uma plataforma custa no mínimo US\$ 400 milhões e um navio petroleiro pequeno US\$ 40 milhões.

### 3.7.2. Área de Negócios Abastecimento

Como pode ser visto na tabela 3.2 a Área de Negócios Abastecimento ocupa a segunda posição entre as prioridades da Petrobras, absorvendo 22,16% dos seus investimentos históricos. O auge dos investimentos nesta área ocorreu antes do primeiro choque do petróleo porque então era necessário construir toda a infra-estrutura de transporte e refino de petróleo e derivados, ao qual posteriormente foi agregada a petroquímica (com a criação da Petroquisa) e distribuição (com a criação da BR Distribuidora) e, uma vez superado este estágio, a exemplo do que ocorreu na área de E&P, os montantes decaíram em razão do trancamento tecnológico, dos ganhos advindos de economia de escala típica dessa indústria (ver capítulo 2 seção 2.2) e do redirecionamento das prioridades para a E&P.

Os objetivos para a Área de Negócios Abastecimento no *Plano Estratégico da Petrobras 2015* são os seguintes:

*“Expandir as atividades de refino e comercialização no país e no exterior; ancorada na sinergia dos ativos e competência do downstream; diversificar os negócios enfatizando a petroquímica e o comércio de novos produtos energéticos; ganhar eficiência em toda cadeia logística, enfatizando a excelência operacional e o gerenciamento de risco; agregar valor às matérias-primas do Sistema Petrobras com foco em mix de produtos de maior valor e melhor qualidade.”*

No refino o desafio atual da Petrobras é reduzir os custos operacionais através do aprimoramento e adaptação das refinarias para processar a produção doméstica de petróleo pesado porque as refinarias da estatal originalmente foram projetadas para processar petróleo importado leve. Além dos projetos de readaptação está sendo construída em Pernambuco uma refinaria em parceria *fifth/fifth* com a PDVSA, onde cada companhia investe US\$ 2 bilhões.

No transporte o principal projeto da Petrobras era a renovação da frota e neste caso a estatal participa do esforço promovido pelo Governo Lula de reativar o setor naval nacional. Assim, foram encomendados 53 navios, sendo 19 para transporte de derivados líquidos, 17 petroleiros, 10 embarcações de apoio, 6 navios GLP e 1 FSO. Outros projetos nessa área incluem a expansão e melhoria das condições de operação e segurança dos terminais e dutos (projetos Pegaso, reforma do terminal de São Sebastião/OSBAT/OSVAT) e implementação do plano diretor de dutos na região metropolitana de São Paulo.

Na petroquímica a Petrobras manifesta, através dos seus planos estratégicos, a vontade de reocupar uma posição de destaque semelhante àquela de antes da privatização do sistema

Petroquisa, não se limitando apenas a fornecer matérias-primas. A Petrobras informa que os investimentos da petroquímica devem:

1. Atender às suas necessidades de ampliar as sinergias com o refino, diluir seus riscos e custos, maximizar o valor agregado dos investimentos e aproveitar as reservas de hidrocarbonetos no Sudeste;
2. Atender as necessidades de remodelar o setor petroquímico brasileiro, que é defasado tecnologicamente, porque utiliza principalmente a nafta como matéria-prima e apresenta limitada capacidade de expansão e reinvestimento.
3. Aproveitar o período de forte expansão da IPQ (após o período de baixa registrado entre 1996/03 e com sobre capacidade esperada para 2010/11) ocasionado pela seletividade e escala nos novos investimentos, expansão da capacidade instalada no Oriente Médio e Ásia, generalização da matéria-prima mais barata (etano obtido do gás natural em lugar da nafta), menores custos logísticos, forte demanda chinesa e a ênfase da integração da cadeia.

Consequentemente a Petrobras adotou um comportamento agressivo na petroquímica, construindo seis plantas: o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), o Complexo Acrílico Integrado de Minas Gerais, a Petroquímica Paulínia, a Companhia Petroquímica de Pernambuco (Petroquímica Suape), a Fafen BA e uma fábrica de fertilizantes (que também utilizará o etano e o propano derivados do gás natural como matéria-prima). A esses investimentos a Petrobras adicionou a aquisição da Petroquímica Suzano em 13/08/2007<sup>72</sup>.

Na distribuição a Petrobras pretende ser a bandeira preferida dos consumidores, oferecendo uma rede de varejo multinegócios, excelência na qualidade de produtos e serviços e agregar valor ao Sistema Petrobras ofertando novos produtos, serviços e soluções.

### **3.7.3. Área de Negócios Gás e Energia**

Embora tenha recebido apenas 3,16% dos investimentos históricos totais, a criação da Área de Negócios Gás e Energia foi um dos resultados mais importantes do processo de reestruturação da Petrobras, sendo seus os objetivos definidos no Plano Estratégico 2015:

---

<sup>72</sup> Originalmente o negócio dizia respeito a compra dos ativos da Suzano pela Unipar que acabou em impasse por razões financeiras. Então, a Unipar convidou a Petrobras para ser sócia minoritária no negócio e ambas concordaram em pagar US\$ 3,1 bilhões pela Suzano (US\$ 1,7 pelos ativos e US\$ 1,4 bilhão pela dívida). Duas semanas depois a Petrobras surpreendeu o mercado ao pagar sozinha US\$ 4,1 bilhões pela Suzano. O ágio de US\$ 1 bilhão intrigou o TCU (que ordenou a investigação do negócio) e os analistas, que suspeitam que o Governo Lula esteja planejando uma “reestatização branca” dos setores de infraestrutura (Attuch & Nicácio, 2007).



*“Desenvolver a indústria de gás natural buscando assegurar a colocação do gás natural próprio, atuando de forma integrada com as demais unidades da companhia, em toda a cadeia produtiva no Brasil e demais países do Cone Sul; atuar no negócio de energia elétrica de forma a assegurar o mercado de gás natural e derivados; desenvolver, coordenar e implementar atividades relacionadas à eficiência energética e energias renováveis, de acordo com os interesses da Companhia, da sociedade e do país.*”

A Petrobras participa em muitos aspectos do mercado brasileiro de gás natural, mas sua capacidade de atender à demanda em potencial de gás natural é limitada, em virtude das restrições no abastecimento, infra-estrutura de transporte e distribuição que ainda está em desenvolvimento. Para superar esses gargalos a Petrobras pretende: 1) aumentar a produção interna de gás, especialmente nas Bacias do Espírito Santo, Campos e de Santos; 2) expandir a rede de transporte de gás natural; 3) acelerar os projetos de investimento em antecipação do abastecimento de gás natural na região sudeste<sup>73</sup>; 4) aumento de sua quota no mercado brasileiro de distribuição de gás natural investindo em 19 das 25 empresas de distribuição de gás natural do país; 5) investimento em usinas termoeletricas que demandem gás natural<sup>74</sup>; e 6) buscando uma maior flexibilidade operacional nas fontes, incluindo dois projetos de GNL nas regiões nordeste e sudeste, para aprimorar a administração da demanda de energia.

Na área de energia renovável a Petrobras pretende ter um desempenho seletivo no mercado, destinando US\$ 700 milhões para a construção de 6 usinas termossolares, 2 usinas termelétricas e 1 parque eólico (que juntos devem produzir cerca de 96 mW em 2010), 3 usinas de biodiesel (que devem produzir cerca de 2.300 bpd em 2010) e para os projetos que envolvem o etanol.

### **3.7.4. A Área de Negócios Internacional**

A expansão internacional da Petrobras foi resultado combinado da Lei 9.478/97, do processo de reestruturação interna da Petrobras e da mudança no redirecionamento estratégico da estatal. Essa expansão deveria contemplar oito objetivos: internacionalizar e valorizar a marca Petrobras, funcionar como movimento defensivo (em que a estatal compensaria com os ganhos nos mercados exteriores as perdas no mercado interno), reduzir os riscos operacionais através da atuação simultânea em vários países (de forma que a estatal pudesse compensar as perdas em um país com os ganhos em outros), agregar valor à produção do Sistema Petrobras,

---

<sup>73</sup> Para atender os dois últimos objetivos serão investidos mais de US\$ 3 bilhões para desenvolver o do mercado e a construção da malha de gasodutos no nordeste, o gasoduto sudeste-nordeste (Gasene), o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, o gasoduto Campinas-RJ e malha de gasodutos do sudeste.

<sup>74</sup> Aqui serão investidos US\$ 1,5 bilhão para concluir projetos em andamento, elevando a produção termelétrica da Petrobras para 5.044 mW em 2010.

alterar a matriz energética do Brasil, buscar a liderança como empresa integrada de energia da América Latina, acelerar a monetização das reservas de gás natural e viabilizar negócios (aquisições, consórcios, parcerias ou *joint-ventures*) que pudessem ampliar e diversificar o portfólio da estatal.

No Plano Estratégico de 1999 ficou definido que a Petrobras não seria uma companhia global, mas uma empresa regional, com foco na América Latina porque a estatal considerava que, além de estratégica e próxima, a região proporcionaria um ambiente em que teria evidente vantagem competitiva. Ademais, a Petrobras esperava agregar e integrar mercados contíguos, que considerava sua área de influência e desempenhar um “*papel relevante na integração regional diante de sua presença, porte de suas operações e papel catalisador na integração energética*” (A Cooperação Sul-Americana: a atuação da Petrobras na América do Sul, 2007).

Os objetivos para a ANI estabelecidos no Plano Estratégico são os seguintes:

*“Buscar a liderança como empresa integrada de energia na América Latina; expandir a atuação no setor americano do Golfo do México e Oeste da África; ampliar as áreas foco da Petrobras através de negócios que ampliem e diversifiquem o portfólio; agregar valor à produção de óleo pesado da Petrobras; acelerar a monetização das reservas de gás natural; internacionalizar e valorizar a marca Petrobras.*”

Fora da América do Sul, em função da sua tecnologia para exploração e produção de petróleo, considerada diferencial para a expansão internacional, a Petrobras selecionou três áreas geográficas onde direcionará seus negócios de *upstream*: Caribe, Golfo do México e Oeste da África, especialmente no Golfo da Guiné (da Nigéria a Angola).

Ao todo a Petrobras mantém negócios em 32 países somando os que a Braspetro atuava (Angola, Argélia, Colômbia, Egito, EUA e Líbia), com aqueles em que recentemente a estatal começou a atuar: Argentina, Bolívia, Cazaquistão, Cingapura, Chile, China, Equador, Filipinas, Grã-Bretanha, Guiné Equatorial, Índia, Irã, Japão, México, Moçambique, Nigéria, Paquistão, Paraguai, Peru, Portugal, Senegal, Tanzânia, Trinidad & Tobago, Turquia, Uruguai e Venezuela. Entre esses negócios estavam os direitos de E&P em 363.700 km<sup>2</sup> (a Petrobras produz hidrocarbonetos em Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Equador, EUA, Guiné Equatorial, México, Nigéria, Peru, Turquia e Venezuela).

Em síntese a estratégia da Petrobras é utilizar sua sólida posição no mercado brasileiro de hidrocarbonetos e sua evidente vantagem competitiva de E&P em águas profundas e ultra profundas para expandir seus interesses para o gás natural e geração de energia elétrica ao

mesmo tempo em que desenvolve a tecnologia e lidera o mercado de biocombustíveis e retorna ao setor petroquímico, do qual foi alijada nos anos 90.

Para atingir este objetivo a Petrobras entende que a expansão dos negócios na área internacional tem muitas vantagens: é melhor forma de reduzir riscos (altos devido a localização das reservas do Brasil em alto-mar); ganhar mercados; é movimento defensivo (em caso da competição interna tornar-se muito agressiva) e dará maior visibilidade internacional a Petrobras, ainda classificada como companhia doméstica atuando apenas no mercado de um país emergente, embora esteja presente em 32 países.

A Petrobras conta com vários instrumentos para implementar seu Plano Estratégico: capacidade tecnológica e sua posição no mercado brasileiro, que podem (e tem sido) utilizados como moeda de troca em parcerias. Além disso, a Petrobras tem capacidade administrativa, capacidade financeira autônoma (US\$ 11,5 bilhões em caixa no ano de 2007) e o acesso aos instrumentos financeiros fornecidos pelo governo federal através do BNDES para custear projetos de infra-estrutura.

#### 4. OS HIDROCARBONETOS E AS RELAÇÕES BOLÍVIA-BRASIL ATÉ 1985

O estilo de vida da civilização ocidental é inconcebível sem os hidrocarbonetos, mas quem determina onde eles serão encontrados é a geologia e não países ou companhias. Por causa disto países que antes não despertariam muita atenção subitamente se vêem colocados no centro de uma enorme rede de interesses que raramente conseguem controlar. Esse é o caso da Bolívia depois que se descobriu petróleo no país. Para o Brasil esse país já era importante em função de questões geopolítica, mas após a descoberta dos hidrocarbonetos a importância da Bolívia aumentou, cabendo ao Brasil encontrar um meio de aproveitá-los. Entretanto, a história não é tão linear como essas linhas sugerem: os problemas surgidos eram extremamente complexos, os interesses do Brasil estavam voltados para outras prioridades e nem sempre existiam condições para se realizar os projetos envolvendo os hidrocarbonetos.

Este capítulo está dividido em quatro partes. Na primeira apresentaremos uma pequena história da Bolívia, onde veremos que a instabilidade crônica do país tem raízes estruturais históricas que justificam o temor que principalmente os militares brasileiros tinham em negociar com ela. Na segunda parte apresentaremos as origens das relações diplomáticas entre Bolívia e Brasil e quais as implicações desse relacionamento. Na terceira parte apresentaremos a história da indústria boliviana de hidrocarbonetos até a Guerra do Chaco e porque foi à Argentina que conseguiu estabelecer um vínculo centrado nos hidrocarbonetos e não o Brasil. Na quarta parte apresentaremos um panorama das relações Bolívia-Brasil de 1938/85 centrada no setor hidrocarbonetos, enfatizando porque as propostas do seu aproveitamento não foram adiante.

##### 4.1. A Bolívia: Um Pouco de História

A Bolívia tem área de 1.098.581 km<sup>2</sup> e 9.182.000 habitantes, mas a população é heterogênea com mais de 36 diferentes etnias indígenas que compõe 60%<sup>75</sup> dos habitantes, cerca de 25% são mestiços e 15% de brancos.

Ocupada pela Espanha após a conquista do Império Inca por Francisco Pizarro em 15/11/1533, o território da atual Bolívia era periférico no Vice-Reinado do Peru, com centro administrativo em Lima (atual Peru). A existência da Bolívia como Estado independente teve início em 1809, conquistando-a efetivamente em 6 de agosto de 1825, após 16 anos de luta.

---

<sup>75</sup> Os grupos mais importantes são os quéchuas (50%), aymarás (42%) e guaranis.

Em 1545, quando teve início a extração da prata de Potosí, os espanhóis estabeleceram um sistema produtivo com clara separação econômica/étnica/política/social aproveitando-se das rivalidades indígenas. A pequena elite espanhola branca encarregada da administração político/econômica utilizava massivamente à mão-de-obra indígena, para fazer a sua riqueza e da Espanha para onde a prata era escoada a fim de sustentar as políticas imperiais dos Habsburgos e manter a coroa solvente frente a credores alemães, flamengos e genoveses. O ciclo da prata terminou por volta de 1750 quando as minas esgotaram-se. O custo humano foi incalculável<sup>76</sup> mas isto não impediu a manutenção do sistema produtivo nos ciclos extrativos posteriores (estanho<sup>77</sup>, salitre, petróleo, etc.) com seus efeitos divisores sobre a sociedade.

A manutenção deste padrão que privilegia poucos à custa de muitos explica em parte porque o país nunca logrou construir uma coesão econômica/étnica/social/política sólida, fatores que dividem o país em dois grandes blocos distintos, divisão claramente definida pela geografia<sup>78</sup>. A planície boliviana, mais rica, ocidentalizada e próspera é ocupada pelas minorias brancas europeizadas. Herdeiras culturais do modelo excludente espanhol, o único ponto de convergência desta minoria é a convivência com os capitalistas, estrangeiros ou não, para juntos fazerem fortunas à custa do trabalho da maioria indígena da população. De resto ela não tem interesses homogêneos e raramente suas políticas tem pontos de contato com os interesses da maioria indígena. Em contrapartida, o altiplano andino é mais pobre, ocupado pelas mais de 36 diferentes etnias indígenas (às vezes rivais) que sempre foram excluídos da vida econômica e política e do acesso às riquezas que produziram (Gumucio, 1996).

A falta de coesão interna apontada acima teve pelo menos três efeitos sobre a política boliviana. O primeiro é que a política interna é cronicamente instável porque as oligarquias, ao rivalizar entre si com objetivo de se apossar dos recursos do país para seus próprios fins, alteram-se no poder de acordo com os interesses, insatisfações e objetivos do momento. Em função disto o mecanismo normal de transmissão do poder era o golpe de estado: foram mais de 210 em 180 anos e apenas um presidente concluiu o mandato.

O segundo efeito é de cunho econômico/social porque o padrão produtivo reforça a pobreza indígena e com ele a exclusão e divisão interna. Apesar das grandes riquezas naturais do país, a maioria da população boliviana (diga-se indígenas) nunca conseguiu (ou nunca lhe

---

<sup>76</sup> Nas minas a mortalidade atingia até 70%.

<sup>77</sup> As minas de estanho foram descobertas pelo boliviano Simón Patiño em 1900. A Bolívia tornou-se o maior exportador mundial de estanho e chegou a vendê-lo a um preço dez vezes menor do mercado durante a Segunda Guerra. Em 1952 essas minas foram nacionalizadas, mas então estavam esgotadas e Patiño tinha acumulado uma fortuna de US\$ 1,5 bilhão. A parte dos mineradores foi à miséria e a doença.

<sup>78</sup> A divisão é claramente visível também no fato do país ter duas capitais. La Paz é a capital política e fica no altiplano andino. Sucre é a capital administrativa e constitucional e fica na planície.

foi permitido) ter acesso aos benefícios gerados pela exploração destas riquezas. Hoje a Bolívia é o país mais pobre da América do Sul: 67,3% da população vive na linha de pobreza, 47% vive na extrema miséria. Esta situação gera insatisfação e irritação social crônica.

Combinados estes dois efeitos geram um ambiente de incerteza terrível, ainda mais para atuação de companhias petrolíferas e recorrentemente a Bolívia nacionaliza os ativos estrangeiros para resolver problemas econômicos imediatos e para amenizar a tensão social.

O terceiro efeito da divisão interna reflete-se na debilidade da política externa da Bolívia, que pode ser constatada por dois fatores. O primeiro fator é a perda de territórios, que entre 1826 e 1935 atingiu 53%<sup>79</sup> da área original. O processo começou logo após a independência e teve pelo menos três experiências traumáticas. A primeira delas envolveu a disputa pela posse das jazidas salitre<sup>80</sup>, que resultou na Guerra do Pacífico (1879/84) contra o Chile. Além das jazidas os bolivianos perderam os portos de Antofogasta, Cobija, Mejillones e Tocopilla e com eles sua saída para o mar (ver mapas 3.1 e 3.2 nos anexos). A segunda disputa foi com o Brasil em torno da questão do Acre (1903). A terceira disputa traumática foi a Guerra do Chaco (1932/35) travada com o Paraguai e que levou a perda do Chaco e saída boliviana para os rios Paraná e Paraguai (ver mapa 3.2 nos anexos).

As três perdas tiveram o efeito de isolar a Bolívia no centro do continente sul-americano e gerar um clima de ressentimento na população.

O segundo fator em que é possível verificar a debilidade da Bolívia é a sua reduzida capacidade de conduzir uma política externa autônoma. Recorrentemente ela precisa conduzir seus interesses jogando com os interesses de argentinos, chilenos, brasileiros, norte-americanos, paraguaios e peruanos na esperança de manter certa autonomia e tirar alguma vantagem. Mais frequentemente essa fórmula resume-se a uma disputa entre argentinos e brasileiros, os dois países mais importantes da América do Sul.

#### **4.2. Bolívia e Brasil: Diplomacia e Geopolítica antes dos Hidrocarbonetos**

Conforme Mattos (1975 e 1980) a Bolívia tem grande importância estratégica para o Brasil por quatro motivos:

1. É o país com quem o Brasil tem a fronteira mais extensa: 3.423,2km;
2. É o único país que faz parte dos três grandes sistemas continentais: a Bacia Amazônica, a Bacia Platina e do Subsistema do Pacífico;

<sup>79</sup> A área original da Bolívia era de 2.337.406,383 km<sup>2</sup>.

<sup>80</sup> Ou nitrato de sódio (NaNC), então largamente utilizado na Europa para produzir adubos e explosivos.

3. A planície boliviana é extensão natural da Amazônia, Centro-Oeste e da Bacia do Prata;
4. A Bolívia está no centro do continente. Se uma potência dominar a região fatalmente controlará os três subsistemas e lançará um desafio ao Brasil.

Para o Brasil, manter a soberania sobre as fronteiras em comum com a Bolívia tem se revelado mais que um desafio porque três problemas interagem constantemente: garantir a posse do território, encontrar uma atividade econômica que viabilize a ocupação e protegê-la da cobiça internacional. Os dois primeiros problemas esbarram em muitos obstáculos: a mata densa, o clima, os animais, as doenças (com destaque para a temida malária), as distâncias, o desconhecimento quase absoluto da região, os ataques dos índios, a falta de rotas terrestres, o tamanho dos rios, etc. (Mattos, 1975 e 1980).

O terceiro problema sempre foi contornado pelo Brasil de alguma forma. Desde 1498, quando Vicente Pinzón descobriu a foz do Amazonas, Portugal manteve uma política firme e exclusivista, proibindo os navios estrangeiros de navegar pelo rio, impedindo a penetração na região. Só após 1808, com a chegada da corte, a região foi aberta à pesquisa científica. O Império manteve a política portuguesa controlando estreitamente o trânsito da região e proibindo o tráfego a navios estrangeiros (Mattos, 1975).

O controle rígido justificava-se pela cobiça generalizada despertado pelas riquezas naturais da região, que aumentou em 1850 quando o governo dos EUA manifestou seu apoio à companhia de Matthew E. Maury, que propunha a exploração da área por norte-americanos através da abertura da bacia à livre navegação, sob a justificativa de que se o Brasil não tinha condições de aproveitar os recursos da região não devia impedir outros de fazê-lo.

A tática utilizada para desautorizar as pretensões norte-americanas foi a padrão no Império: o uso da diplomacia para adiar indefinidamente a discussão sobre o acesso à região. Também era uma preocupação aumentar a soberania na área, o que levou o governo a elevar o Amazonas a condição de província em 1850, e buscar sua ocupação econômica. Nesse caso o governo estimulou o Barão de Mauá a criar uma companhia de navegação fluvial, que teria obrigação de fundar 60 colônias agrícolas ao longo do rio em troca de um contrato de exploração exclusiva durante 30 anos e subvenção de 160 contos (Mattos, 1975).

Em 1867 o Tratado de Ayacucho definiu as fronteiras da Amazônia, mas conforme Hirst (2005) as pendências foram resolvidas na República Velha (1889-1930) quando o objetivo da diplomacia brasileira era consolidar o espaço territorial do país. Nesse sentido o Barão do Rio Branco priorizou os entendimentos diplomáticos para definir quase 14.500 quilômetros de fronteiras. A tática preferida era a recorrer a solução pacífica das

controvérsias, alcançada por meio de negociações bilaterais ou por arbitragem. As posições brasileiras se fundamentaram em títulos históricos, no princípio do *uti possidetis* (justificado por ocupação efetiva) e na *proteção aos nacionais* brasileiros, em áreas nas quais ainda houvesse dúvidas sobre a legitimidade de soberania. Além da premência para concluir o mapeamento territorial brasileiro, as negociações fronteiriças foram motivadas pelas necessidades geoeconômicas do país. No sul, intensificava-se a colonização do oeste do Paraná e de Santa Catarina, enquanto ao norte avançava na Amazônia a exploração da borracha. A criação de novos espaços econômicos que estimulassem correntes migratórias, parecia uma possibilidade de alívio para as populações do Nordeste, castigadas pelas secas.

Como resultado dessa política em 1900 com a arbitragem da Suíça foi fixada no Oiapoque a fronteira com a Guiana Francesa. Em 1903 era solucionada a questão do Acre com a Bolívia. Em 1904 o Brasil cedeu 2/3 da área do Pirara ao Suriname depois de um laudo arbitral do rei italiano. Em 1909 foram cedidas ao Peru áreas reivindicadas pelos *caucheros* peruanos. Afinal, em 1928, após a interferência dos EUA, a Colômbia desistiu de suas pretensões territoriais no interflúvio Japurá-Solimões.

Os entendimentos com a Bolívia em torno do território do Acre foram mais delicados. As dificuldades em negociar com o país existiam desde que o Brasil reconheceu a independência boliviana em 1831. Segundo Mattos (1975) não se conheciam os limites exatos da fronteira entre os dois países, mas no Brasil já existia a preocupação geopolítica de se estabelecer comunicações com o interior, forma de aproximar-se da Bolívia, do Paraguai e ocupar o centro do continente. A Guerra do Paraguai (1864/70) alertou para o isolamento da região. Para rompê-lo foram propostos vários planos ferroviários, entre eles o de Ramoz de Queirós (1874) e de Oliveira Bulhões (1882) não implementados (ver mapas 3.3 nos anexos).

O problema com o isolamento da região atingiu o clímax no fim do século XIX, onde a extração das “drogas do sertão” (pimenta, madeira, erva mate, etc.) era das poucas fontes de renda, mas em 1850 começou a extração de uma riqueza que apenas a Amazônia parecia ter: o látex. A seca de 1877/80 levou uma onda de nordestinos a invadir o Acre (então território boliviano) atrás dos seringais nativos. Em 1894 foi assinado um protocolo entre os dois países para demarcação da fronteira, daí constatou-se que o Acre pertencia à Bolívia, apesar de já encontrar-se povoada com numerosa população brasileira.

O governo boliviano tentou, sem sucesso, controlar administrativamente a região e em 1901 decidiu arrendá-la a uma companhia norte-americana, a Bolivian Syndicate of the New York City in North America. Alarmado, o Brasil percebeu que os capitalistas estrangeiros



poderiam aproveitar a fragilidade boliviana para ter acesso à região mesmo com os brasileiros negando-o, assim, enquanto tomava medidas enérgicas, enviando tropas à região no início de 1903, Rio Branco iniciou um processo de negociação que previam a opção de compra do Acre. Em 17 de novembro do mesmo ano foi assinado o Tratado de Petrópolis, prevendo que:

1. A Bolívia cedia o Acre ao Brasil em troca de 2 milhões de libras esterlinas<sup>81</sup>;
2. A Bolívia obtinha compensações territoriais em diferentes pontos da fronteira com o Brasil;
3. O Brasil renunciava à parte norte do território acreano;
4. O Brasil construiria, num prazo de quatro anos, uma ferrovia ligando Guajará-Mirim (na fronteira boliviana), a Porto Velho. O Brasil também concederia liberdade de trânsito à Bolívia por esse caminho e pelos rios, até o Oceano.

A Bolívia aceitou o acordo porque sofria de instabilidade política, não tinha harmonia interna, não possuía população suficiente para ocupar a área e era pobre, sem fonte considerável de receita (a mineração de estanho era recente) e precisava de dinheiro. O negócio do Acre foi uma maneira rápida de obter receitas, uma necessidade recorrente na história subsequente da Bolívia. Além da indenização, a exportação de látex era uma das suas esperanças de obter divisas, mas essa só seria viabilizada com o beneplácito do Brasil, que se comprometeu a construir a ferrovia<sup>82</sup> e conceder o privilégio de navegação no Amazonas.

No Brasil, em 1907 foi dada a concessão para construção da ferrovia à companhia norte-americana May, Jeckyll & Randolph controlada pelo norte-americano Percival Farquhar que criou a Madeira-Mamoré Railway Co. O desafio não parecia grande, a ferrovia teria 366 km e costearia o rio Madeira, mas a construção revelou-se uma epopéia e surgiu todo tipo de problema: epidemias, ataques dos índios, problemas de logística, inclemência do clima, etc. Resultado: em 1914 quando a ferrovia foi inaugurada haviam morrido 30.000 pessoas a um custo de 82.000 contos de réis<sup>83</sup>. O pior viria depois: o látex, que justificara o investimento, começava a ser importada da Ásia a um custo muito menor do que era extraído da Amazônia.

Depois desse fracasso as conversações com a Bolívia resumiram-se a inspeções de fronteiras, mas o Brasil, ciente que companhias estrangeiras poderiam utilizar o país como porta para penetrar no Centro-Oeste e Amazônia, reiteradas vezes tentou desenvolver alguma atividade econômica na área como forma de ocupá-la, mas não teve sucesso.

---

<sup>81</sup> US\$ 215,120 milhões em valores de hoje. Os fatores de conversão utilizados nesse trabalho foram obtidos de duas fontes: OCDE e Wikipédia.

<sup>82</sup> A ferrovia era crucial porque as corredeiras no trecho boliviano do rio Madeira impedem a navegação.

<sup>83</sup> Hoje a quantia seria de US\$ 1,1696 bilhão, cerca de US\$ 3,2 milhões por quilômetro, 3 vezes mais do que o custo por quilômetro para uma ferrovia normal.

Quanto à Bolívia, manteve seu padrão histórico-econômico. Ela nada mais tinha a oferecer a não ser matérias-primas que, até a construção do seu parque industrial, o Brasil não tinha condições de absorver. Antes da descoberta do petróleo na Bolívia não se pensou em desenvolver uma atividade conjunta com esse país, mas foi à própria estrutura do setor de hidrocarbonetos que modificou isso. Como e porque isso aconteceu veremos a seguir.

### **4.3. As Primeiras Disputas Pelos Hidrocarbonetos da Bolívia**

Nessa parte apresentaremos a história da indústria boliviana de hidrocarbonetos e porque a Argentina que conseguiu estabelecer um vínculo com a Bolívia no sentido de aproveitar esses recursos e o Brasil não.

#### **4.3.1. Os Hidrocarbonetos na Bolívia até o Final da Guerra do Chaco**

Não se pode dizer que o conhecimento do petróleo é novo para os bolivianos. Ao chegar ao Alto Peru em 1533 Francisco Pizarro encontrou uma refinaria primitiva em funcionamento montada e operada pelos incas, que recolhiam o petróleo de uma fonte natural, armazenando-o em vasilhas. Conforme o relato de Eduardo Ramos, o petróleo era usado como calafetante, tinta, combustível, material de construção, em rituais religiosos e “*como elemento medicinal e de prazer com o qual fabricavam uma espécie de goma de mascar que chamavam de ‘chicle’*” (O’Connor, 1962, pág. 234). Sob a administração espanhola o conhecimento se perdeu e foi apenas em 1896 que Manuel Cellar descobriu acidentalmente o primeiro manancial de petróleo em Mandiyuti.

A primeira grande petrolífera chegou ao país em 16 de novembro de 1921 quando a SONJ criou uma subsidiária boliviana. Esta descobriu petróleo em escala comercial na região de Campo Bermejo em 1924. Porém, logo surgiu um problema técnico para a SONJ: como escoar os hidrocarbonetos bolivianos? A saída pelo porto de Arica (Chile) só seria possível após a normalização das relações entre os dois países, mesmo assim seria necessário construir um oleoduto de 1.482 km cruzando a Cordilheira dos Andes, onde a altitude pode chegar a 3.600 m. Aqui outro problema, o frio, que chegava a  $-40^{\circ}\text{C}$ , podia congelar o óleo e romper o duto, tornando sua operacionalização tão onerosa que seria anti-econômica. O transporte pelo rio Paraguai também é problemático: só pode ser feito em períodos de cheias (entre abril e agosto) através de chatas rebocadas num percurso de 3.500 km até a foz<sup>84</sup>.

---

<sup>84</sup> Até hoje só existe uma solução adequada para o problema: os hidrocarbonetos bolivianos só podem ser escoados a preços competitivos através de dutos que cortem a Argentina ou o Brasil.

Essa última solução era a menos problemática. Um oleoduto cortando o Gran Chaco ligando os campos ao Rio Paraguai resolveria, mas a Bolívia não aceitou as exigências de passagem do governo paraguaio. Para agravar a situação a arqui-rival da Standard, a Royal Dutch/Shell, dominava as regiões meridionais do Chaco impedindo sua passagem.

As diferenças entre Bolívia e Paraguai não eram novas e giravam em torno do Gran Chaco (ou Chaco Boreal), uma região árida e despovoada, então território boliviano. Os bolivianos ressentiam-se da ocupação irregular pelos paraguaios que também bloqueavam o acesso da Bolívia ao rio Paraguai, sua única saída aquaviária desde a perda do litoral. Por sua vez os paraguaios, que tiveram sua economia arruinada pela Guerra do Paraguai (1865/70) ocuparam o Chaco para cultivar erva-mate (produto base da sua economia) e a perda do território poderia significar o colapso da sua economia. Se não bastasse tudo isto se acreditava que a área era rica em petróleo. A disputa envolvendo a SONJ e a Royal Dutch foi o ingrediente que faltava para o início da Guerra do Chaco (15/06/1932 a 12/06/1935).

A Guerra do Chaco ocorreu num momento particularmente ruim para o Brasil por dois motivos. Primeiro, as forças do país estavam voltadas para as questões internas numa tentativa de rearticular sua estrutura econômica/política/social desestruturada pela crise de 1929. Segundo, depois do fim melancólico do ciclo da borracha e do fracasso da ferrovia Madeira-Mamoré a Amazônia caiu na estagnação econômica sem que os brasileiros fossem capazes de encontrar uma alternativa econômica para a região. Frente a esses problemas o Brasil optou pela neutralidade, apenas monitorando os movimentos dos beligerantes (Chiavenato, 1980).

Em contrapartida a Argentina tinha motivos para tomar partido e o fez em favor do Paraguai. Disputando com os brasileiros a proeminência sobre a região os argentinos desejavam obter o controle do petróleo boliviano, aumentando sua influência no Chaco e na Bacia do Prata. Se não bastasse isso a Argentina tinha interesses petrolíferos particulares. A SONJ teve seus ativos expropriados na Argentina em 1922 (em favor da YPF) e desde então ambas travavam uma batalha jurídica onde sobraram trocas de acusações, insultos, boicotes e embargos. Ao apoiar os paraguaios os argentinos esperavam atrair a simpatia da Royal Dutch/Shell na tentativa de enfraquecer a influência da SONJ na região. Isso não apenas afastaria um desafeto como também poderia abrir a possibilidade da YPF assumir o controle do petróleo boliviano (O'Connor, 1959 e Guilherme, 1959).

Durante a guerra a Argentina também assumiu a liderança nas negociações de paz, secundada pelo Brasil. Daí surgiu o grupo de mediação ABCP (Argentina, Brasil, Chile e Peru), ao qual se uniram Estados Unidos e Uruguai. Findas as hostilidades o grupo convocou

a Conferência de Paz conduzida em Buenos Aires entre 1935/38. Para o Itamaraty, a atuação do Brasil na Conferência representou uma oportunidade de aproximação com os vizinhos.

Contrário ao arbitramento da Liga das Nações (de onde se retirara em 1926), o Brasil defendeu a tese de que cabia aos países do continente encontrar uma solução para o conflito e, uma vez aceita esta, alinhou-se com as posições do governo norte-americano defendendo a idéia de criar uma zona intermediária entre as fronteiras dos beligerantes.

Os resultados do conflito foram terríveis para dois países já pobres. A Bolívia perdeu 57.000 soldados; uma área de 235.000 km<sup>2</sup> e a saída para o Rio Paraguai em definitivo. O Paraguai ganhou a guerra e os poços de petróleo da SONJ<sup>85</sup> mas perdeu 43.000 soldados e contraiu uma dívida de US\$ 140 milhões (Chiavenato, op. cit.).

Com a Bolívia necessitando desesperadamente de dinheiro e investimento para a recuperação, ela aceitou iniciar conversações com a Argentina. A Conferência de Paz foi conduzida em Buenos Aires e em breve uma comissão argentina chegava ao Chaco para estudar os problemas econômicos da região. Em novembro de 1935 esta comissão apresentou um informe que alertou a marinha argentina:

*“Hoy, debemos importar, como se ha sostenido muchas veces, una enorme cantidad de petróleo para la gente de la República. Hoy, importamos de México y de Perú, países distantes e incontrolables; mañana, debiéramos reemplazar esa importación con la del producto boliviano (...) no con la intención de terminar el comercio, sino con la de contrabalancear en cantidad y calidad nuestras propiedades petroleras y las crecientes necesidades del futuro”. O informe concluía que: “las rutas de comunicación argentinas están destinadas a desarrollar el Oriente boliviano, y absorber su comercio”. (Las relaciones de la Argentina con Bolivia y Paraguay <<http://www.argentina-rree.com/9/9-051.htm>>, 2005. s/pág.).*

As tratativas entre Argentina e Bolívia começaram em setembro de 1936 com as discussões sobre a possível construção de uma ferrovia entre Yacuiba (Argentina) e Santa Cruz de la Sierra (Bolívia). Em meio às negociações os bolivianos realizaram a primeira nacionalização dos hidrocarbonetos. Em 21 de dezembro de 1936 o governo do General David Toro determinava que todas as concessões petrolíferas caducariam em 13 de março de 1937 quando os ativos das petroleiras (diga-se SONJ) passariam sem indenização para o controle de uma estatal, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Os bolivianos justificaram o ato acusando a SONJ de evasão fiscal, fraude contábil, contrabando

<sup>85</sup> Em 1944 a Chevron e a Unocal receberam permissão do Paraguai para realizar pesquisas de lavra no Chaco Boreal. 5 poços foram abertos e lacrados e em 6 de outubro de 1944 os paraguaios, através do Decreto-Lei nº 5.449 concederam as duas companhias a exclusividade de E&P durante 60 anos sobre 80.000 km<sup>2</sup>. As pesquisas nesta área só puderam ser retomadas em 6 de outubro de 2006 (Chiavenato op. cit.).

de petróleo e ingerência na política local<sup>86</sup>. Na verdade o ato tinha motivações bem mais complexas, a começar pelas relações Argentina-SONJ (O'Connor, 1959 e 1962).

Ao acenar com um possível acordo ferroviário/petrolífero os argentinos abriram a perspectiva de romper o isolamento político/econômico da Bolívia, num momento que ela precisava de renda para enfrentar a crise econômica e honrar dívidas de guerra. Mas a SONJ já havia sinalizado aos bolivianos que não aceitaria aumento de impostos e jamais participaria de um acordo com os argentinos. Para piorar a situação, havia agora o bloqueio total do Chaco e era claro que nem os EUA (em crise e sob o New Deal), nem Chile (por ser muito débil) e nem o Brasil (por ter seus próprios problemas) se interporiam a Argentina. Assim, nada mais restava a Bolívia senão assumir o controle do seu petróleo e aceitar a oferta argentina. Porém, a SONJ não desistiu e conseguiu cobrar dos bolivianos uma indenização de US\$ 1,7 milhões<sup>87</sup>.

Daí em diante as negociações argentino-bolivianas progrediram. Em 17/09/1937 os países fechavam dois acordos, um regulamentando o tráfego fronteiriço e outro para estudar o traçado de uma ferrovia entre Yacuiba e Santa Cruz de la Sierra. Em 19/11/1937 era fechado um acordo sobre o transporte de petróleo. Por este tratado a Argentina comprometia-se a: 1) auxiliar a Bolívia a desenvolver suas jazidas petrolíferas; 2) armazenar e transportar o petróleo boliviano através da Argentina, sem cobrar tarifas; 3) controlar os depósitos e caminhões usados no transporte de petróleo entre os dois países; 4) deter o monopólio sobre o transporte de petróleo e derivados que lhe pertenciam; 5) importar da Bolívia 2.220.000 bpa; e 6) considerar como petróleo boliviano apenas o produzido pela YPF.

Três países logo se alarmaram com o acordo. O primeiro deles foi os EUA. O subsecretario de Estado norte-americano avisou que a Argentina estava comprando petróleo de um país que não detinha a posse legal dos seus poços, alertando-a para não cometer um ato que os EUA considerariam “inamistoso”. Entretanto, nessa época Roosevelt tinha outro problema para resolver: recuperar a economia do país e assim não interveio.

O segundo país incomodado foi o Paraguai porque o tratado de vinculação ferroviária entre Yacuiba y Santa Cruz previa um traçado que devia passar por um território então ocupado por forças paraguaias, que seria objeto nas negociações de paz. Para contornar o problema os argentinos tiveram que fechar um tratado comercial com os paraguaios.

---

<sup>86</sup> As mesmas razões seriam invocadas para justificar as nacionalizações de 1969 e de 2006.

<sup>87</sup> A SONJ utilizou sua influência política junto ao Departamento de Estado para pressionar a Bolívia. A indenização (US\$ 21,233 milhões em valores atuais) foi paga em 1942.

O terceiro país foi o Brasil, de longe a parte mais interessada por quatro motivos. Primeiro eram pelos motivos geopolíticos já expostos anteriormente e nesse caso a Argentina estava conseguindo implementar a sua política para o Prata. Em segundo lugar o Brasil ainda devia parte da indenização acertada em 1903, o que poderia ser utilizado como justificativa para a Bolívia fazer algum tipo de reclamação. O terceiro motivo era que o projeto desenvolvimentista conduzido pelo Estado Novo necessitava de superávit de petróleo para implantar a política de industrialização. Nessa época as pesquisas de lavra de hidrocarbonetos no Brasil haviam se mostrado decepcionantes. Em contrapartida, pelos conhecimentos geológicos da época, acreditava-se a Bolívia tinha grandes jazidas de petróleo (Hage in: Haag, 2006). O quarto motivo era de ordem interna. Havia uma preocupação constante do governo Vargas com a possibilidade das forças de oposição utilizar os países limítrofes para suas atividades políticas. Este tipo de atitude manifestou-se em 1932, durante a Revolução Constitucionalista de São Paulo. Os revoltosos paulistas atuaram nos países vizinhos, especialmente os que possuíam fronteiras com o Paraná e Mato Grosso, utilizando esse caminho para passagem de armas em troca de café, via porto de Buenos Aires.

Em 21 de agosto de 1938 em Buenos Aires era fechado o Tratado de Paz, Amizade e Limites entre Bolívia e Paraguai aumentando a urgência brasileira. A necessidade de bloquear a Argentina ao mesmo tempo em que viabilizava o seu próprio projeto nacional e resolvia antigas pendências levou o Brasil a propor o primeiro acordo com a Bolívia tendo como assunto os hidrocarbonetos. Nasceu daí o Tratado de Roboré (nome da cidade boliviana onde o foi assinado) com a Bolívia de 25 de novembro de 1938. Nele o Brasil fazia praticamente as mesmas ofertas da Argentina: 1) a Bolívia concedia ao Brasil uma área de 34.000 km<sup>2</sup> entre as províncias de Cochabamba e Potosí para explorar petróleo; 2) o Brasil criaria uma autarquia que seria responsável por instalar e explorar refinarias, criar meios de transporte e distribuir no mercado brasileiro o petróleo importado e seus derivados, dando preferência sempre, em igualdade de condições, ao petróleo boliviano; 3) seria construída uma ferrovia entre Santa Cruz de la Sierra e Santos, por onde os bolivianos poderiam escoar seus produtos e o seu petróleo sem tarifas; 4) os custos bolivianos da ferrovia seriam arcados pelo Brasil em troca do abatimento das pendências do Tratado de Petrópolis; e 5) em troca dos débitos bolivianos contraídos com a construção da ferrovia o Brasil aceitava o petróleo a ser explorado.

O acordo com a Bolívia dificilmente deixaria de estabelecer um vínculo estrutural com esse país em função da própria configuração da indústria petrolífera que, como vimos no capítulo 2, é grande demandante de capitais, tecnologia e conhecimento técnico, sendo quase

impossível isolar completamente países produtores e consumidores, além do que, a dupla natureza dos hidrocarbonetos o torna imensamente estratégico. Por isso, operações conduzidas pelos mesmos capitais em países diferentes resultam na interdependência, que é estrutural e politicamente mais profunda do que a no caso de uma ligação ferroviária (Sampson, op. cit.; Yergin, op. cit. e Cechi op. cit.).

Não foi o que aconteceu nesse momento. Conforme Minadeo (op.cit.) o Tratado de Roboré era uma peça de ficção porque o Brasil de então não dispunha de capitais para tal empreitada e estava iniciando seu processo de industrialização (o que absorvia toda a atenção interna), além disso, o país não tinha qualquer conhecimento técnico na área petrolífera e nem mesmo uma companhia capaz de conduzir uma integração da espécie proposta.

#### **4.3.2. A Argentina Firma Posição**

Ao contrário do Brasil a Argentina não tinha tantos problemas, o que logo ficou claro com as ofertas monetárias, facilidades, vantagens bem como a assistência técnica para os bolivianos operar as instalações da SONJ. Assim os argentinos ocuparam o espaço aberto. Em 2 de abril de 1940 foi assinada uma ata onde adiantariam aos bolivianos os fundos necessários para construção da primeira trama da ferrovia Yacuiba-Santa Cruz; adiantaria 500.000<sup>88</sup> pesos para abrir novos poços nas jazidas de Samandita e construiria um oleoduto entre Bermejo (Bolívia) e Orán (Argentina). Em troca o governo boliviano dava como garantia os hidrocarbonetos a serem encontrados. Também foi assinado um protocolo para facilitar os tramites alfandegários entre os dois países e uma nota para construir uma linha telegráfica entre Aguaray e Yacuiba (Las relaciones de la Argentina con Bolivia y Paraguay).

Finalmente, em 10 de fevereiro de 1941 era assinado em Buenos Aires o Tratado de Vinculación de Ferrocarriles, o acordo final entre Argentina e Bolívia. O Governo argentino adiantaria a Bolívia os recursos para a construção da primeira trama da ferrovia Yacuiba-Santa Cruz-Sucre; adiantaria a soma de 2.000.000<sup>89</sup> de pesos para abertura poços em Samandita e construiria um oleoduto entre Bermejo e Orán. Sobre as somas adiantadas pela Argentina incidiria um juro de 3% a.a., e amortização de 5% a.a., reembolsáveis com hidrocarbonetos, pesos argentinos, dólares americanos, ou outra moeda de curso universal. Em troca os bolivianos davam como garantia o produto da venda dos hidrocarbonetos das zonas petrolíferas cortadas pela ferrovia Yacuiba-Santa Cruz-Sucre e pelo oleoduto Bermejo-

---

<sup>88</sup> Hoje: US\$ 1.274.418,60

<sup>89</sup> Hoje: US\$ 5.097.674,42

Orán. Observe-se que como garantia a Bolívia ofereceu a Argentina o petróleo a ser descoberto em zona previamente oferecida ao Brasil no Tratado de Roboré.

Em 6 de fevereiro de 1942 era complementado o acordo ferroviário. Os argentinos adiantaram 12.200.000<sup>90</sup> pesos para os bolivianos construírem a trama fronteira-Villa Montes da ferrovia Yacuiba-Santa Cruz de la Sierra. Em contrapartida a YPFB venderia a YPF todo petróleo produzido em Bermejo (1.110 bpd) durante 10 anos, podendo reter o excedente. A YPF tinha autorização para construir um oleoduto entre Bermejo e Río Pescado. Também era prevista a construção de uma estrada unindo Potosí y Tarija à rede viária argentina. Para tal a Argentina adiantaria a soma de 10.000.000<sup>91</sup> de pesos, fazendo mais adiantamentos quando necessários. A garantia era o petróleo produzido nos campos de Bermejo.

Depois disso durante 58 anos (até 1999) a Argentina transformou-se no país da região mais importante para Bolívia. Seu único contraponto eram os EUA. Os argentinos forneceram assistência técnica e treinamento para os bolivianos construírem duas refinarias, postos e operarem os campos. Com o tempo as relações bilaterais entre os dois países resumiram-se apenas a questão dos hidrocarbonetos. Esta teve mais importância a partir de julho de 1968 quando foi firmado um contrato de exportação do gás natural boliviano para a Argentina. Era o primeiro do gênero na América do Sul. Pelo contrato seria construído um gasoduto entre o campo de gás de Colpa (Bolívia) e Pocitos (Argentina); o contrato teria validade de 20 anos; seriam importados 4,2 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural (ampliado para 6 mm<sup>3</sup>/dia em 1979). A exportação iniciou em maio de 1972 e por 27 anos a Argentina foi o único cliente da Bolívia.

Conforme William Torres Armas (in: Torrecilla, 2005) a venda de gás natural dominou a relação bilateral entre os dois países e nos anos 80 com a crise do preço do estanho a venda de gás natural para Argentina respondia por 40% das exportações bolivianas e 47% dos ingressos do Tesoro General de la Nación (cerca de US\$ 166 milhões por ano).

Enquanto isto, e apesar da retórica em prol da aproximação com os países da América do Sul, outros fatores prendiam a atenção do Brasil, em especial o processo de industrialização de cunho nacional-desenvolvimentista, que dominou a agenda diplomática do país. Como isso afetou a relação Bolívia-Brasil será visto na sessão seguinte, como veremos, depois de constatado que a Bolívia poderia possuir grandes reservas de hidrocarbonetos eles nunca mais deixaram de ser assunto nas conversações entre os dois países.

---

<sup>90</sup> Hoje: US\$ 30.586.046,51

<sup>91</sup> Hoje: US\$ 25.070.529,93



#### **4.4. A Bolívia e o Brasil nos Anos de Interlúdio (1938 a 1985)**

No Brasil, o período que vai de 1930 a 1989 é caracterizado pelas políticas do nacional-desenvolvimentismo. O país despendeu imensos esforços para construir um parque industrial suficientemente grande e diversificado para atender as demandas de uma moderna sociedade industrial, realizar as potencialidades do país e aumentar sua possibilidade de inserção mundial de forma bem-sucedida. Nesse período foi construída a indústria elétrica (Eletrobrás), nuclear (Nucleobrás), petrolífera (Petrobras), petroquímica (Petroquisa), siderúrgica (CSN), entre outras. No governo Costa e Silva foi implementado o projeto nacional-desenvolvimentista através do “tripé econômico” que conjugou capital Estatal, capital nacional privado e capital estrangeiro, onde o capital estatal teria participação decisiva como indutor de investimentos.

Conforme Almeida (1998), Silva (2004) e Vizentini (2004) a política externa brasileira sofreu mudanças durante todo esse período, em parte como reflexo da alteração da matriz econômica. Como país em industrialização, o Brasil tornou-se demandante de combustíveis e exportador de bens industrializados.

##### **4.4.1. Sob o Tratado de Roboré (1938 a 1958)**

Por 20 anos o relacionamento Bolívia-Brasil foi conduzido no âmbito do Tratado de Roboré. Nesse período enquanto inúmeros problemas emperraram o andamento da questão dos hidrocarbonetos, foram implementados outros dispositivos do Tratado.

No primeiro período Vargas (1930/45) quase toda atenção da política externa voltava-se à obtenção de vantagens comerciais barganhando principalmente com a Alemanha e EUA, sendo que obter uma siderúrgica era o maior de todos os objetivos. Depois do advento da Segunda Guerra Mundial, além da natural preocupação com um conflito de tais dimensões, o Brasil conseguiu negociar a siderúrgica com os EUA em troca de, entre outras coisas, a seção de bases militares no nordeste.

Mesmo tendo estas prioridades, o Brasil procurava manter o bom relacionamento com os países sul-americanos e nesse sentido tentou aproximar-se dos bolivianos, mesmo após o acordo Argentina-Bolívia. Uma das demandas do Brasil era que os bolivianos definissem qual a área da concessão coberta pelo Tratado de Roboré já que a região prometida aos brasileiros era a mesma prometida à Argentina. Enquanto os bolivianos não resolviam à questão, o Brasil continuou construindo a ferrovia acertada apesar das dificuldades em importar trilhos dos EUA durante a Segunda Guerra. Em 1943 o Brasil aceitou como pagamento da parte

boliviana os estudos geológicos da SONJ que indicavam reservas cujo valor seria de US\$ 901.788.000,00<sup>92</sup>. Daí para frente o Brasil custeou sozinho a ferrovia.

Sob o Governo de Eurico Gaspar Dutra (1945/50) a diplomacia brasileira alinhou-se completamente aos EUA, esperando tirar algumas vantagens como aliado preferencial. Entretanto, a situação não era a mesma de pré-guerra: era época de Guerra-Fria e os EUA não estavam dispostos a fazer concessões ainda mais porque o Brasil não tinha quem usar como contraponto (a não ser a URSS). Nesse contexto, na América do Sul houve apenas algumas conversações. Uma delas foi sobre a concessão petrolífera acordada em Roboré. Em 1950 a Bolívia decidiu que ao norte do rio Parapeti a área era para o Brasil ao sul para a Argentina.

No segundo Governo Vargas (1951/54), com a indústria siderúrgica já em pleno funcionamento e o país necessitando de petróleo, voltou o interesse brasileiro sobre os hidrocarbonetos bolivianos. A proposta foi bem recebida pelo governo de Víctor Paz Estenssoro, que precisava de dinheiro. Assim, a reaproximação se fez com as Notas Reversais de 17 de janeiro de 1952 onde o Brasil conseguiu que a Bolívia delimitasse precisamente a área reservada aos futuros trabalhos de empresas brasileiras para os quais ambos os países concordaram em contribuir com US\$ 1 milhão cada, ficando o Brasil responsável por adiantar a parte correspondente à Bolívia.

Pouco depois a Bolívia entrava em convulsão. Sob pressão dos sindicatos e partidos de esquerda, em 31 de outubro de 1952 Paz Estenssoro proclamava a Revolução e era publicada a Ata de Independência Econômica da Bolívia, que promoveu uma série de reformas, entre elas a agrária e a nacionalização das minas de estanho<sup>93</sup>. Mas o ambiente era pouco propício para uma revolução com matizes esquerdistas. Conforme Bandeira (2006a) a Bolívia dependia do mercado norte-americano para as exportações de cobre e estanho e o clima de Guerra Fria impunham cautela e moderação. Alguns dias depois, num discurso diante da COB Estenssoro amenizou o furor dos mais exaltados ao lembrar que:

*“É possível dizer que podemos fazer um túnel para sair além dos mares e vender nosso estanho. É uma frase bonita que arranca aplausos, mas a realidade é outra, porque necessitamos de dólares para a nossa subsistência”* (Bandeira, 2006a).

---

<sup>92</sup> Hoje: US\$ 9.883.596.480,00.

<sup>93</sup> Nessa ocasião foi criada a Corporación Minera Boliviana (Comibol) para administrar as minas.

Com isso o presidente deixava claro que a Bolívia não era uma ilha, que era necessário comercializar o estanho e o país enfrentava embargos do Chile e do Peru, de cujos portos dependiam suas exportações.

Paz Estenssoro não se enganou. Ao contrário de 1937 os EUA não estavam dispostos a tolerar desafios e reagiram fazendo pressão através do preço do estanho. Em busca de fundos, Paz Estenssoro sinalizou para o Brasil com a possibilidade de um novo acordo ferroviário-petrolífero e em 12 de agosto de 1953 eram assinadas novas Notas Reversais sobre o Tratado de 1938. Desta feita cada país dobrava o valor prometido pelas Notas de 1952, ou seja, US\$ 2 milhões<sup>94</sup> cada, ficando o Brasil novamente responsável pela parte boliviana.

Para a Bolívia a boa vontade do Brasil foi de pouca valia. Sem coesão interna e com os problemas econômicos se avolumando em 1953 o governo Paz Estenssoro foi obrigado a capitular frente aos EUA e logo depois deu uma concessão de 200.000 km<sup>2</sup> as petrolíferas norte-americanas em troca de uma ajuda de US\$ 22 milhões<sup>95</sup>. Isso neutralizou a investida brasileira. Depois da morte de Vargas o governo Café Filho, francamente pró-americano, liquidou a proposta, quando o Ministério da Fazenda informou ao Itamaraty que não poderia fornecer o dinheiro (Bandeira, 2006a).

Para consolidar o domínio das petrolíferas norte-americanas em 29 de outubro de 1956 era promulgado o novo “Código del Petróleo” boliviano, também conhecido como “Código Davenport” por ter sido redigido em New York pelo advogado Henry Holland, especializado em assuntos petrolíferos. Ele determinou que as empresas seriam taxadas em 18%, podendo reter 82% dos lucros<sup>96</sup>. O artigo 21 desse código protegia os interesses norte-americanos. Por ele ficava proibida a atuação de petrolíferas estatais e para-estatais na Bolívia. O dispositivo jurídico tinha um alvo: impedir que a recém-nascida Petrobrás e a YPF (leia-se Brasil e Argentina) atuassem na Bolívia (Mascarenhas, 1959).

Com a concessão em mãos e protegidas pelo novo código as petrolíferas norte-americanas iniciaram as operações, mas o insucesso das pesquisas de lavra fez com que elas se retirassem até restasse apenas a Gulf Oil Co. Os estudos da Gulf logo mostraram que a Bolívia era rica sim em hidrocarbonetos, não sob a forma de petróleo, mas sob a forma de gás natural, não obstante existia um empecilho: as jazidas estavam a uma profundidade média de 3.445 m. Como a YPF não tinha condições de explorá-las o governo entregou-as a Gulf Oil, que em 1961 confirmou a existência de campos de gás em Caranda, Colpa e Rio Grande.

---

<sup>94</sup> Hoje: US\$ 13.460.000,00.

<sup>95</sup> Hoje: US\$ 134.600.000,00.

<sup>96</sup> São as mesmas percentagens fixadas no Decreto Supremo 1.689 após a reprivatização do setor em 1996.

Entretantes, em 1955 a ferrovia Santa Cruz de La Sierra-Santos estava quase pronta (ver mapa 3.4 nos anexos). Conforme Minadeo (op. cit.), a Bolívia não tinha como pagar sua parte, assim em 1956 o presidente eleito Hermán Silles Zuazo visitou o Brasil e confirmou a validade do Tratado de 1938, mas insistia em sua atualização. A idéia dos bolivianos era trocar sua parte da dívida na ferrovia por uma concessão petrolífera em que o Brasil aceitasse como pagamento o petróleo a ser descoberto. Dessa aproximação surgiu a Comissão Mista Permanente Brasil-Bolívia.

No caso dos hidrocarbonetos o governo brasileiro solicitou a Petrobras à definição das bases para as novas negociações, que não se afastaram do espírito do Tratado de 1938, mas tinham reais vantagens práticas. O empecilho era o artigo 21 do código do petróleo boliviano, mas Zuazo deu garantias de que iria suprimi-lo. Ante essas perspectivas o presidente da Petrobras, Idálio Sardenberg, foi a Bolívia, mas a recepção foi péssima (Minadeo, op. cit.).

A resistência boliviana em aceitar um acordo com o Brasil tinha um fundamento. Por essa época já era visível para todos os vizinhos que o Brasil podia ser pobre, mas era desproporcionalmente grande quando comparado a eles. Conforme Hage (op. cit.) a negociações que estabeleceram as fronteiras do país quase sempre acabaram em favor do Brasil, gerando desconfiança de um “imperialismo” velado, desconfiança aumentada quando o Estado Novo (decretado em 11 de novembro de 1937) adotou abertamente uma política de industrialização. Daí em diante nunca cessou o temor de que o Brasil exercitasse uma “divisão do trabalho latino-americana”, em que ele exportasse produtos manufaturados e forçasse os sócios a se concentrar na exportação de produtos primários. Esses sentimentos foram mais bem expressos em 1952 quando um deputado boliviano declarou:

*“Señores Disputados: un vecino poderoso confiado quizá em su propia fuerza pretende desconocer al derecho, pero el pueblo boliviano debe asumir una defensa heroica de sus atributos.”* (Hage in: Haag, op. cit, s/pág.)

Os bolivianos demonstraram abertamente que consideravam a perspectiva da presença de uma companhia brasileira como prova do expansionismo do Brasil. Além disso, diziam através da imprensa que seria mais difícil expropriar o patrimônio de uma estatal do que de uma companhia privada, como acontecera com a SONJ em 1937 (Minadeo, op.cit.). Em tal ambiente os negócios não prosseguiram. Caberia ao Governo JK retomar as conversações.

#### 4.4.2. Das Notas Reversais ao Golpe (1958 a 1964)

No governo de Juscelino Kubitchek (1955/1960) as atenções se voltaram para a conclusão do projeto de substituição de exportações. JK também se mostrou favorável a uma aproximação com a América Latina. Exponente nesse sentido foi o lançamento da Operação Pan-americana (OPA) em 1958. Nesse período, conforme Silva (2004), Antônio Correa Lago, chefe da Divisão Econômica do Itamaraty, definiu dez pontos no tocante a integração da região: 1) definição da política econômica e comercial brasileira na América Latina; 2) definição de uma política de exportação de manufaturados brasileiros; 3) definição da posição brasileira diante do mercado regional latino-americano; 4) definição da política brasileira de trigo no tocante ao abastecimento de 1958; 5) negociações comerciais com a Argentina; 6) negociações comerciais com o Uruguai; 7) negociações com o Equador; 8) negociações com a Bolívia; 9) negociações com a Colômbia; 10) negociações com os EUA.

No âmbito do ponto 8 o Brasil fez a segunda proposta relativa aos hidrocarbonetos da Bolívia, também com o interesse em resolver definitivamente as pendências do Tratado de Roboré. Assim, em 29 de março de 1958 foram assinadas as Notas Reversais do Acordo de Roboré, um total de 28 protocolos (10 ainda vigoram), onde ficou acordado que:

1. A área de concessão brasileira seria reduzida de 34.000 km<sup>2</sup> para 13.500 km<sup>2</sup> (ver mapa 3.5 nos anexos)
2. Seriam criadas companhias particulares brasileiras para pesquisar, explorar e transportar o petróleo na Bolívia. Note-se: como estatal a Petrobras não podia atuar na Bolívia.
3. A Bolívia assumiria total controle sobre a área concedida se as empresas brasileiras não encontrassem petróleo em 18 meses.
4. O Brasil compraria 100.000 bpd da Bolívia;
5. O Brasil construiria um gasoduto e um oleoduto ligando Santa Cruz ao Sudeste do Brasil.
6. O Brasil compraria todo gás natural produzido na Bolívia.
7. O Brasil também se comprometeu a construir a infra-estruturas proveitosas para a Bolívia, em especial uma ferrovia entre Santa Cruz de La Sierra e Corumbá (concluída em 1958) para a qual os bolivianos deram como garantias o petróleo a ser encontrado.

O acordo não foi implementado porque uma vez conhecidos os termos das Notas Reversais houve furor generalizado no Brasil. O pivô da insatisfação era a participação ou não da Petrobras nos acordos. Desta feita a campanha nacionalista teve duas mãos: à esquerda, comandada pelo Partido Comunista e a direita, comandada por Carlos Lacerda. Ambos faziam

coro ao dizer que o tratado não contemplava o interesse nacional e defendiam a tese que caberia a Petrobras comandar a operação. Além disso, alguns setores militares, ferrenhos defensores da Petrobras, ficaram furiosos porque ela teria que comprar um petróleo ainda não explorado e, segundo eles, se nada fosse encontrado, os capitais ficariam com os bolivianos que certamente os repassariam aos norte-americanos. Dentro da Petrobras a ira resultava do fato da estatal não ter sido consultada sobre a obrigatoriedade de comprar hidrocarbonetos e construir dutos sem ter as mínimas garantias de retorno do investimento. Somando prós e contras, os opositores do acordo suspeitavam que na verdade as Notas visavam descapitalizar a estatal em benefício das petrolíferas norte-americanas. A questão acabou em CPI e demissão de todos os funcionários públicos envolvidos no negócio (Nassif, 2006).

De qualquer modo, do lado boliviano as Notas foram rechaçadas pelo mesmo temor nacionalista já expresso em 1956, com a invocação do artigo 21 do código do petróleo.

Conforme Minadeo (op. cit.) esse novo acordo fracassou por que:

1. O Itamaraty havia prometido mais do que o Brasil podia fazer;
2. A concessão foi negociada por governos. Como não se fizera prospecções geológicas seria impossível convencer uma empresa privada se interessar pelo projeto;
3. No Brasil houve excesso de demagogia e discursos inflamados de políticos, autoridades e pessoas públicas, em contrapartida, houve pouca análise técnica objetiva;
4. Na Bolívia imperava o caos. O governo era recente e precisava desesperadamente de dinheiro. Isso explicaria sua política totalmente desencontrada: nacionalização de minas, reforma agrária e abertura do setor petrolífero para o capital norte-americano. Era temerário investir num país que apresentava tantas incongruências. Observe-se que a Gulf continuou operando na Bolívia, mas o país estava sob intensa pressão do governo norte-americano.

Ainda conforme o autor tantos problemas geravam um péssimo ambiente para qualquer companhia se interessar pelo projeto, justamente no setor petrolífero onde estabilidade política é condição *sine qua non* para elas operarem. Assim, os únicos resultados positivos das Notas Reversais foram à delimitação definitiva das fronteiras entre os dois países e a regularização do trânsito ferroviário e de pessoas.

Concluindo, Minadeo diz que a lição dada por 20 anos de negociações mal-sucedidas em relação aos hidrocarbonetos, é que nenhuma parte envolvida tinha a mínima idéia do tamanho do empreendimento, muito menos dos volumes de recursos necessários. Para o autor se houve algum favorecido foi à Bolívia que soube jogar com os interesses de argentinos e brasileiros para obter dinheiro, obras de infra-estrutura e acordos comerciais favoráveis.

#### **4.4.3. Durante o Regime Militar (1964 a 1985)**

Conforme Silva (2004) no início dos anos 60 o Brasil era visto como possuidor da mais moderna e diversificada estrutura industrial do mundo subdesenvolvido, tendo sido capaz de realizar com notável grau de sucesso a transição de um desenvolvimento industrial baseado no protecionismo às atividades voltadas para o atendimento exclusivo do mercado interno, para uma fase de abertura crescente ao exterior.

Dentro desse âmbito, no Governo de Jânio Quadros (1961) aconteceu um fato de suma importância: a instrução 204 da Sumoc de 1961 realizava uma reforma monetária e desvalorizava a moeda favorecendo as exportações. Era um indicador que o Brasil lograra êxito no processo de substituição de importações. Sintomático nesse quadro foi o lançamento da Política Externa Independente (PEI) através do qual o país passou a se preocupar em obter mercados internacionais para colocar seus produtos, aproximando-se à África, América Latina (através da ALALC), China, Europa do Leste e URSS.

Depois da renúncia de Jânio, o Governo João Goulart (1962/64) deu continuidade a PEI, mas isso mudou substancialmente em 31 de março de 1964 com golpe militar. Segundo Vizontini (op. cit.) a política externa sob o Governo Castello Branco (1964/67) voltou-se para o realinhamento com os EUA, abertura aos capitais externos, acordos bilaterais e abandono das iniciativas no âmbito da PEI e da OPA. Essa política externa visava atender os interesses da burguesia nacional internacionalizada construindo um modelo de desenvolvimento dependente e associado. Nele caberia ao Estado a tarefa de incrementar a expansão dos bens de capital, favorecer os capitais internacionais para a expansão dos bens de consumo para a classe média e deixando a produção dos bens de consumo popular para a insipiente indústria nacional. Como conseqüência o mercado interno seria insuficiente para absorver a produção, forçando a diplomacia a buscar mercados no exterior. Esse foi um dos motivos que levaram o Brasil a se reaproximar da América Latina.

Nesse ambiente as conversações com a Bolívia foram principalmente econômicas, envolvendo a ligação ferroviária, o comércio fronteiriço, a compra de látex e pela terceira vez aventou-se uma proposta de aproveitar os hidrocarbonetos bolivianos. Conforme Silva (2004) em 1965 formou-se um grupo de trabalho com a finalidade de propor ao Presidente a retomada das conversações visando à construção de um gasoduto entre Santa Cruz de La Sierra e São Paulo. Em 5 de novembro de 1965 esse grupo apresentou uma proposta recomendando o projeto com base nos seguintes argumentos:

1. O Brasil teria acesso a uma fonte de gás natural;
2. A matriz energética teria um complemento melhor com o gás, combustível mais barato, menos poluente e mais flexível no uso industrial e doméstico;
3. Melhorar-se-ia o perfil geoeconômico da região sudeste e centro-oeste, pois uma planta de fertilizantes poderia ser construída no Paraná;
4. Criar-se-ia uma fonte estável de divisas para a Bolívia, que poderia absorver a produção da indústria paulista;
5. Em Corumbá poderiam ser construídas usinas termoeletricas e uma usina de redução capaz de beneficiar o minério de ferro e manganês vindo de Urucum;
6. Poderiam ser construídas indústrias leves e usinas termoeletricas no eixo Campo Grande/Três Lagoas e oeste paulista;
7. A norte-americana Tennessee Gas interessara-se pelo projeto, o que facilitaria a obtenção do financiamento.

Também se argumentou que se havia intenção de interiorizar o parque industrial brasileiro esse projeto era uma boa alternativa porque o gasoduto poderia terminar em Bauru e daí ser dirigido para o Paraná e Triângulo Mineiro. Apresentado ao Conselho Nacional de Segurança o projeto foi bem recebido, mas depois de pedir vistas, o Marechal Costa e Silva objetou dizendo que era arriscado confiar o suprimento de gás a um país instável como a Bolívia, onde os problemas políticos poderiam levar a interrupção do fornecimento, paralisando o parque industrial paulista. Também alegou que era necessário preservar a estrutura de refino da Petrobras. Apesar da tentativa de se rebater esses argumentos, Castello Branco entendeu que era necessário uma análise mais aprofundada e nomeou um grupo de estudos que tinha à frente o General Ernesto Geisel. As negociações não foram concluídas e pela terceira vez adiava-se o projeto de vínculo com a Bolívia centrado nos hidrocarbonetos.

No governo Costa e Silva (1967/69) houve a ruptura com a diplomacia de Castello Branco. Sob o conceito de *Diplomacia da Prosperidade* foram retomadas as linhas gerais da PEI, voltando à política externa para a autonomia e o desenvolvimento. Para a América Latina isso significou uma redução das relações, que ficaram restritas ao âmbito da OEA e ALALC.

O Governo Costa e Silva foi uma época de definições importantes. Para começar, na Bolívia se confirmavam os temores expressos em 1965. O descontentamento e irritação social levaram a nova instabilidade política seguida do golpe do General Alfredo Ovando Candia (1969/70). A 17 de outubro de 1969 Candia baixava o Decreto Supremo 8.956 determinando



a segunda nacionalização do setor. O ato teve forte influência do líder socialista e então ministro dos hidrocarbonetos Marcelo Quiroga Santa Cruz<sup>97</sup> e contou com apoio dos nacionalistas e partidos de esquerda. Dessa vez a prejudicada era a Gulf. A justificativa para a expropriação foi idêntica à utilizada para o caso da SONJ em 1937. A Gulf reagiu e conseguiu que o governo dos EUA retaliasse duramente os bolivianos: suas exportações foram bloqueadas, a construção do gasoduto com a Argentina foi suspensa (pela retenção de equipamentos na fronteira), os desembolsos do BIRD foram congelados. Os bloqueios foram suspensos depois que o Estado pagou uma indenização de US\$ 78 milhões<sup>98</sup>.

Outra definição importante é que os militares passaram a desaprovar veementemente qualquer projeto externo envolvendo a Petrobras. Duas razões justificavam esta postura. A primeira delas era a visão política que tinham da estatal. Considerada altamente estratégica, ela estava fazendo jus à confiança que nela se depositava como garantidora do abastecimento interno, ainda mais num momento de grande crescimento econômico e grande demanda de combustíveis. Os militares sequer permitiam que ela fosse criticada e rechaçavam a idéia de sua exposição externa (Contreras, 1994).

A segunda razão é que o regime tinha outros planos para a Petrobras como vimos no capítulo 3: ela seria peça central para a consolidação do projeto nacional-desenvolvimentista, complementando o parque industrial através do “tripé econômico”, onde participariam o Estado como indutor do crescimento, capital privado internacional e capital privado nacional. Com a criação da Petroquisa (Decreto-Lei 61.981 de 28 de dezembro de 1967) a Petrobras era transformada no pivô dos interesses que giraram em torno da construção do setor petroquímico. Demandante de altíssimos capitais e conhecimento agregado a petroquímica absorveu toda atenção da Petrobras e não havia espaço para projetos paralelos.

Conforme Vizentini (op. cit.) no governo Médici (1969/74) foi implementado o projeto de *Brasil Potência*, através da *Diplomacia do Interesse Nacional*. Repressivo, formalmente pró-americano, mas desenvolvimentista, nesse período foi abandonada à solidariedade terceiro-mundista, a estratégia multilateral cedeu terreno ao bilateralismo e à via solitária, e as áreas de atrito com os EUA receberam maior atenção. Estabeleceu-se uma espécie de divisão entre multilateralismo, onde o Brasil buscava apoio quando não conseguia agir sozinho e o bilateralismo, quando havia aquela possibilidade.

---

<sup>97</sup> Um dos principais intelectuais socialistas do país Santa Cruz escreveu os livros *El Saqueo de Bolívia e El Gás que ya no Tenemos*. A mando do ditador Luis García Meza, Santa Cruz foi preso, torturado e assassinado em 17 de julho de 1980. Atualmente seu nome é um dos mais invocados por Evo Morales.

<sup>98</sup> US\$ 401,7 milhões em valores de hoje.

Nos anos 70 o êxito da política nacional-desenvolvimentista brasileira gerou enormes desconfianças na América do Sul e sérias tensões entre o Brasil e seus vizinhos porque o projeto do *Brasil Potência* implicava a afirmação sobre determinada área geográfica, evitando a constituição de governos hostis ao seu projeto.

Nessa época as estratégias do país foram orientadas pelas concepções geopolíticas gestadas na Escola Superior de Guerra pelo General Golbery do Couto e Silva. Concebidas no final dos anos 60 pregavam, entre outras, a ocupação do Centro-Oeste. Dentro dessa estratégia a idéia era implementar projetos compartilhando os recursos naturais com os vizinhos aumentando a desconfiança de que o Brasil tentava impor seu próprio “imperialismo”. A disputa emblemática foi a proposta de aproveitamento hidroelétrico no rio Paraná que originou o episódio conhecido como a "Diplomacia das Cachoeiras" envolvendo Argentina, Brasil e Paraguai e que resultou na construção de Itaipu.

Nesse âmbito as relações com a Bolívia foram importantes para não ceder mais terreno à Argentina (que estava concluído o gasoduto). Manteve-se um relacionamento satisfatório com o governo de esquerda do país e, ao mesmo tempo colaborava-se com as forças domésticas e internacionais interessadas em sua queda. Os laços foram estreitados depois que Hugo Banzer deu um golpe em 1971 e assumiu o poder. O Itamaraty articulou um programa de estágio e treinamento para instrutores de ensino técnico e formação profissional junto ao Senai, preparou (com o BNH) um projeto habitacional e articulou a criação de uma nova Comissão Mista Brasil-Bolívia.

No Governo do General Ernesto Geisel (1974/79) a gestão da política externa coube ao Chanceler Azeredo da Silveira que a orientou sob o conceito do *Pragmatismo Responsável e Ecumênico*. Em linhas gerais percebeu-se que o país necessitava aprofundar suas relações exteriores, pois o capitalismo brasileiro atingira um nível de desenvolvimento que propiciava alto grau de inserção mundial. Foram aprofundadas as relações com a África, Europa Ocidental, Japão e Oriente Médio. Ao mesmo tempo, por motivos políticos e econômicos, foi reforçada a agenda cooperativa com a América Latina, frente à qual o Brasil abandonou o discurso ufanista e procurou estreitar os laços de cooperação.

A Bolívia continuou a ocupar espaço importante na agenda. Em 22 de maio de 1974 Hugo Banzer e Geisel assinaram um Acordo de Cooperação e Complementação Industrial onde foi feita à quarta proposta brasileira para aproveitamento dos hidrocarbonetos bolivianos (a terceira referente ao gás). Seria construído um gasoduto capaz de transportar 6,8 mm<sup>3</sup>/dia

de gás natural (quase idêntico ao gasoduto Argentina-Bolívia) durante 20 anos, mas desta feita o projeto malogrou por que:

1. Na linha das justificativas apresentadas para rejeitar o projeto de 1965, os militares não queriam envolver a estatal num projeto altamente duvidoso e com um país sabidamente instável. A questão ferroviária e as estatizações de 1936 e 1969 eram três maus precedentes;
2. Pessoalmente Geisel não acreditava no potencial gasífero da Bolívia e era contra a construção do gasoduto;
3. A Petrobras não tinha interesse no projeto. O General Geisel comandara a estatal entre 1969/74, não tolerando interferência na sua gestão, voltada para a consolidação da estrutura vertical da Petrobras, construção do Sistema Petrobras e, depois de 1972, procurar e produzir petróleo em áreas favoráveis no exterior com objetivo assegurar o abastecimento interno a preços constantes. Geisel também criou um grupo de trabalho (que controlou a estatal até 1985), que o substituiu e manteve suas diretrizes (Contreras, 1994);
4. Era época do “milagre brasileiro”, cabendo ao petróleo o papel de destaque na matriz energética brasileira e não havia espaço para o gás natural. A necessidade de petróleo foi reforçada após o choque de 1973 tornando obsessão a conquista da auto-suficiência;
5. A Petrobras não tinha as mínimas condições tecnológicas e financeiras para desenvolver um projeto gasífero;
6. Os bolivianos eram contra, alegando que a exportação de gás natural para o Brasil comprometeria o processo de industrialização nacional, além do que havia incerteza quanto à capacidade da Bolívia em atender a demanda brasileira e o bom momento no cenário petrolífero internacional estimulava a exportação de petróleo, não de gás natural.

Em agosto de 1977 Banzer visitou Brasília onde foram assinados cinco acordos e convênios. Um deles autorizava a YPFB a operar no Brasil. Posteriormente, em Outubro de 1978, foi firmada uma nova ata de intenções sobre o gás natural boliviano aonde o Brasil importaria 13,32 mm<sup>3</sup>/dia, mas o projeto não avançou basicamente pelos mesmos motivos que inviabilizaram o acordo de 1974.

O Brasil também assinou o Tratado de Cooperação Amazônica (TCA, 1978) com a Bolívia, Colômbia, Equador, Guiana, Peru, Suriname e Venezuela, com objetivo de completar as políticas de povoamento e desenvolvimento da área, que vinham sendo implantadas com o fim de contrabalançar o crescente interesse internacional pela região. Desta forma, procurava-se romper o isolamento da zona amazônica dentro do próprio território nacional e ao mesmo tempo reforçar sua vocação regional. Do lado dos vizinhos amazônicos observaram-se

algumas resistências iniciais ao TCA, especialmente por parte da Venezuela, porque se temia que esta iniciativa prejudicasse outros projetos cooperativos, em particular o Pacto Andino.

No governo Figueiredo (1979/85) a política externa denominou-se *Universalismo*, com o esforço da manutenção das linhas gerais do *Pragmatismo Responsável* ao mesmo tempo em que tentava manter a autonomia do país após o segundo choque do petróleo e da crise da dívida. Pela primeira vez a intenção brasileira de priorizar a América Latina, presente nos discursos desde 1964, saiu da retórica para tornar-se realidade. Crucial nisso foi o entendimento com a Argentina (Tratado Itaipu - Corpus de 1979).

Com a Bolívia em 9 de fevereiro de 1984 os presidentes Siles Zuazo e Figueiredo renegociaram o projeto para a construção do gasoduto ligando Bolívia e Brasil, prevendo que o volume importado pelo Brasil ficaria entre 8 e 13,32 mm<sup>3</sup>/dia, mas desta vez, segundo a YPF, as negociações não avançaram devido ao desacordo sobre o preço do gás natural.

## **5. A CONVERGÊNCIA DAS RELAÇÕES BOLÍVIA-BRASIL NOS ANOS 90**

Bolívia e Brasil não passaram incólumes as transformações do sistema mundial verificadas nos anos 70 e 80, sendo obrigados a reformularem muitas das suas posturas ante a comunidade internacional. Dessas mudanças surgiu a possibilidade de uma nova aproximação tendo como objeto os hidrocarbonetos, após serem registrados sete tentativas fracassadas (1938, 1958, 1965, 1973, 1978, 1984 e 1988). Dessa vez as condições eram bem mais propícias tanto pelo neoliberalismo boliviano (que abriu espaço para atuação das EMNs) como pela guinada diplomática brasileira (interessada no sucesso das negociações) e porque finalmente o Brasil possuía na Petrobras, uma das maiores e mais capazes companhias petrolíferas do mundo, um instrumento capaz de viabilizar esse objetivo.

Assim, na primeira parte deste capítulo veremos as razões que levaram o Brasil a modificar sua política externa aproximando-se da América Latina e porque o país optou por introduzir o gás natural boliviano em sua matriz energética. Na segunda parte veremos as razões que levaram a Bolívia a adotar o neoliberalismo, seus interesses em reformar o setor de hidrocarbonetos e porque delineou uma política de exportação de gás natural para o Brasil.

### **5.1. O Neoliberalismo Brasileiro**

As transformações do sistema mundial ocorridas durante os anos 70 e 80 fragilizaram a posição econômica e política do Brasil, levando o país a modificar sua estratégia de inserção internacional. Nesta seção veremos como se deu esta mudança e sua implicação para as relações Bolívia-Brasil, que no Governo Fernando Henrique Cardoso (FHC) foi reestruturada, inspirada na teoria funcionalista das relações internacionais. Segundo essa teoria, as forças sociais, econômicas e tecnológicas geram uma complexa rede de inter-relações entre os Estados originando certos problemas de dimensões internacionais que os incapacita de satisfazer as cada vez mais complexas necessidades do interesse nacional o que os obriga, na tentativa de solucionar esses problemas, a adotar medidas que resultam na cooperação internacional e, em última instância, na unidade econômica e política.

#### **5.1.1. A Crise do Nacional-Desenvolvimentismo Brasileiro**

Conforme Sennes (op. cit.) entre o final dos anos 70 e início dos anos 80 o Brasil foi atingido por três crises de vulnerabilidade que retiraram parte significativa da sua capacidade de sustentar as estratégias e os princípios e padrões de relacionamento internacional até então

adotado. A primeira crise de vulnerabilidade era de origem energética, resultante dos choques do petróleo (de 1973 e 1979) agravado pela decisão de não reduzir a compra de petróleo, mantendo os níveis de investimento do âmbito do II PND.

A dependência energética do Brasil foi equacionada através da combinação de ações internas e externas. Internamente, o país procurou obter fontes alternativas de energia (álcool, eletronuclear, hidroelétrica), ao mesmo tempo em que intensificou a busca por novos campos de petróleo. Externamente o país valeu-se do processo de industrialização para desenvolver estratégias de diversificação da pauta de exportações, das parcerias comerciais e aproximação com países exportadores de petróleo do Terceiro Mundo (Angola, Arábia Saudita, Colômbia, Iraque, entre outros) a quem também interessava obter uma maior autonomia comercial frente aos países desenvolvidos. Nesses casos se estabeleceu uma política comercial de mão dupla onde o fornecimento de petróleo por parte desses países correspondia à provisão de manufaturas (alimentos, armas, etc.) e serviços (engenharia, etc.) por parte do Brasil.

A segunda crise de vulnerabilidade era de origem financeira porque após o choque de juros de 1979 o montante da dívida externa, seu perfil (parcelas de curto prazo) e os pagamentos dos serviços vinculados ao estoque da dívida (taxas de juros, taxas de risco, etc.) aumentavam ainda mais as dificuldades do Brasil em continuar mantendo em dia seu serviço. A crise financeira foi agravada com a moratória do México em 1982, que dificultou novos empréstimos e deixou os países devedores a mercê do auxílio econômico do FMI e BIRD, órgãos que condicionaram os empréstimos à manutenção do serviço da dívida externa.

Essa nova realidade forçou a reorientação das prioridades brasileiras canalizando o superávit comercial e a capacidade financeira do Estado para a manutenção do serviço da dívida. Enquanto no primeiro caso o país aumentou o volume das exportações, no segundo caso o Estado mostrou-se incapaz de manter o equilíbrio das contas públicas, comprometendo a estratégia nacional-desenvolvimentista de usar as estatais para alavancar o crescimento econômico. A máquina pública foi mantida com a emissão de moeda e elevação da carga tributária, que aliado ao baixo crescimento econômico externo e interno resultaram num quadro comum a todos os países do Terceiro Mundo e persistiu durante toda segunda metade dos anos 80, a dita “década perdida”: altas taxas de inflação e desemprego somados a baixa taxa de ocupação da capacidade instalada, de investimentos e crescimento econômico. Isso crescentemente incapacitou o Estado de efetuar novos investimentos e responder as demandas da sociedade em termos de saúde, educação e infra-estrutura.

A terceira crise de vulnerabilidade era de origem comercial porque ao final dos anos 70 as políticas protecionistas e a forte intervenção do Estado na economia haviam alçado o Brasil à condição de país recém-industrializado. Entretanto, as bases dessa posição não eram sólidas por dois motivos. Em primeiro lugar os países do Terceiro Mundo não reuniam condições de substituir os países desenvolvidos como fontes de divisas, empréstimos, equipamentos, financiamentos, investimentos e tecnologia. Quando a crise econômica atingiu esses países ficou comprometida também a possibilidade do Brasil estabelecer, ampliar e mesmo a manter aqueles mercados conquistados no período anterior.

Em segundo lugar as barreiras seletivas às importações e os incentivos às exportações formavam a base das políticas comerciais adotadas pelo Brasil para exportar manufaturas e bens industrializados e penetrar nos mercados dos países em desenvolvimento e/ou desenvolvidos. Essas políticas comerciais originaram controvérsias entre o Brasil e os países desenvolvidos que o acusavam de “concorrência desleal”.

O Brasil tentou amenizar a crise contatando os países do bloco socialista, mas a iniciativa foi inviabilizada porque estes países careciam de moedas fortes e tinham baixa complementaridade com a economia brasileira. Com poucas alternativas o Brasil foi obrigado a incrementar o fluxo comercial com os países desenvolvidos, que em contrapartida impuseram à condição de que o país adotasse reformas econômicas o que o tornou vulnerável também no aspecto comercial, além do financeiro. Ademais, a perda da capacidade dos países do Terceiro Mundo de manter seus níveis de parceria com o Brasil, seja porque este não tinha os recursos necessários (capitais, divisas, tecnologia, etc.), seja porque a crise econômica reduziu a capacidade compradora nesses mercados, seja porque havia diferença de interesses dos países que lograram a industrialização, levaram ao refluxo do movimento reivindicatório desses países, resultando na perda de um campo de atuação que era favorável ao Brasil.

### **5.1.2. A Diplomacia Brasileira sob a Nova República**

No início da Nova República o Itamaraty ainda retém sua autonomia e grande parte das linhas políticas dos anos 70, mas as alterações do sistema internacional, a desordem econômica, a globalização e a pressão norte-americana desgastaram as bases econômicas, comerciais e financeiras do Brasil, particularmente aqueles relacionados ao estabelecimento de um campo próprio de influência política e econômica. A dependência em relação do sistema internacional havia superado a capacidade do Brasil em gerar novas oportunidades econômicas e mesmo de desenvolver as que já havia logrado estabelecer. Em resultado o

Brasil foi obrigado a reformular vários de seus pressupostos a respeito da lógica da dinâmica internacional e do lugar que poderia ocupar nessa dinâmica tendo que reverter o esforço de aprofundamento de suas relações políticas e comerciais, como a unidade e a legitimidade dos movimentos do Terceiro Mundo e aproximar-se dos países desenvolvidos (Hirst, 2006).

Durante o Governo Sarney (1985/90) foram gestadas as principais linhas da diplomacia brasileira nos anos 90. Desde seus primeiros meses o Governo Sarney manifestou interesse por mudanças qualitativas no relacionamento com a América Latina, como forma de reduzir os problemas comerciais e financeiros do Brasil, delimitando assim um novo espaço de atuação em substituição ao que estava sendo perdido em âmbito mundial. Indicadores nesse sentido foram: à presença do Brasil no Grupo de Apoio de Contadora (1985), o restabelecimento de relações com Cuba (1985), a participação na criação do Grupo dos 8 e depois no Grupo do Rio (1986) a primeira reunião de Presidentes de Países Amazônicos (1988) e a condenação da intervenção norte-americana no Panamá (1989) (Hirst, op. cit.).

Neste período a aproximação mais importante foi feita com a Argentina, que sofria mais os efeitos da crise econômica e da dívida porque seu parque industrial não era tão completo como o brasileiro e havia sido desmontado durante o regime militar (1976/82). Ademais, a Argentina estava atritada com os EUA e CEE em função da Guerra das Malvinas. Sem condições de competir pela liderança da América do Sul os argentinos passaram a demonstrar o desejo de estreitar os laços econômicos com o Brasil (Bandeira, 2004).

Em 29 de novembro de 1985 foi assinado o Tratado de Iguazu entre o presidente argentino Raúl Alfonsín e o presidente brasileiro José Sarney que previa a integração econômica bilateral Argentina-Brasil. Em 28 de julho de 1986 os dois países assinavam o Programa de Integração e Cooperação Econômica (PICE), um total de 12 protocolos aprofundando a cooperação e integração econômica, além de acordos secretos sobre aviação militar e energia atômica. Afinal, em 29 de novembro de 1988 os dois países assinavam o Tratado Geral de Integração, Cooperação e Desenvolvimento, onde se comprometiam a constituir um espaço econômico comum em dez anos, com a remoção gradual dos obstáculos tarifários e não-tarifários à circulação de bens e serviços, bem como harmonizar e coordenar suas políticas aduaneiras, agrícola, cambial, fiscal, industrial, monetária, entre outras.

No tocante a Bolívia, em 1986 o Governo Paz Estenssoro apresentou o Programa de Integración Energética (PIE), um conjunto de projetos onde propunha a vender ao Brasil 3 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural durante 25 anos, a energia gerada por uma termelétrica a gás de 550 mW a ser erguida na fronteira, 100.000 t de uréia e 50.000 t de polietileno. Os bolivianos



dispuseram-se também a encontrar as fontes de financiamento do gasoduto e da termelétrica e criar as condições para operar as usinas de fertilizantes e polietileno. O PIE foi negociado durante três anos até que em 22 de julho de 1988 foi assinado por Sarney e Paz Estenssoro no âmbito do Tratado de La Paz (Nogueira, 2006). O plano fracassou porque, conforme o embaixador Rubens Ricupero (que ocupou o Departamento Brasil-Bolívia do Itamaraty) a Petrobras resistia em aderir ao projeto temendo a concorrência do gás natural ao seu óleo combustível, que abastecia as indústrias do Sudeste (Filho, Leonel & Xavier, 2006).

Também nesta fase o Brasil incorporou em suas práticas comerciais e econômicas os padrões e condutas exigidas pelos países industrializados entre elas a abertura comercial, a redução de alguns instrumentos protecionistas, as concessões às importações e mudança da postura nas negociações do GATT<sup>99</sup>.

### 5.1.3. O Brasil e a América Latina

Entre 1989 e 1991, coincidindo com a fase de transição e início do Governo Collor (1990/92), seis acontecimentos indicavam que a nova configuração do sistema mundial deixaria pouca margem de manobra para os países do Terceiro Mundo. Por ordem cronológica esses acontecimentos foram: 1) o lançamento do Plano Brady (10/03/1989)<sup>100</sup>; 2) o lançamento do Consenso de Washington (junho de 1989)<sup>101</sup>; 3) o lançamento da The

99 Para Sennes (op. cit.) as negociações do GATT refletiam parte do reposicionamento estratégico dos países frente às mudanças do reordenamento mundial. Os países desenvolvidos concordaram em dois pontos básicos: incluir os serviços e buscar o enquadramento das políticas comerciais e industriais dos países recém-industrializados. Os interesses brasileiros incluíam a ampliação dos mercados agrícolas nos países desenvolvidos e bloquear o avanço na questão dos novos temas. O Brasil fracassou em seu intento em razão do seu endividamento externo, das pressões comerciais bilaterais, da aplicação do “princípio da graduação” e da falta de homogeneidade nos interesses dos países do Terceiro Mundo.

100 Em 1985 James A. Baker, então Secretário do Tesouro dos EUA, apresentou o Plano Baker, segundo o qual os países endividados teriam novos empréstimos se adotassem uma série de políticas liberais entre elas as privatizações, adoção da regras de mercado, redução de barreiras de importação e liberalização de investimentos. Em 1988 este Plano fracassara em função da resistência dos países endividados e do curto prazo de pagamento das parcelas. Então Nicholas F. Brady, então Secretário do Tesouro dos EUA, apresentou o Plano Brady em substituição ao Plano Baker através do qual pretendia renovar a dívida externa de países em desenvolvimento, trocando-a por bônus novos. As parcelas desses bônus teriam prazos mais longos e previam o abatimento do encargo da dívida, através da redução do seu principal ou redução dos juros. O Plano Brady também condicionava os novos empréstimos às reformas liberais.

<sup>101</sup> Epíteto atribuído ao economista inglês John Williamson pelo qual ficaram conhecidas as dez reformas econômicas que eram consensuais entre FMI, BIRD e Fed (tríade de instituições financeiras sediadas em Washington) e as quais deveriam aderir todos os países do Terceiro Mundo que desejassem continuar recebendo auxílio financeiro. As reformas propostas eram as seguintes: 1) Disciplina fiscal dos gastos públicos; 2) Reorientação dos gastos públicos das estatais para a melhoria dos indicadores sociais; 3) Reforma tributária a fim de equacionar os gastos públicos às receitas; 4) Taxa de juros positiva em termos reais (descontados custos e inflação) e determinados pelo mercado; 5) Taxas de câmbio reais determinadas pelo mercado; 6) Eliminação das barreiras e regulamentações que dificultavam o livre movimento de fatores de produção que distorciam a real capacidade das indústrias nacionais; 7) Abertura dos mercados aos IEDs que passariam a ser as fontes de capitais, empregos e

Enterprise for the Americas Initiative<sup>102</sup> (junho de 1990); 4) a não conclusão da Rodada Uruguai do GATT<sup>103</sup> (prevista para dezembro de 1990); 5) a assinatura do Tratado de Maastricht (10/12/1991)<sup>104</sup>; e 6) o colapso da URSS (25/12/1991) (Bandeira, 2004).

Através do Plano Brady e do Consenso de Washington ficava claro que os países desenvolvidos só concederiam novos empréstimos se os países do Terceiro Mundo adotassem as políticas neoliberais. Ademais, os EUA esperavam que os países da América Latina não apenas se renderia ao neoliberalismo como, através da aceitação da The Enterprise for the Americas Initiative, concordariam em abrir seus mercados para os produtos norte-americanos sem esperar reciprocidade, como indicavam as difíceis negociações na Rodada Uruguai do GATT. Para completar o cenário parecia claro que ninguém teria condições de resistir à pressão dos EUA porque a CEE resolvera adotar uma postura defensiva aprofundando a integração e criando um mercado cativo para seus produtos enquanto o fim da URSS deixava o mundo a mercê da vontade norte-americana (Bandeira, 2004 e 2006b).

Para Sennes (op. cit.) com o final da Guerra Fria a política externa do Brasil em alguns aspectos foi reformulada e em outros manteve as características de uma potência média recém industrializada. Em primeiro lugar, na questão multilateral o país manteve a contestação frente a diversos aspectos que considerava discriminatórios no sistema mundial, mas deixou de ser porta-voz dos países em desenvolvimento e abandonou o ideário terceiro-mundista.

Em segundo lugar o Brasil abandonou a perspectiva de Potência Emergente (rumando para a condição de Grande Potência) e passou a ser um Grande Mercado Emergente, adotando os principais pontos da nova agenda internacional: 1) ser um regime democrático e estável; 2) garantir os direitos humanos; 3) ter responsabilidade ambiental; 4) possuir economia aberta, com regras seguras para a atuação dos IEDs (tanto para movimentação de capitais como leis de patentes); 5) equilibrar suas regras econômicas; 6) ter relações normais com a comunidade financeira internacional e; 7) adotar uma posição internacional cooperativa (aderindo a acordos como o TNP). Contudo, as posturas brasileiras no âmbito multilateral mantiveram

---

tecnologias que os países necessitavam; 8) Política de privatizações; 9) Política desregulamentadora das economias; e 10) Garantias dos direitos de propriedade intelectual.

102 Também chamado de Iniciativa Para as Américas. Tratava-se da proposta de ampliar para todo o continente americano a zona de livre comércio criada pelos EUA e Canadá em 1988. Conforme Bandeira (2004) esta iniciativa fazia parte do esforço dos EUA em reduzir o desequilíbrio de sua balança comercial por meio de abertura de mercados na América Latina e estabelecer um ambiente seguro para suas companhias, dotadas de maiores vantagens competitivas.

103 Onde se mostravam difíceis as negociações para a liberalização do acesso a mercados e para a regulação de setores não cobertos ou insuficientemente cobertos pelas regras do GATT em serviços, investimentos, propriedade intelectual, agricultura e têxteis.

104 Que prometia aprofundar o Ato Único Europeu (de 1986) a partir de 01/01/1993, quando seriam impostas barreiras para as mercadorias oriundas de fora do bloco.

alguns aspectos que refletiam seu comportamento de potencia média: a estratégia de atingir determinados objetivos através dos órgãos internacionais e manter as alianças como forma de incrementar sua capacidade de barganha.

No âmbito das relações bilaterais a nova matriz manteve algumas estratégias do período anterior. Se não foi possível distanciar-se das Grandes Potências<sup>105</sup>, permaneceu a posição de diversificação das parcerias, a fim de obter maior espaço de manobra política, resguardando-o de uma dependência excessiva, seja política, seja econômica de um dos pólos de poder internacional. Ademais houve a aproximação com outras potências médias visando aumentar a participação desta categoria de países nos processos decisórios.

Em terceiro lugar o aspecto regional se tornou um dos eixos do posicionamento externo do Brasil. Neste sentido o Itamaraty abandonou a posição defendida entre os anos 1950/70, quando se acreditava que o Brasil teria condições de se inserir isoladamente no sistema internacional e representar um contraponto a liderança dos EUA em troca da estratégia, nos anos 90, de procurar a integração com os países da América Latina como forma de inserção segura num mundo unipolar. Para a iniciativa ter sucesso o Brasil deveria amenizar sua imagem de país subimperialista, afastar a idéia de que desejava obter uma posição hegemônica, abandonar a perspectiva isolacionista e apresentar-se como uma liderança regional, propondo uma agenda para promover a integração das Américas, nela contemplando a abrangência, condições, formas, objetivos, prazos, programas de cooperação e integração, conforme as condições e necessidades dos países da região (Hirst, op.cit.).

Para Zibechi (2006), este redirecionamento estratégico da política externa brasileira expressaria as ambições de uma parte da sociedade brasileira representada pelos militares que, partindo da herança de Golbery do Couto e Silva, definem o Brasil, por seu tamanho, como uma “panregião”. Citando o Severino Bezerra Cabral, da Escola Superior de Guerra Zibechi diz que a “*natureza da panregião se metamorfoseia no que se poderia definir como o necessário surgimento de um ‘megaestado’*”. Trata-se de uma visão do mundo que rechaça com veemência o unilateralismo e aposta que o desenvolvimento do país servirá de imã para que as economias vizinhas, já que a “*unificação das orlas amazônicas e do Prata, instaurada a bioceanidade, estará definido o destino manifesto do Brasil: o de engrandecer-se ante o*

---

105 Com os EUA permaneceram vários contenciosos. No campo econômico os norte-americanos mantêm as restrições aos produtos industriais e agrícolas brasileiros. No campo político há o ressentimento brasileiro com as políticas preferenciais dadas a União Européia. No campo estratégico o Brasil conseguiu diversificar suas parcerias com a União Européia e o Japão e brasileiros e norte-americanos discordam quanto a função do Mercosul, os primeiros vêem nele um instrumento de integração enquanto os segundos acreditam que ele a atrasa (Sennes, op. cit.).

*conjunto da humanidade”* dizendo que ao contrário dos EUA e URSS o *“Brasil não deverá atuar como uma potência expansionista, senão que ascenso a condição de Megaestado sul-americano estará embasada em uma projeção de poder aceita e até requerida pelos estados vizinhos, no que seria uma geopolítica integracionista”* (Zibechi, op. cit, s./pág.)

Em consequência a diplomacia brasileira aprofundou a estratégia de aproximação com os países da América do Sul. Em 26 de março de 1991, Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai, aceleraram o processo de integração, assinando o Tratado de Assunção que estabelecia o Mercosul. Por este documento os quatro países concordavam em eliminar gradualmente todas as barreiras tarifárias e não tarifárias até 01/01/1994<sup>106</sup>. Ao mesmo tempo os países mantinham a soberania dentro de órgãos colegiados de decisão, sem contar com a delegação de poderes para uma instância autônoma. Estava delineada uma área de influência e um projeto de liderança regional do Brasil na América do Sul (Almeida, op. cit.).

No governo Itamar Franco (1992/94), durante a 5ª Reunião do Conselho Mercado Comum realizada em 17 de janeiro de 1994 em Colonia del Sacramento (Uruguai) o Brasil aderiu a União Aduaneira, projeto que consolidava o Mercosul, aproveitando à ocasião também para propor<sup>107</sup> a criação, em dez anos, da Área de Livre Comércio da América do Sul (ALCSA), um espaço econômico que deveria funcionar como alternativa ao NAFTA (criado em 1992 por Canadá, EUA e México), mas limitado ao espaço sul-americano. Antes do final do ano (17/12/94) era aprovado o Protocolo de Ouro Preto conferindo ao Mercosul personalidade jurídica internacional (Almeida, op. cit.).

#### **5.1.4. As Diretrizes da Era FHC**

O Governo FHC (1994/02), marcou a substituição dos princípios do nacional-desenvolvimentismo e a adoção dos princípios neoliberais, resumidos no Consenso de Washington. Desta forma o Governo articulou a integração nacional com a internacional através da adoção do conceito dos Eixos Nacionais de Integração e Desenvolvimento (ENIDs), um plano de integração regional que contemplava a dimensão internacional.

A formulação da proposta dos ENIDs originara-se de duas vertentes básicas. A primeira vertente diz respeito aos estudos do Geipot acerca dos principais estrangulamentos

<sup>106</sup> O Tratado de Assunção adiantava em 6 anos a formação de um mercado comum entre Argentina e Brasil previsto no Tratado Geral de Integração, Cooperação e Desenvolvimento de 1988.

<sup>107</sup> A proposta foi preparada pelo Itamaraty durante a gestão de FHC como Ministro das Relações Exteriores e teve o aval dos outros países membros do Mercosul.

dos chamados “corredores de transportes” necessários para reduzir o “custo Brasil” que oneravam as exportações de produtos do complexo agroindustrial (Egler, 1999).

A segunda vertente foi gestada durante a passagem do engenheiro Eliezer Batista da Silva pela SAE-PR durante o Governo Collor, quando algumas de suas idéias assumiram (na forma de um mapa) os principais corredores logísticos necessários (em sua concepção) para vencer os gargalos internos de infra-estrutura e aumentar a eficiência da integração do território nacional na economia mundial.

Em fins de 1994 este estudo foi apresentado a FHC, que acabava de vencer as eleições presidenciais e estava compondo sua equipe de governo e colhendo propostas para o mandato que se iniciaria e teve acolhida da equipe presidencial, passando a integrar o esboço destinado a elaboração do Programa Pluri Anual (PPA) apresentado em agosto de 1996 (para o período 1996/99) com o nome fantasia de “*Programa Brasil em Ação*” (Egler, op. cit.).

O PPA 1996/99 introduziu a noção dos ENIDs, como uma nova concepção para o planejamento nacional a definir, em relação ao território nacional, as áreas privilegiadas para a realização de novos investimentos, instrumentos capazes de desenhar uma nova “geografia econômica e social do Brasil”, de integração nacional e continental e de redução dos desequilíbrios espaciais. Neste documento, os eixos são vistos como grupamentos de projetos de infra-estrutura, voltados para “*a maior integração das regiões brasileiras e à abertura de novas fronteiras de investimentos*”. Esta “*nova geografia econômica do País*” partia do pressuposto de que “*a concentração e coordenação das intervenções em determinadas regiões provocam impactos mais positivos sobre o restante do sistema econômico nacional e regional do que uma atuação dispersa e/ou generalizada*”. Desta forma foram definidos cinco eixos de integração nacional e dois de integração continental (Egler, op. cit.):

Os Eixos Nacionais:

**1. Eixo de Integração Norte-Sul:** destinava-se a fortalecer os meios de transporte vitais para o escoamento da produção agroindustrial e agropecuária do cerrado central. Englobava o oeste da Bahia, o sudoeste do Piauí, o sul do Maranhão, o Tocantins e parte do estado de Goiás. Entre os principais projetos estavam a Ferrovia Norte-Sul (ligando Imperatriz/MA a Estreito/GO) e a Hidrovia do Araguaia-Tocantins;

**2. Eixo de Integração Oeste:** destinava-se a consolidar o desenvolvimento das áreas de expansão recente da fronteira agrícola do país. Englobava os estados do Acre, sul de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Rondônia. Os investimentos projetados concentraram-se no fortalecimento da malha ferroviária e na restauração/reconstrução de rodovias troncais. Os

principais projetos eram: a construção da Ferronorte (ligando Aparecida do Taboado/MS a Alto Araguaia/MT) e a construção do gasoduto Bolívia-Brasil. Este iniciaria com diâmetro de 32” em Rio Grande (Bolívia), alcançaria a fronteira com o Brasil no Mato Grosso do Sul (Puerto Suarez-Corumbá) e segue até Campinas. Daí divide-se em dois ramos com diâmetro de 24”. O primeiro segue até Guararema (SP) onde é interligado ao sistema de dutos da Petrobras (Belo Horizonte/Rio de Janeiro/São Paulo) e o segundo segue até Canoas (RS).

**3. Eixos de Integração no Nordeste:** destinava-se a recuperar e a expandir a base de infraestrutura da região, especialmente na área de transportes. Englobava todos os Estados do Nordeste. Os principais projetos eram: a formação de um corredor de transportes intermodal (baseado na revitalização da Hidrovia do São Francisco), na modernização e ampliação da malha ferroviária (principalmente pela implantação do trecho Petrolina-Salgueiro da Transnordestina), além da adequação e da ampliação do Porto de Suape (PE);

**4. Eixos de Integração Sudeste:** destinava-se a adequar a infra-estrutura rodoviária da região. Englobava todos os Estados da região Sudeste. O principal projeto era a duplicação da BR-381 entre Belo Horizonte e São Paulo;

**5. Eixos de Integração Sul:** destinava-se a adequar as malhas de transporte intermodais necessárias aos eixos de articulação entre as regiões Sudeste e Sul do país. Englobava todos os Estados da região Sul. Concentrava-se na construção de rodovias integradoras, incluindo obras de duplicação, reestruturação e reconstrução de rodovias existentes. O principal projeto era a duplicação das BR-116/BR-376 e BR/101 entre São Paulo e Florianópolis. No setor ferroviário a prioridade era a implantação da Ferroeste (ligando Guarapuava/PR a Dourados/MS). No setor aquaviário as prioridades eram a adequação e modernização dos portos de Paranaguá e Rio Grande, a melhoria da navegabilidade das hidrovias do Paraná e Paraguai e a construção da ponte entre São Borja/Brasil e São Tomé/Argentina.

Os Eixos Continentais:

**1. Eixo Saída Para o Caribe:** os projetos considerados neste eixo estavam voltados para a consolidação de rodovias integradoras do país com os mercados do Caribe e Atlântico Norte. Englobava os Estados do Amazonas e Roraima. O projeto mais importante era a pavimentação da BR-174 (ligando Manaus/AM a Caracará/RR);

**2. Eixo Saída Para o Pacífico:** os projetos considerados neste eixo estavam voltados para a consolidação das ligações com o Peru e a Bolívia, que favoreceriam a integração com esses países e o futuro acesso terrestre do Brasil aos portos do Pacífico. Englobava os Estados do Acre, Amazonas e Rondônia. Na área rodoviária, estavam previstas obras de construção e/ou

recuperação da BR-317 (ligando Rio Branco/AC a Assis Brasil/AC, na fronteira com o Peru). Deveria também ser construído um trecho de 90 km ligando Abunã (RO) a Gurarajá Mirim (RO), na fronteira com a Bolívia. Afinal, estavam previstos investimentos para melhorar a navegabilidade da hidrovia do Rio Madeira.

O PPA 2000/03 do Governo FHC foi precedido de um edital de contratação de serviços de consultoria especializada, lançada pelo BNDES para o Ministério do Orçamento e Gestão, destinado a identificar as oportunidades de investimentos públicos e privados nas áreas de influencia dos eixos, levando a diante o que havia sido iniciado com o PPA anterior. O edital identificou 6 eixos: 1) Eixos da Amazônia, subdividido em Eixo de Saída Norte para o Caribe/Rodovia BR-174) e Eixo de Saída para o Atlântico (Hidrovias do Madeira e do Amazonas; 2) Eixos Argauaia-Tocantis/Ferrovia Norte-Sul e Ferrovia Carajás; 3) Eixos do Nordeste, subdividido em Eixo Costeiro do Nordeste, Eixo do rio São Francisco e Eixo Transnordestino; 4) Eixo do Oeste; 5) Eixo do Sudeste, subdividido em Eixo Centro-Leste e Eixo São Paulo; e 6) Eixos do Sul, subdivididos em Eixo Costeiro do Sul, Eixo da Franja de Fronteira e Eixo de Hidrovia do Paraná-Paraguai.

Além do ajustamento geográfico da proposta dos eixos, o edital eliminou a distinção entre os Eixos Nacionais e os Eixos Continentais e retirou a saída para o Pacífico como objetivo estratégico o que já representa um novo cenário geopolítico para as pretensões brasileiras no contexto sul-americano. O edital também exigia a elaboração de um banco de dados georeferenciados, contendo mapas e indicadores sobre os aspectos econômicos, sociais e ambientais, assim como portfólios dos investimentos públicos e privados.

Coube a vitória ao Consórcio Brasileira<sup>108</sup>, que redividiu o território nacional em 9 grandes áreas contíguas, considerando fundamentalmente os objetivos logísticos nacionais, sem refletir sobre as estratégias regionais de inserção na estrutura produtiva nacional e na economia global. Isto transparece quando se observa que nos resultados dos estudos, os eixos passaram a conformar uma nova divisão territorial do Brasil, que não expressava o recorte regional, nem os diversos agentes sociais envolvidos na gestão do território. Apesar destas deficiências as orientações estratégicas do Consórcio compuseram as estratégias dos ENIDs para a elaboração do PPA 2000/03 (Egler, op. cit.). Os eixos eram os seguintes:

Os Eixos do Norte:

---

<sup>108</sup> Formado pelo Booz Allen & Hamilton do Brasil Consultores Ltda, Bechtel International Inc. e Banco ABN-Amro, que tiveram apoio de consultores de vários órgãos públicos e privados, entre eles a Universidade de Brasília, Universidade Federal de São Carlos e Universidade Federal de Mato Grosso do Sul e institutos de pesquisas. (Egler, op. cit.).

**1. Eixo Arco Norte:** engloba duas regiões entre os Estados de Amapá e Roraima. Essa configuração teve origem no eixo sugerido pelo edital, denominado Eixo de Saída Norte para o Caribe/Rodovia BR-174, que se caracteriza por estabelecer uma ligação entre a Zona Franca de Manaus, o Estado de Roraima e importantes zonas de consumo da Venezuela e da Guiana, permitindo assim o acesso brasileiro aos portos do Caribe. Posteriormente o conceito original foi expandido para incluir uma outra saída para o norte, correspondente à área de influência da rodovia BR-156 em implantação no Estado do Amapá. Segundo o Consórcio Brasileira “*a lógica dessa nova configuração decorre da perspectiva de uma futura interligação rodoviária no extremo norte do continente, aproveitando-se de duas rodovias citadas, do lado brasileiro, a interligação rodoviária já existente entre as capitais das três Guianas*”.

**2. Eixo Madeira-Amazonas:** engloba a porção ocidental da região amazônica, cujos principais projetos são a Hidrovia do Madeira e os gasodutos de Urucu-Porto Velho e Coari-Manaus. Além destas obras destaca-se a pavimentação de diversas rodovias com a BR-364 e a implantação de aeroportos e terminais fluviais em Manaus, Porto Velho e Santarém.

Eixos do Nordeste:

**1. Eixo São Francisco:** engloba principalmente o Estado da Bahia. Sua estrutura principal de apoio em termos de transportes é constituída pela Hidrovia do São Francisco. Eram previstos investimentos nas rodovias litorâneas BR-101 e BR 116, nas transversais que partem de Salvador/Feira de Santana em direção ao interior (notadamente no Vale do São Francisco) e nos portos marítimos de Aracajú, Aratu, Ilhéus e Salvador.

**2. Eixo Transnordestino:** englobava os Estados de Alagoas, Ceará, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte. Segundo o Consórcio Brasileira “*a exemplo do São Francisco, o Eixo Transnordestino foi configurado e delimitado geograficamente a partir de um rearranjo territorial realizado nos três eixos originalmente propostos para o nordeste (São Francisco, Costeiro no Nordeste e Transnordestino). Nesse processo buscou-se garantir escala mínima para análise das economias regionais associadas ao eixos*”. O principal projeto deste eixo é a Ferrovia Transnordestina, além das melhorias na rede viária e de irrigação na zona semi-árida.

Eixos do Sudeste:

**1. Eixo Rede Sudeste:** substitui os dois eixos do Sudeste contidos na definição original do edital (Eixo Centro-Leste e Eixo de São Paulo). Segundo o Consórcio, “*a lógica dessa nova conceituação é integrar as áreas pertencentes àqueles eixos que, pelas características de suas ocupações e das infra-estruturas que lhe dão suporte, não constituem propriamente eixos, desempenhando, na essência, a função de articulação nacional e internacional das*



*demais regiões*”. As prioridades eram: a melhoria do sistema de telecomunicações, a construção do porto de Sepetiba, a ampliação e melhoria dos portos de Santos e de Vitória, a construção e melhoria de aeroportos, ramais ferroviários e rodoviários, construção de usinas termelétricas a gás natural, a interligação com o gasoduto Bolívia-Brasil e a implantação da infra-estrutura para aproveitar o gás natural da Bacia de Campos.

O Eixo do Sul:

**1. Eixo Sudoeste:** englobava partes dos Estados do Mato Grosso, Minas Gerais, Paraná e São Paulo que possuem uma economia baseada na agroindústria (alimentos, bebidas, couros e peles, química e têxtil). A hidrovía Tietê-Paraná é a principal via troncal de transporte do eixo e seu papel é fundamental na integração do Mercosul.

**2. Eixo Sul:** englobava a integralidade dos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina e parte do Estado do Paraná. Representa uma fusão dos eixos costeiros do Sul e da franja de fronteira previstos no edital. Dada a sua posição na fronteira meridional era considerado fundamental para a integração econômica com a Argentina e o Uruguai. Os principais projetos eram a Rodovia do Mercosul, o gasoduto Bolívia-Brasil e o porto de Rio Grande.

Eixos do Centro-Oeste:

**1. Eixo Araguaia-Tocantins:** eixo estruturado em torno da infra-estrutura de transporte existente na região, envolvendo as instalações do porto de São Luis, as ferrovias Carajás e Norte Sul e as hidrovias do Araguaia e do Tocantins. Foi considerado pelo Consórcio como *“fator essencial da integração intermodal entre o sistema rodoviário do centro-oeste e o ferroviário do norte, permitindo o escoamento da produção agropecuária e agro-industrial dos cerrados e mineiro-metalúrgico da Amazônia Oriental através do porto de Itaquí”*.

**2. Eixo Oeste:** conceituado como elo de integração entre o extremo oeste e a região central do país, viabilizado, fundamentalmente, pela rodovia BR-364, tornando possível a ligação de áreas de fronteira agrícola e de atividades agropecuárias com o resto do país através do entroncamento dessa rodovia com os sistemas ferroviário, hídrico e rodoviário das regiões sudeste e sul. Na definição do consórcio foram incorporadas adicionalmente às áreas correspondentes ao antigo eixo da hidrovía do Paraguai/Paraná.

### **5.1.5. A Opção Pelo Gás Natural Boliviano**

O processo que culminou com a introdução do gás natural boliviano na matriz energética brasileira iniciou em 2 de setembro de 1990 quando o Governo Collor promulgou o Decreto N° 99.503 instruindo o MME a realizar um exame da matriz energética brasileira

(Passos, 2006). No estudo, cognominado “*Reexame da Matriz Energética Nacional*”, foi diagnosticado que o setor energético fora sucateado nos anos 80 devido à equivocada política de preços e tarifas, que não condizia com os custos de produção e adequada remuneração dos investimentos. O relatório sugeria a adoção de várias medidas para retomar os investimentos, dentre elas: a adoção de uma realista política de preços e tarifas; a modernização, visando baixar custos e aumentar a eficiência produtiva; a adoção de políticas capazes de atrair capitais de risco e financiamentos externos, a adoção de uma reforma administrativa, visando reduzir os custos de produção e “*o aumento da eficiência, da produtividade e da qualidade dos produtos, de forma a viabilizar a integração competitiva da economia brasileira no cenário internacional*” (Holanda, 2001, pág. 93). O estudo também recomendava que houvesse a preocupação com: a racionalização e uso eficiente de energia, a expansão da produção nacional de petróleo e da oferta de eletricidade, o estímulo a participação privada, harmonização entre políticas energéticas e de meio ambiente e o aproveitamento das oportunidades de integração energética com os demais países da América Latina. Finalmente, o estudo recomendava como alternativa elevar a participação do gás natural na matriz energética brasileira de 2% em 1990, para 4,5 em 2000 e 6% em 2010, enquadrando o país na tendência mundial de priorizar este combustível mais limpo e eficiente (Holanda, op. cit.).

Com base na última recomendação em 18 de julho de 1991 a MME criou a Comissão do Gás que deveria definir diretrizes e indicar as ações a serem adotadas para viabilizar a maior utilização do gás natural. A comissão propôs elevar a participação do gás natural na matriz energética para 9,8% em 2000 e 12% em 2010, mas alertava que as reservas de gás natural eram insuficientes para atender a demanda projetada para 2010, quando o consumo de gás natural seria de 60,2 mm<sup>3</sup>/dia o que exigiria uma reserva de 440 de bilhões de m<sup>3</sup> enquanto as reservas provadas da Petrobras na época eram de 172 bilhões de m<sup>3</sup> (Nogueira, op. cit.). Como alternativa a comissão recomendava que a Secretaria Nacional de Energia devia, entre outras providências, “*promover as ações necessárias no sentido de viabilizar, técnica e economicamente, no menor prazo possível, a importação de gás natural da Bolívia, para o atendimento dos mercados dos Estados da Região Sudeste, da Região Sul e do Estado do Mato Grosso do Sul*” e, também, que “*a Petrobras deveria retomar os estudos para importação de gás da Argentina, via gasoduto, e de outras fontes sob a forma de gás natural liquefeito (GNL), visando a complementação da oferta nacional*” (Rodrigues, 2003, s/pág.).

Com estas recomendações em novembro de 1991 foi assinada a “*Carta de Intenções Sobre o Processo de Integração Energética Entre Brasil e Bolívia*” entre Petrobras e YPF e

o Ministério de Energia e Hidrocarburos de Bolívia na presença dos presidentes Collor e Jayme Paz Zamora. Em 17 de agosto de 1992, foi firmado o “*Acordo por Trocas de Notas Reversais Sobre a Compra e Venda de Gás Natural Boliviano*”. Posteriormente, em 17 de fevereiro de 1993 seria assinado o “*Acordo, por trocas de Notas Reversais Sobre a Venda de Gás Boliviano ao Brasil, a Propósito do Contrato Definitivo entre Petrobras e YPFB*”, entre os presidentes do Brasil, Itamar Franco e da Bolívia, Jaime Paz Zamora e entre os presidentes da Petrobras, Joel Rennó e da YPFB José Saavedra Banzer<sup>109</sup>. Segundo esse documento haveria um prazo de 18 meses para ambos os países obterem um financiamento (junto ao BIRD) de US\$ 1,7 bilhão para construir o gasoduto e a Bolívia exportaria 8 mm<sup>3</sup>/dia de gás a um custo de US\$ 250 milhões/ano. Por este acordo o Brasil comprava o gás por um preço 20% menor do que o do mercado internacional (Rodrigues, op. cit.).

No Governo FHC três atores unira-se no interesse de introduzir o gás natural na matriz energética brasileira. O primeiro era o próprio MME porque entre 1993/95 três fatores agravaram a crise energética: 1) à pressão que o crescimento econômico propiciado pelo Plano Real causava sobre o setor energético (Holanda, op. cit.); 2) o BIRD informara que passaria a apoiar a construção de usinas termoeletricas em detrimento das usinas hidroelétricas (Rodrigues, op. cit.); e 3) o físico Pinguelli Rosa e o grupo do Cop (Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas Sobre Mudança Climática) alertavam para o potencial esgotamento das reservas energéticas brasileiras, antevendo uma crise de energia elétrica. Sem condições de construir rapidamente novas usinas hidroelétricas (devido à escassez de tempo e recursos), a solução parecia estar nas termoeletricas, tornando o gás natural mais atrativo em termos econômicos do que diplomáticos (Hage, in: Haag, op. cit.).

O segundo interessado era o Itamaraty, que via na integração energética com a Bolívia um caminho para aumentar a competitividade da indústria nacional e criar maior interdependência entre as nações sul-americanas para fortalecer o bloco regional diante do fenômeno da globalização. Aliás, FHC definira que a América do Sul deveria ser considerada como “*espaço histórico-geográfico*” do Brasil para quem “*o Mercosul é o peão, mas não basta: precisamos dessa integração mais ampla*” (Queiroz e Senju, 2007 s/pág.). Nesse sentido o próprio Eliezer Batista indicara o caminho para a integração física da região, condenando as premissas restritivas do nacional-desenvolvimentismo por que:

---

<sup>109</sup> FHC, então chanceler de Itamar Franco era um dos maiores entusiastas do negócio. Engenheiro de formação Itamar tinha suas dúvidas quanto à viabilidade do projeto (Vidal op.cit.).

*“O que aconteceu quando os países desenvolveram uma infra-estrutura para atender aos seus objetivos geopolíticos, focalizando áreas de importância estratégica e não adequação social e ambiental, guiados por uma perspectiva nacional, buscando satisfazer necessidades dentro de suas próprias fronteiras, foi com frequência um desastre ambiental e social... Talvez o melhor exemplo conhecido de história de horror econômico e ambiental seja o Projeto Polonoroeste. Financiado pelo Banco Mundial, este projeto envolveu a construção de rodovias e auto-estradas e a atração de colonos do sul do Brasil para o estado de Rondônia... Rondônia perdeu mais de 40% de suas florestas. Os ganhos econômicos, em termos de diminuição da pobreza, foram insignificantes... Da mesma forma, a represa de Balbina tinha a finalidade de acelerar o desenvolvimento da Amazônia, fornecendo 250 mW de energia em Manaus, o grande centro urbano da região. A represa no Rio Uatama, a 150 km de Manaus, entrou em operação em 1989. Custou US\$ 800 milhões, inundou 2.360 km<sup>2</sup> de florestas e gerou apenas 100 mW de eletricidade, ao custo de mais de US\$ 3.000 por kW de capacidade instalada, em valores correntes...O Brasil embarcou nesta loucura devido à noção do antigo paradigma de que, por motivos de segurança nacional, suas necessidades de energia deveriam ser atendidas dentro de suas fronteiras e especificamente dentro das fronteiras do estado do Amazonas, visto que havia conflito com o estado vizinho do Pará. Se pensássemos em termos do novo paradigma, os planejadores teriam se voltado para o complexo hidroelétrico do Rio Caroni, na Venezuela a 1.500 km ao norte de Manaus, que tem grande disponibilidade de geração de excedentes. Linhas de transmissão da hidroelétrica de Guri..Poderiam ser construídas pela metade do custo de Balbina” (...). (Eliezer Batista in: Holanda, op.cit., pág. 86).*

Nos países do Cone Sul, o fortalecimento dos regimes democráticos a partir dos anos 80 foi um dos fatores decisivos na transição da “*ótica geopolítica*” das relações regionais para a “*ótica geoeconômica*” que, ainda conforme Eliezer Batista significava:

*“... a busca de eficiência e outras vantagens a serem obtidas a partir da visão do continente como uma única unidade econômica, em vez de 12 diferentes entidades. Dentro dessa unidade, existem recursos e mercados, matérias-primas, centros de produção existentes ou potenciais oportunidades de se atingir economias de escala numa economia global”.* (Eliezer Batista in: Holanda, op. cit., pág. 89).

Ao longo desse processo, as rivalidades alimentadas por ambições de poder e prestígio, muito comuns nos regimes militares existentes à época, foram relativizadas, cedendo parcialmente espaço a um quadro de maior distensão nas relações entre os países da região. Por sua vez, essa maior distensão viabilizou a implantação de projetos de integração centrados na busca de sinergias, com forte ênfase na racionalidade econômica e no controle do impacto ambiental. Ao longo dessa transição, a prioridade antes atribuída ao auto-abastecimento foi confrontada com o desenvolvimento de parcerias sob o signo dos paradigmas neoliberais de abertura, eficiência e competitividade (Holanda, op. cit.).

O terceiro grupo era composto pelo empresariado brasileiro, em particular os do Sudeste e Sul, que viam na utilização do gás natural um vetor competitivo tecnológico

indispensável para a melhoria da qualidade dos seus produtos, num momento que o país preparava-se para abrir sua economia, aderindo à globalização neoliberal (Nogueira, op. cit.).

Nesta perspectiva a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) foi incluída como uma das prioridades no âmbito dos ENIDS, tornando-se um dos principais projetos de integração nacional e regional desenvolvido pelo Governo FHC, até porque continuava sendo necessário encontrar uma fonte de gás natural no exterior. A escolha do Itamaraty recaiu sobre a Bolívia (em detrimento da Argentina<sup>110</sup>) porque o consumo desse país era incipiente, a posição estratégica do país facilitaria a criação futura de um anel gasífero entre Argentina, Bolívia, Brasil e Peru e também porque o Itamaraty desejava utilizar o mercado brasileiro como âncora para investimentos na área de energia, fomentando a integração regional, projeto embrionário do modelo de matrizes energéticas de FHC (Nogueira, op. cit.).

Desta forma, em 17 de agosto de 1996 a Petrobras e a YPFB assinaram o “*Contrato de Compra y Venta de Gas Natural*” (também chamado *Gas Supply Agreement - GSA*) do tipo *take or pay*<sup>111</sup> para fornecimento de gás por 20 anos com volume máximo de 30 mm<sup>3</sup>/dia. As partes comprometeram-se construir um gasoduto de 3.150 km entre os dois países (557 km do lado boliviano e 2.593 km do lado brasileiro). Entretanto, ao contrário do que ocorre recorrentemente neste tipo de contrato, não foi especificada a retirada das frações nobres (etano, propano e butano) do gás exportado de forma que este fosse essencialmente metado, caso em que o conteúdo calórico máximo do gás natural seria de 8.900 kcal/m<sup>3</sup><sup>112</sup>.

Com o contrato foram assinados cinco termos de ajuste: 1) um TCQ (*Transportation Capacity Quantity*), que previa o fornecimento em quantidades crescentes de gás, iniciando com 8 mm<sup>3</sup>/dia, atingindo 16 mm<sup>3</sup>/dia, no oitavo ano e permanecendo nesse patamar até o vigésimo ano; 2) uma opção de compra, onde a YPFB daria preferência a venda de quantidades adicionais de gás a Petrobras sobre terceiros, provenientes ou não de novas descobertas bolivianas até o limite de 30 mm<sup>3</sup>/dia; 3) foi criada uma TCO (*Transportation Capacity Option*), que dava opção de capacidade de transporte, pela qual o comprador, pagando antecipadamente, poderia transportar gás numa faixa de 6 mm<sup>3</sup>/dia acima das quantidades contratuais, arcando apenas com os custos operacionais variáveis de transporte,

<sup>110</sup> O protocolo nº 8 do PICE previa a construção de um gasoduto de 2.300 km ligando Campo Durán a São Paulo. A Argentina venderia ao Brasil o excedente de sua produção de gás natural. O projeto, orçado em US\$1,6 bilhão, foi inviabilizado porque, entre outros motivos, nesta época ambos os países atravessavam grande instabilidade econômica e não tinham condições de custeá-lo, além do que, YPF e Petrobras estavam tendo seus próprios problemas.

<sup>111</sup> O contrato “boca do poço” estipulava que a Petrobras pagaria US\$ 0,95 por cada 26,81 m<sup>3</sup> (1 milhão de BTUs) de gás escoado entre o volume de 8 e 16 mm<sup>3</sup>/dia e US\$ 1,20 por cada 26,81 m<sup>3</sup> de gás escoado entre 16 e 30,8 mm<sup>3</sup>/dia. O contrato definitivo foi assinado em 1/07/99 devendo expirar em 2019.

<sup>112</sup> Quando o gás natural contém frações nobres seu poder calórico excede 8.900 kcal/m<sup>3</sup>.

inclusive com os custos de capital correspondentes aos investimentos em compressores adicionais para movimentar tal volume. A negociação do TCO interessava à Eletrobrás que em seu Plano Decenal de Expansão 1998/07 previa um consumo adicional de 4 mm<sup>3</sup>/dia de gás pelas termoeletricas a ser instaladas, especialmente no Mato Grosso do Sul e São Paulo. Caberia ao BNDES financiar o TCO, permitindo a Petrobras reduzir a tarifa de transporte para o volume de 6 mm<sup>3</sup>/dia destinado às termoeletricas; 4) foi estabelecido uma TCX (*Transportation Capacity Extra*), para regular a capacidade de transporte acima dos volumes TCO e TCQ até atingir a capacidade de 30 mm<sup>3</sup>/dia; e 5) foi estabelecido uma TCY (denominação dada à capacidade adicional) além dos 30 mm<sup>3</sup>/dia médios, que poderá ser obtida com novos investimentos no gasoduto (Passos, op. cit.).

Enquanto o gasoduto era construído em 15 de abril de 1998 a ANP publicou a Portaria N° 43 que regulava a importação de gás natural e a Portaria N° 44 que regulava o transporte de gás natural. Depois se publicaram uma série de decretos visando estruturar um mercado de gás natural a partir do consumo das usinas termoeletricas. Assim, o Decreto N° 2.655 de 2 de julho de 1998 estimulava a construção dessas usinas (Holanda, op. cit.) e, após a inauguração do gasoduto em 9 de fevereiro de 1999, o Governo FHC planejou a construção de 49 termoeletricas (a maioria a gás) a um custo estimado de US\$ 12 bilhões. Deste planejamento surgiu o Decreto-Lei N° 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 definindo o Programa Prioritário de Termoeletricas (PPT)<sup>113</sup>. Segundo o PPT caberia a Petrobras: 1) garantir o fornecimento de gás natural, por um prazo de 20 anos (a um preço médio de US\$ 2,26 o milhão de BTU) (art. 1); e 2) destinar 3 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural para o emprego de termoeletricas, sendo 2 mm<sup>3</sup>/dia para as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul e 1 mm<sup>3</sup>/dia para a região Nordeste (art.2), cabendo ao BNDES financiar a conexão das plantas à rede elétrica nacional (art. 5).

Ainda em 2000 aumentou a urgência em relação à construção das termoeletricas a gás natural após o físico Pinguelli Rosa alertar que as agências Coopers e Lybrand, não haviam considerado a especificidade do setor elétrico brasileiro quando sugeriram sua privatização, o que resultara na falta de investimento privado e estatal na geração, antevendo que ocorreria uma crise de energia elétrica em 2001 (Pinguelli Rosa, 2000).

Segundo Holanda (op. cit.) a política de integração gasífera com os demais países do Cone Sul deveria continuar porque era necessário atingir as seguintes metas:

1. Contribuir para a garantia do abastecimento do mercado energético brasileiro;

---

<sup>113</sup> Depois regulado pela Portaria do MME N° 215 de 26/07/2000 e Portaria do MME N° 234 de 22/07/2002.

2. Criar condições para que esse abastecimento fosse feito em benefício do consumidor e em consonância com os objetivos domésticos de desenvolvimento;
3. Estimular a atração de capitais privados para o setor gasífero, de modo que, na medida do possível, os escassos recursos governamentais pudessem ser aplicados em áreas onde a presença do Estado era imprescindível, como a saúde, a educação e saneamento básico;
4. Compatibilizar o uso do gás com os objetivos de promoção da eficiência energética e de preservação do meio ambiente; e
5. Colocar o processo de integração gasífera no Cone Sul a serviço da política brasileira de integração regional na América do Sul e, por extensão, de uma inserção mais competitiva do país na economia internacional.

Nesta perspectiva, depois de concluído o Gasbol o Governo FHC continuaria enfatizando a integração física dos países sul-americanos e em 31 de agosto de 2000, durante a Primeira Cúpula da América do Sul, foi apresentado o “*Plano de Ação para a Integração da Infra-estrutura da América do Sul*”, que deu origem ao IIRSA (Integração da Infra-Estrutura Regional na América do Sul). O plano, claramente inspirado nos ENIDs de Eliezer Batista, foi elaborado em conjunto por técnicos do BID, Corporación Andina de Fomento (CAF) e Fondoplatá (Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca Del Plata) e definiu 12 Eixos de Integração e Desenvolvimento (depois reduzidos a dez<sup>114</sup>) onde seriam concentrados os investimentos para num prazo de dez anos ampliar, modernizar e conectar a infra-estrutura física de transporte regional (oleodutos, hidrovias, gasodutos, portos e também normativas e sociais) aos mercados mundiais, incrementando assim o comércio e o acesso do países aos recursos naturais. Inicialmente foram selecionados 335 projetos (orçados em US\$ 37,4 bilhões), dos quais foram priorizados 31 (avaliados em US\$ 37,4 bilhões), a ser executados no período de 2005 a 2010 (Carrion & Paim, 2007 e Ministério do Planejamento).

Em 24 de outubro de 2001 em Washington (EUA) com o patrocínio da Embaixada do Brasil e do BID, foi realizado o seminário “*O Brasil e a Integração da América do Sul*”, onde se comprovou que a proposta do IIRSA, mobilizara uma rede política comprometida em construir, através dos eixos regionais de desenvolvimento, a infra-estrutura necessária à integração física da América do Sul. Este espírito foi comunicado por Juan Antonio Sosa, vice-presidente de infra-estrutura da CAF, que afirmou a importância de se compreender que havia surgido “algo novo”: uma rede de funcionários de toda a região que compartilham uma

---

<sup>114</sup> Os Eixos são os seguintes: Amazonas, Andino, Andino Sul, Capricórnio, Escudo Guianês, Hidrovia Paraná-Paraguai, Interoceânico Central, Mercosul-Chile, Peru-Brasil-Bolívia e Sul.

nova visão estratégica para a América do Sul, voltada para a criação de "bacias de desenvolvimento" regionais. Na ocasião foram apresentados vários mapas com os seis "pólos de crescimento": os Andes, o Mercosul e o Chile, o núcleo interoceânico Peru-Chile-Bolívia-Brasil-Paraguai, o eixo multimodal das bacias Orinoco-Amazonas-Prata, o pólo Brasil-Guiana-Suriname-Venezuela e a Bacia Amazônica (Costa 30/01/01). Seguindo estas diretrizes, já sob o primeiro governo Lula (2002/06) Brasil passou a utilizar o BNDES como grande indutor da integração física da América do Sul<sup>115</sup>.

## **5.2. O Neoliberalismo Boliviano**

As crises dos anos 70 e 80 lentamente deterioraram a economia boliviana, obrigando-a a realizar uma reestruturação econômica embasada em princípios neoliberais, implantados através de reformas de primeira e segunda geração. As metas dessa estruturação eram estimular os investimentos privados, a privatização das empresas públicas, o estabelecimento de bases para incrementar a rentabilidade dos setores econômicos mais dinâmicos, a liberalização da economia e a melhoria na eficiência de alocação dos recursos.

### **5.2.1. As Reformas Neoliberais de Primeira Geração (1985/89)**

No início da década de 80 o Estado boliviano controlava 2/3 da economia nacional, mas todas as estatais eram deficitárias alimentando o déficit público, que era coberto com empréstimos externos ou pela exportação de matérias-primas, notadamente o estanho.

Após a moratória mexicana de 1982 (quando os créditos para o Terceiro Mundo foram restritos) o déficit público teve que ser custeado pela economia doméstica, que além de não possuir base suficiente para fazê-lo, estava em crise em razão da queda dos preços das matérias-primas e a limitada produção agropecuária. Para agravar ainda mais a situação em 1982 decidiu-se desdolarizar a economia proibindo qualquer transação em moeda estrangeira o que deu lugar ao surgimento de um tipo de câmbio paralelo que produziu uma progressiva desestruturação financeira e uma fuga de capitais, afetando profundamente o sistema bancário nacional. Ante estes problemas a economia boliviana entrou em rápido processo de deterioração registrando fuga de capitais, queda da produção, redução dos salários e do poder aquisitivo e aumento do desemprego, do déficit e da dívida pública (Torecilla, op. cit).

---

<sup>115</sup> Em setembro de 2004 foi aberta uma filial do BNDES em Buenos Aires. Anteriormente o banco havia liberados US\$ 3,9 bilhões de dólares para projetos de infra-estrutura na Argentina, Bolívia, Equador, Paraguai, Peru e Venezuela. O BNDES também anunciou que aplicaria US\$ 200 milhões no CAF ampliando sua participação no órgão de 6% para 20%. (Costa 21/09/04).



Para fazer frente a esses problemas foram tomadas três medidas emergenciais que apenas agravaram ainda mais os problemas econômicos e sociais do país. A primeira medida foi utilizar a emissão como forma de custear o setor público, o que rapidamente primeiro criou e depois começou a alimentar a espiral inflacionária, que em 1985 chegou a 24.000% a.a. A segunda medida foi a de reduzir os gastos públicos através das demissões maciças das minas estatais (apenas a Comibol demitiu 21.000 funcionários), e da redução das inversões em serviços públicos e educação. Afinal, a terceira medida, tomada pelo governo em 1984 quando o déficit público aprofundou-se, foi de suspender os pagamentos da dívida externa (mas não o serviço da dívida) o que resultou nos cortes nas linhas de crédito para o país.

A instabilidade política apenas refletiu a deterioração das condições econômicas. Em 1985 sob pressão da Acción Democratica Nacionalista (ADN), Central Obrera Boliviana (COB) e Movimiento Nacional Revolucionario (MNR) o presidente Hernán Siles Zuazo teve que convocar eleições gerais para escolher seu sucessor um ano antes de expirar seu mandato.

Na tentativa de resolver os problemas econômicos e sociais da Bolívia em 24 de agosto de 1985 o presidente Paz Estenssoro (em seu terceiro mandato) promulgava o Decreto Supremo 21.060/85. Tratava-se de um conjunto de reformas econômicas de viés neoliberal que pouco diferia do programa proposto inicialmente pelo chefe da ADN, o General Hugo Bánzer, cujo apoio fora vital para a eleição de Paz Estenssoro. Também conhecidas como a Nuova Política Economica (NPE) este conjunto de reformas (formuladas com a supervisão do economista liberal norte-americano Jeffrey Sachs), representou a primeira geração de reformas neoliberais implantadas pela Bolívia e tinha como objetivos: 1) estabilizar os preços a fim de controlar a espiral inflacionária; 2) reduzir o déficit fiscal e do setor externo, restringindo ao máximo a presença do Estado e abrindo a economia boliviana; 3) reincidir a Bolívia no sistema financeiro internacional; 4) restabelecer a confiança no país através da aplicação de um modelo de estabilização ortodoxo, apoiado pelo FMI; e 5) redefinir o papel do Estado, que deveria se retirar das atividades produtivas e focalizar o investimento público nas áreas sociais e de infra-estrutura, bem como assumir a função de agente regulador e garantidor das condições de estabilidade macroeconômica que permitiriam o desenvolvimento e progresso ordenado do setor privado tanto nacional como estrangeiro (Torecilla, op. cit.).

A política de ajuste fiscal incluiu um rigoroso corte nos gastos públicos (incluindo os sociais), fim dos preços subsidiados (tarifas, serviços públicos e alimentos), política restritiva de crédito e liberação da taxa de juros. Por outro lado, se tentou incrementar os ingressos fiscais através de reforma fiscal e tributária, que simplificariam a estrutura fiscal, reduzindo a

quantidade de impostos (que chegavam a 450) e incrementando a participação dos impostos indiretos de mais fácil arrecadação. Também foi adotada uma política cambial<sup>116</sup> rígida e uma política monetária restritiva<sup>117</sup>.

Como o apoio internacional era fundamental para a sustentabilidade do programa de estabilização, as autoridades bolivianas tentaram negociar a reprogramação da dívida com os organismos bilaterais e multilaterais de crédito, os bancos privados internacionais e o Clube de Paris. A renegociação foi possível porque a manutenção do pagamento do serviço da dívida deixou em aberto um canal de diálogo com o sistema creditício internacional, além do que, este se mostrava mais receptivo em virtude do severo plano de reajuste então adotado pelo país. Assim, a Bolívia pôde ingressar no programa HIPC (*Heavily Indebted Poor Countries*) renegociando parte da sua dívida externa, garantindo a continuidade das reformas.

Em complemento à política de estabilização, em 1988 se criou a Comisión de Transición Industrial com a função de realizar os estudos preliminares para a implementação das primeiras privatizações, processo iniciado com a dissolução da Corporación Boliviana de Fomento (CBF), que agrupava um grande número de empresas industriais de propriedade do Estado e sua transferência a entidades regionais, as Corporaciones Regionales de Desarrollo. Assim, foram vendidas 170 estatais que renderam US\$ 163,3 milhões (Torecilla, op. cit.).

Neste momento a privatização das principais estatais: Ende (Empresa Nacional de Eletricidad), Enfe (Empresa Nacional de Ferrocarriles), Ente (Empresa Nacional de Telecomunicaciones), Empresa Metalúrgica de Vinto, Lab (Lloyd Aéreo Boliviano) e YPFB não ocorreu por que: 1) ainda existiam restrições legais e administrativas que impediam sua privatização; 2) no período hiperinflacionário percebeu-se que as maiores estatais tinham independência econômica e política, razão pela qual antes da privatização era necessário retomar o controle estatal; 3) percebeu-se que era necessário reestruturar as estatais, tornando-as atrativas aos investidores privados; 4) as maiores estatais tinham grande relevância econômica, aportando a maior parte dos ingressos no Tesoro General de la Nación; e 5) existia muita incerteza no setor privado sobre a sustentabilidade do novo modelo econômico. Porém, essas estatais remanescentes ficaram sob severo controle, devendo aderir às regras de mercado, o que incluía a extinção da estabilidade do emprego, adoção de livre negociação salarial e obrigação de apresentarem seus balanços a cada dois meses (Torecilla, op. cit.).

---

<sup>116</sup> Visando estabilizar o câmbio, reduzir a lacuna entre o câmbio oficial e o paralelo e redolarizar a economia.

<sup>117</sup> As emissões do Banco Central dependiam de acordos com o FMI, foi restrito o crédito e o financiamento público e liberaram-se as taxas de juros e possibilidade de realizar contratos em moeda estrangeira.

Os resultados econômicos da NPE foram apreciáveis: obteve-se a estabilidade macroeconômica, conteve-se a inflação e o país começou a crescer a taxas estáveis (cerca de 2,5 % a.a.). Ademais, também foram obtidos importantes resultados sociais e políticos. No campo social a demissão maciça de empregados públicos e o congelamento de salários produziu uma forte retração da demanda e aumento do desemprego. No campo político a implementação das políticas de estabilização exigiu a desarticulação de alguns atores sociais, como condição de possibilidade de implementação destas políticas (entre eles a COB) o que resultou no aparecimento de novos atores sociais, como a população indígena e camponesa.

A despeito do sucesso das primeiras medidas neoliberais os organismos internacionais continuaram a negar financiamentos para as cronicamente deficitárias estatais bolivianas. Isto levou o sucessor de Paz Estenssoro, o presidente Jaime Paz Zamora (1989/93) a desenvolver o marco normativo necessário para implantar as reformas neoliberais de segunda geração. Desta feita destacaram-se três leis: 1) a Lei N° 1.178/90, ou Ley Safco (Sistema de Administración Fiscalización y Control Gubernamental) que estabeleceu controles e condições para uso dos recursos do Estado; 2) a Lei N° 1.182 de 17 de setembro de 1990 (ou Lei de Investimentos), que buscou estimular e garantir os investimentos nacionais e estrangeiros realizados na Bolívia; e 3) a Lei N° 1.330 de 24 de abril de 1992 (ou Lei de Privatizações), que autorizava as empresas, entidades e instituições do setor público a alienar as ações, bens, direitos e valores de sua propriedade e transferi-los a pessoas naturais e coletivas nacionais ou estrangeiras, ou aportar os mesmos para a constituição das novas sociedades anônimas mistas.

### **5.2.2. As Reformas Neoliberais de Segunda Geração (1993/01)**

Caberia ao presidente Gonzalo Sánchez de Losada (1993/01) realizar as reformas neoliberais de segunda geração, consolidando a reestruturação da economia boliviana. Nesta fase foram privatizadas as seis estatais que, por seu caráter estratégico, se encontravam reservados à órbita estatal: Ende, Enfe, Ente, Empresa Metalúrgica de Vinto, Lab e a YPFB.

O instrumento que permitiu a privatização foi a Ley de Capitalización N° 1.544 de 21 de março de 1994. A partir dos parâmetros definidos por esta lei o processo de privatização foi conduzido em três fases. Na primeira fase a Lei estabeleceu o Ministério da Capitalização que, por sua vez, criou uma Comisión de Transición Industrial, que se subdividiu numa série de grupos de trabalho, encarregados de definir a estratégia global de capitalização. Assim, a Comisión de Transición Industrial transformou as seis estatais em Sociedades Econômicas

Mistas (SAM) e se ofereceu aos empregados das mesmas a possibilidade de utilizar seus benefícios sociais para a aquisição de ações da empresa em condições preferenciais.

Na segunda fase criou-se um mecanismo para atrair os sócios privados, onde o Estado procurou formar uma associação com os investidores privados, licitando internacionalmente 50% das ações das estatais. Através de sua parte o sócio privado assumia o compromisso de administrar a estatal, mas ficava proibido de adquirir mais do que 50% da mesma estatal, teria um prazo de 8 anos para pagar pela sua parte e comprometia-se a realizar, num prazo de 5 a 8 anos, um investimento igual ao valor pelo qual adquirira sua parte na estatal. Desta forma ao fim do prazo (5 a 8 anos) se criava uma empresa com o dobro do valor inicial, no qual o investidor privado teria 50% da EMN e o Estado outros 50%. Posteriormente, a Ley de Pensiones N° 1.732/96 transferiu os 50% pertencentes ao Estado para as Administradoras de Fondos de Pensión (administrados pelo banco suíço Zurich Financial Service e o espanhol Banco Bilbao Viscaya), ficando os fundos depositados em contas individuais, uma para cada cidadão boliviano maior de idade em 31 de dezembro de 1995. Cada boliviano maior de 65 anos teria direito a receber anualmente um bônus, o Bonosol (Bono de Solidariedad) e/ou Bolivida, composto de US\$ 500,00 a ser sacado da sua conta, e mais uma parte das receitas das empresas capitalizadas (Torrecilla, op. cit.).

Afinal, na terceira fase complementou-se o processo com o Decreto Supremo N° 1.600 que estabeleceu o SIRESE (Sistema de Regulacion Sectorial) responsável pela criação das respectivas leis setoriais (Ley de Hidrocarburos, Ley de Eletricidad, etc) e com o Decreto Supremo N° 1.806 que modificou a Lei de Impostos.

Para Gray Molina, Pérez de Rada y Yáñez (in: Torrecilla, op. cit.) as reformas neoliberais e em particular do setor de hidrocarbonetos na Bolívia foram possíveis porque:

1. Foram realizadas no contexto de um Estado débil e desconexo;
2. Foram possíveis em razão da natureza híbrida do sistema representativo do governo que gerou amplos espaços de decisão favoráveis ao poder executivo; e
3. Foram conduzidos pela liderança caudilhista e tecnocrática que teve papel decisivo durante os dois períodos de reformas políticas e econômicas. Para Gray Molina:

*“Enquanto a estabilidade da coalização depende em grande medida do uso prebendal do aparelho burocrático do poder executivo, o eixo da tomada de decisões tende a circunscrever-se a um número reduzido de atores técnico-políticos próximos ao presidente. O sistema híbrido proporciona, ademais da estabilidade de amplos poderes de decisão a cúpula do poder executivo. A política de coalizões se tem beneficiado, por sua vez, da estrutura caudilhista/prebendal dos principais*

*partidos políticos que garantiram um mínimo de disciplina interpartidária para a consecução dos objetivos do pacto” (Gray Molina, in: Torecilla, op. cit, s/pág.)*

As condições de viabilidade política na adoção e implementação das reformas a partir do Governo Paz Estenssoro podem ser sintetizadas da seguinte maneira: a existência de alianças interpartidárias com uma ampla disciplina partidária, a ampla margem decisória de que gozava o presidente e o monopólio quase exclusivo que exercia o executivo sobre o Legislativo. Uma particularidade deste conjunto de reformas radica na vinculação instrumentada entre as mesmas em que o *corpus* das propostas de reformas foi apresentado como um bloco que facilitou sua aprovação posterior pelo Legislativo, ademais criou incentivos e benefícios cruzados com os que se tentou compensar os setores derrotados.

### **5.2.3. As Reformas no Setor de Hidrocarbonetos Boliviano**

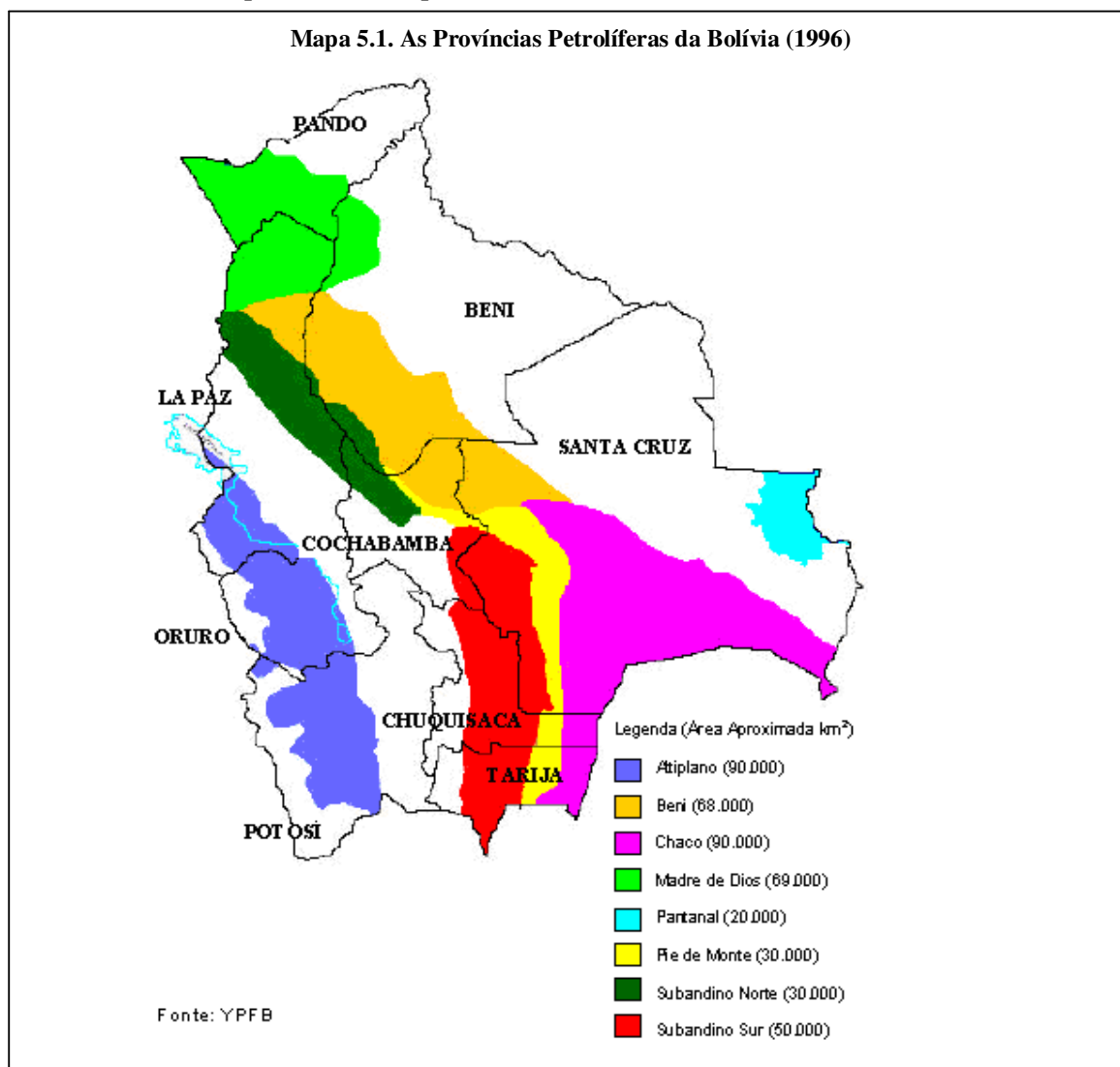
Antes das reformas neoliberais de Sanches de Lozada a YPFB detinha o monopólio do setor de hidrocarbonetos, realizando 77% do *upstream* do petróleo e do gás natural (os restantes 23% eram produzidos por EMNs que só podiam atuar no *upstream* através de contratos de risco) e 100% do *midstream e downstream* do petróleo e do gás.

As reformas neoliberais de segunda geração determinadas por Sánchez de Lozada atingiram a YPFB através da Ley de Capitalización N° 1.544/94. Oficialmente a inclusão da estatal nas reformas foi justificada por uma série de fatores: a baixa capitalização da YPFB que impedia novos investimentos, sua pouca eficiência e sua baixa capacidade competitiva além do que, o Estado utilizaria o dinheiro para realizar outras reformas estruturais necessárias. As razões apontadas eram comprovadas na prática pela queda assustadora da produtividade da YPFB: nos três anos anteriores a 1969 ela produziu mais de 40.000 bpd, mas a produção despencou para 23.800 bpd em 1980 e 17.500 bpd em 1986. As exportações de cru, que em 1969 eram de 30.800 bpd, em 1979 eram de 500 bpd.

Na verdade, o fracasso da YPFB era explicado por dois fatores. De um lado, como vimos, à alta complexidade da indústria petrolífera, seus imensos custos e necessidade de investimentos são tais que a YPFB nunca conseguiu mobilizar os recursos necessários para manter-se competitiva, deficiência agravada pelo tipo de relacionamento entre a YPFB e o Estado boliviano. A YPFB era a estatal mais importante, gerando a maior parte das receitas do Estado. Apenas no período 1990/96 ela destinou anualmente cerca de US\$ 302 milhões (65% das suas receitas) ao Tesoro General de la Nación (40% dos ingressos do Estado). Ademais, o Estado transformou-a em repartição pública, inchando-a com funcionários bem-remunerados,

mas com baixa qualificação técnica. Ato contínuo, a estatal caiu na corrupção, ineficiência e nepotismo e depois de esgotados os capitais e depreciadas as instalações da Gulf Oil ela não tinha a menor condição de realizar investimentos no setor de hidrocarbonetos.

O objetivo maior das reformas era viabilizar a exportação de gás natural, tornando-a nova fonte de renda do país em substituição ao estanho, cujas minas esgotaram-se em meados dos anos 80. Isto era possível porque as províncias petrolíferas do país já haviam sido identificadas, como pode ser no mapa abaixo:



Desde os anos 60 se sabia a Bolívia possuía grande potencial gasífero, e que a maioria deste gás era não associado ao petróleo, informações obtidas pelas pesquisas sísmicas e pelo fato da superfície potencialmente petrolífera do país chegar a 447.000 km<sup>2</sup> (cerca de 40,6888% do território) dos quais fora explorado apenas 20%. O déficit exploratório advinha das próprias deficiências da YPFB e porque historicamente a produção concentrou-se nas

regiões Pie de Monte e Subandino Sur, no Departamento de Santa Cruz onde a exploração é mais acessível. Eram nessas regiões que a YPFB concentrava 75% da sua produção.

Além disso, enquanto a Bolívia não era auto-suficiente em petróleo (produzia em média 32.000 bpd e consumia 53.000 bpd) a situação se invertia quanto ao gás natural. Como o país apresentava baixo nível produtivo e reduzido mercado interno com baixo potencial de crescimento dos 14 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural então produzidos cerca de 5 mm<sup>3</sup>/dia era exportados para a Argentina e apenas 3,17 mm<sup>3</sup>/dia eram consumidos internamente<sup>118</sup>.

Assim, o grande potencial gasífero inexplorado e a baixa demanda justificavam uma política exportadora, que podia ser implementada apenas com a modernização do setor de hidrocarbonetos, mas como a YPFB não tinha condições de liderar o processo, a solução era atrair, através da criação de um regime fiscal rentável, as EMNs interessadas em monetizar os recursos petrolíferos da Bolívia. Isto permitiria concluir o projeto de E&P e exportação do gás natural para o Brasil, continuar as exportações de gás natural para a Argentina, abastecer o mercado nacional e promover posteriormente a exportação de gás natural para outros países.

Os ativos YPFB foram divididos antes da privatização, rompendo sua linha vertical. Os campos de petróleo foram reunidos em duas SAM (conforme previa a Lei 1.544/94): a Empresa Petrolera Andina SA e a Empresa Petrolera Chaco SA, enquanto toda a infraestrutura de transporte de hidrocarbonetos foi reunida numa única companhia, a Transredes SA, ficando a composição acionária dessas novas companhias como se vê na tabela abaixo:

Tabela 5.1. Composição Acionária das Sucessoras da YPFB

Exploração e Produção				
Companhia	Investimento (US\$ milhões)	Sócio	Participação Acionária (%)	País
EP Andina SA	264,77	Fundos de Pensão Bolivianos	50,00	Bolívia
		Pérez Compac (1)	20,25	Argentina
		Repsol-YPF	20,25	Espanha
		Pluspetrol (2)	9,50	Argentina
EP Chaco SA	306,6	Fundos de Pensão Bolivianos	50,00	Bolívia
		Amoco (3)	30,00	EUA
		Bridas	20,00	Argentina
Transporte				
Transredes SA	263,5	Fundos de Pensão Bolivianos	34,00	Bolívia
		Royal Dutch/Shell Group	25,00	Holanda
		Prisma Energy (4)	25,00	EUA
		Investidores Privados	16,00	

1. Adquirida pela Petrobras;
2. Adquirida pela Repsol-YPF;
3. Adquirida pela British Petroleum;

<sup>118</sup> Internamente o gás era consumido da seguinte forma: 54,56% na geração de energia elétrica (existiam plantas de ciclo combinado nos Departamentos de Cochabamba, La Paz, Potosí e Santa Cruz); 37,96% para o consumo residencial, produção industrial (alimentos, bebidas, cerâmica, cimento, fundição de vidro) e transporte; 2,55% para a produção de petróleo; e 4,93% de outras formas.

4. Pertence a Enron;  
Fonte: Compodônico, 2004

Os mapas 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9 nos anexos ilustram como ficou a divisão dos blocos e dutos por companhias após a privatização.

Inicialmente o Governo não privatizou totalmente a YPFB porque ela ainda: administraria as refinarias e polidutos (ainda não privatizados), bem como a comercialização de hidrocarbonetos; seria instrumento através do qual o Estado fiscalizaria a outorga das áreas de *upstream*; manteria as obrigações contratas de exportação de gás natural para a Argentina e atuaria como prestadora de serviços para as companhias capitalizadas. Somente em 29 de novembro de 1999 o consórcio EBR (formado pela Petrobras, 70% e Pecom, 30%) comprou por US\$ 102 milhões a Refinaria Gualberto Villarroel (capaz de processar 40.000 bpd) e a Refinaria Guillermo Elder Bell (capaz de processar 20.000 bpd)<sup>119</sup> juntamente com o Poliducto Palmasola-Viru-Viru e o Poliducto Refinaria Villarroel-Aeropuerto.

Após a privatização da YPFB foi promulgada a Ley de Hidrocarburos N° 1.689 de 30 de abril de 1996, regulando o setor de hidrocarbonetos. A Lei estabeleceu que:

1. A propriedade dos hidrocarbonetos era reservada ao Estado. A E&P e comercialização de hidrocarbonetos seriam realizadas, necessariamente, através de contratos de risco compartilhado, por tempo limitado. O transporte de hidrocarbonetos e distribuição de gás natural por redes seria objeto de concessão administrativa, por tempo limitado (art. 1). Foram fixados o tempo de validade e a superfície máxima a ser explorada, mas não fica delimitado o número máximo de contrato de que pode participar uma mesma empresa;
2. O Estado e a YPFB não assumiriam obrigação de financiamento ante terceiros (art. 3);
4. A YPFB atuaria apenas como de agente fiscalizadora do setor de hidrocarbonetos (art.4);
3. Liberou-se a importação, exportação e o comércio de hidrocarbonetos e derivados (art. 5);
4. Qualquer pessoa individual ou coletiva, nacional ou estrangeira poderia realizar uma ou mais atividades no setor de hidrocarbonetos (art. 10);
5. A YPFB não poderia participar nos contratos de risco compartilhado, nem obter concessões para realizar atividades petrolíferas em geral (art. 12);
6. As operadoras deveriam pagar a YPFB um montante total de 18% referentes aos impostos, *royalties* e taxas (art. 18);
7. A industrialização de hidrocarbonetos e a comercialização de derivados foram liberadas, para ser realizada por qualquer pessoa individual ou coletiva, nacional ou estrangeira (art. 44);

---

<sup>119</sup> Não foram vendidas três refinarias menores: a Refinaria Refisur (capaz de processar 3.000 bpd), a Refinaria Oro Negro (capaz de processar 2.000 bpd) e a Refinaria Reficruz (capaz de processar 1.800 bpd).



Finalmente, o Decreto Supremo 24.806 de 4 de agosto de 1997 tornava às operadoras proprietárias dos hidrocarbonetos extraídos (em flagrante desrespeito ao art. 1 da Lei 1.689/96 e do art. 139<sup>120</sup> da Constituição Boliviana) e poderiam dispor deles livremente depois de satisfeitas as necessidades internas, os contratos de exportação e do Estado receber os impostos, *royalties* e taxas.

Depois de concluída a privatização e estabelecida Lei N<sup>o</sup> 1.689/96 e o Decreto Supremo 24.806/97, foram assinados 82 contratos (44 de exploração e 38 de produção) de *upstream* com 21 companhias, que eram as seguintes nas vésperas da nacionalização (após as fusões entre elas): BG Bolivia Corp; Canadian Energy Enterprises (CEE); Dong Won Corp. Bolivia; EP Andina SA; EP Chaco SA; EPEC Ventures Bolivia Corp; ExxonMobil BP Inc; Matpetrol SA; Monelco SRL; Pan American E&P Bolivia Ltd; Orca SA; Petrobras Bolivia SA; Petrobras Energía SA; Petrolex SA; Pluspetrol Bolivia Corp. SA; Repsol-YPF E&P Bolívia SA; Servicios Integrales EPSI Ltda; Sterner Investments Corp; Tecpetrol de Bolivia SA; TotalFinaElf E&P Bolívia e Vintage Petroleum Boliviana Ltd. Depois de assinados os contratos as reservas de hidrocarbonetos ficaram assim divididas por companhia:

**Tabela 5.2. Bolívia: Reservas de Hidrocarbonetos por Companhia (1996)**

Companhia	Pais Sede	Reservas de Petróleo (%)	Reservas de Gás Natural (%)
EP Andina SA	Espanha	21,87	24,80
BG Bolívia Corp	Grã-Bretanha	17,51	14,90
Repsol YPF E&P Bolívia SA(1)	Espanha	14,99	10,10
Petrobras Energia SA (2)	Argentina	11,50	0,00
TotalFinaElf E&P Bolívia	França	11,28	14,00
EPEC Ventures Bolívia Corp.	EUA	8,35	0,00
ExxonMobil BP Inc.	EUA	5,58	6,80
EP Chaco SA	Grã-Bretanha	4,51	4,20
Vintage Petroleum Boliviana Ltd	EUA	1,90	1,72
Petrobras Bolívia SA	Brasil	0,00-	15,30
Pan American E&P Bolívia Ltd (3)	Grã-Bretanha	0,00-	6,70
Dong Won Corp. Bolívia	Coréia do Sul	0,00	0,10
Petrolex SA	Canadá	0,00	0,10
Outros		2,51	1,28
Total		100,00	100,00

Obs.:

1. Inclui sua participação na EP Andina SA;

2. Referente a sua participação na EP Andina SA;

3. Companhia formada pela Amoco (60,00%) e Bidas (40,00%), a participação é referente a sua parte na EP Chaco SA;

Fonte: Compodônico, 2004

Como os contratos foram assinados sob os auspícios do Decreto Supremo 24.806/97 eles contrariavam frontalmente o art. 139 da Constituição da Bolívia. Desta forma, sua legalidade ficou condicionada a aprovação pelo Congresso do país, o que nunca foi feito (Torecilla, op.cit.).

<sup>120</sup> Onde se lê: “As reservas de hidrocarbonetos, qualquer que seja o estado em que se encontrem ou a forma em que se apresentem, são de domínio direto, inalienável, imprescritível do Estado. Nenhuma concessão ou controle poderá conferir a propriedade das reservas de hidrocarbonetos. A prospecção, exploração, comercialização e transporte dos hidrocarbonetos e seus derivados são de responsabilidade do Estado” (Marinoni, 2006, s/pág.).

A divisão das reservas e produção por Departamentos após a privatização pode ser vista na tabela abaixo:

**Tabela 5.3.: Bolívia: os Hidrocarbonetos por Departamento (em %)**

Departamento	Petróleo		Gás Natural	
	Reservas	Produção	Reservas	Produção
Chuquisaca	1,00	3,1873	1,20	1,4523
Cochabamba	6,70	28,1382	2,10	8,5096
Santa Cruz	9,00	16,9500	9,60	18,7664
Tarija	83,30	51,7245	87,10	71,2717
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

Obs: Produção em 2005;  
Fonte: YPFB

Segundo a YPFB entre 1997 e 2005 o setor recebeu US\$ 3,35119 bilhões em investimentos. Entre 1999/05 a produção de petróleo aumentou 54,2479% (de 32.687 bpd para 50.419 bpd) e a de gás natural 183,5848% (de 16,57 mm<sup>3</sup>/dia para 46,99 mm<sup>3</sup>/dia). As reservas de petróleo aumentaram 17,3266% (de 396,5 para 465,2 milhões de barris) e as de gás natural aumentaram 374,3415 % (de 285,8489 milhões de m<sup>3</sup> para 1,3559 trilhão de m<sup>3</sup>, a segunda maior da América do Sul). No mesmo período as exportações de gás natural aumentaram 399,1364% (de 5,79 mm<sup>3</sup>/dia para 28,90 mm<sup>3</sup>/dia) e as receitas dessa exportação aumentaram 698,4160% (de US\$ 119,95 milhões a.a. para US\$ 957,7 milhões a.a.).

A despeito desses aumentos substanciais, com as reformas o Estado e os cidadãos perderam totalmente a capacidade de ingerência sobre o setor de hidrocarbonetos porque das sete pessoas que compunham o diretório da YPFB quatro eram designadas pelas companhias e três pelas administradoras dos Fundos de Pensão Bolivianos, a quem fora repassado a parte pertencente a YPFB como determinava a Ley de Capitalización. Dessa forma não apenas a administração e gestão das empresas fora transferida aos operadores privados, excluindo o Estado de qualquer decisão referente à planificação envolvendo os recursos, senão que não existia nenhum mecanismo de indicação pública das pessoas encarregadas de representar os interesses dos cidadãos bolivianos (Solíz Rada in: Torrecilla, op. cit.).

#### **5.2.4. A Opção pelo Mercado Brasileiro**

Conforme Hourcade (2006) a Bolívia fora um dos primeiros países a realizar reformas neoliberais, o que implicou no abandono da agenda nacional-desenvolvimentista e a adoção do princípio do “*regionalismo aberto*”, inserindo-se no processo de globalização neoliberal que se dava em escala mundial. Desta forma, a política de externa boliviana teve como uma

das suas principais metas a ampliação dos mercados externos através da extinção das barreiras do comércio, o que supôs negociação e em alguns casos a renegociação de acordo com países da região, embarcados em processos similares e com objetivos e modelos semelhantes.

No caso do Pacto Andino a Bolívia adotou uma agenda orientada para os aspectos vinculados a liberalização do comércio, a integração física e fronteiriça e a adoção de novos mecanismos de cooperação industrial. Quanto aos países do Mercosul a Bolívia procurou a aproximação mediante a assinatura de um Acordo de Complementación Econômica (ACE) em 25 de junho de 1996.

Nas relações bilaterais o gás natural seria a nova fonte de renda do país e neste sentido o presidente Sanchez de Losada assegurava que a exportação do gás natural “*no seria mais uma oportunidade perdida*” (Holanda, op. cit., pág. 105) e a venda do insumo para o Brasil se apresentava como alternativa mais viável por que:

1. Durante muitos anos, a Bolívia compensou a deficiência de hidrocarbonetos líquidos para o refino com a sobreprodução de gás natural. Depois de extraídos os líquidos o gás natural era reinjetado nos poços, evitando sua queima. Desta forma era possível aumentar a exportação de gás natural sem maiores investimentos no desenvolvimento de novos campos de produção;
2. A Argentina alcançara a auto-suficiência na produção de gás natural por volta de 1990 e o contrato de exportação com este país (assinado em 1968) expiraria em 1992, e no momento em que Collor e Paz Zamora assinaram os contratos não haviam sido entabuladas conversações no sentido de renegociá-lo<sup>121</sup>.
3. Além do maior volume, a venda de gás para o Brasil se daria em condições mais vantajosas do que a venda para a Argentina. A Bolívia receberia do Brasil cerca de US\$ 0,13 por m<sup>3</sup>, o que lhe renderia em média US\$ 550 milhões ao ano em impostos contra os US\$ 0,08 por m<sup>3</sup> recebidos pela Argentina, que lhe rendiam em média US\$ 166 milhões ao ano em impostos;
4. O Brasil era a única alternativa viável à exportação para a Argentina e substituiria com vantagens este país em razão do tamanho do seu mercado consumidor;
5. Uma vez concluído o gasoduto com o Brasil o gasoduto Argentina-Bolívia poderia ser reconfigurado para exportar o gás natural da Argentina para o Brasil via Bolívia;

---

<sup>121</sup> O contrato de exportação de gás natural para a Argentina foi renegociado em 1994 e em 10 de março de 1997 foi incluída uma cláusula ampliando a exportação de gás natural até abril de 1999, renovável por mais um ano. A exportação foi concluída em 31 de julho de 1999 e no total a Argentina importou 52,844268 bilhões de m<sup>3</sup>, que renderam US\$ 4.580.349.781,00 à Bolívia. A partir de agosto de 1999 a Repsol-YPF passou a exportar o insumo em pequenos volumes (cerca de 0,2 a 0,3 mm<sup>3</sup>/dia).

6. Enquanto se processava a privatização da YPFB o Brasil desenhava uma política para a introdução do gás natural na sua matriz energética;
7. Em razão das dificuldades técnicas (capítulo 2) do escoamento de hidrocarboneto da Bolívia para o Brasil se constituía numa alternativa satisfatória a qualquer outra;
8. O mercado brasileiro apresentava tamanho e potencial de crescimento suficientemente grande para justificar uma política exportadora;
9. As relações com o Brasil eram impulsionadas sob um marco integracionista de uma atividade produtiva e não de ajuda econômica, cujos efeitos se concentrariam na região;

Além do potencial do mercado consumidor a venda do gás natural para o Brasil tinha duas outras implicações para a Bolívia. A primeira é que havia o desejo norte-americano de articular a venda do gás natural com o combate ao narcotráfico, cujas conseqüências veremos a seguir. A segunda implicação é que a Bolívia desejava o envolvimento da Petrobras no negócio, porque, além da estatal ter apresentado de longe a proposta mais satisfatória, os bolivianos temiam ficar muito dependentes das companhias norte-americanas, especialmente a Enron (Farias & Guedes, 2005).

A despeito dos ganhos esperados, ao adotar uma política deliberada de exportação de gás natural a Bolívia vinculou o seu desenvolvimento à demanda de gás natural do Brasil (e em menor escala da Argentina), o que implicou também na desvinculação entre os resultados econômicos dos objetivos de desenvolvimento interno. Neste caso, apesar de esboçados, na prática não se concretizaram projetos para aumentar o valor agregado dos hidrocarbonetos (em especial o gás) como a construção de usinas de separação de gás natural e indústrias petroquímicas, não houve o acesso de todos os cidadãos as redes de distribuição de hidrocarbonetos e não foi traçado um projeto de integração nacional a partir da geração de energia termoelétrica a partir do gás natural, visto que as redes de geração e transmissão ainda são desconectadas, individualizadas entre os Departamentos (Torrecilla, op. cit.).

Depois de concluídos os acordos com o Brasil a Bolívia acreditava, num contexto de mais longo prazo, que poderia desempenhar um papel importante na integração regional. Esta perspectiva surgiu com o IIRSA, onde a Bolívia, pela sua posição estratégica, foi incluída em cinco eixos (Amazonas, Andino, Hidrovia Paraná-Paraguai, Interoceânico Central e Peru-Brasil-Bolívia) que vinculariam os Oceanos Atlântico e Pacífico, levando o presidente Jorge Quiroga (2001/02) a declarar no seu discurso de posse que a Bolívia, como único país participante dos três subsistemas regionais, deveria:

*“converter-se em nodo de articulação dos processos de complementação econômica, de integração física, energética e comercial de América do Sul, no centro de equilíbrio regional e no fator de confluência do seu entorno vizinho.. o que dava a Bolívia ...a oportunidade de se converter em verdadeiro coração da América do Sul, e nossa política internacional deve estar orientada para esse objetivo”* (Hourcade, op. cit., pág. 27)

Neste sentido a política de integração passara a ser o pilar da política externa boliviana onde, de acordo com o economista Alfredo Seoane Flores, enfatizaram-se: 1) a Integração energética do Cone Sul; 2) a construção de corredores de integração interoceânica através do território boliviano; e 3) a consolidação de um mercado sul-americano integrado em função da convergência entre a Comunidad Andina de Naciones (CAN) e o Mercosul.

Entre 2003/04 a Bolívia, juntamente a outros países da região, deu uma nova visão ao IIRSA, denominada IIRSA II, que se propôs estimular o desenvolvimento econômico e comercial das zonas aldeãs aos eixos de integração planejados no projeto. Carlos Mesa classificou como central para o país o tema da infra-estrutura rodoviária. Por outro lado foi a Bolívia foi um dos 12 países que em fins de 2004 lançaram a Comunidade Sul-Americana de Nações (CSAN) na cidade de Cuzco, Integrada pelos países do Mercosul, CAN, Chile, Guyana e Suriname. Os objetivos desta iniciativa eram a concertação e coordenação política e diplomática da região, procurar a convergência entre o Mercosul, CAN e Chile numa zona de comércio e sua evolução para fases superiores da integração econômica, social e institucional e a integração física, energética e de comunicações da América do Sul sobre a base do aprofundamento das experiências bilaterais regionais e subregionais (Hourcade, op. cit.).

## **6. A PETROBRAS E AS RELAÇÕES BOLÍVIA-BRASIL**

O neoliberalismo trouxe resultados nefastos para a América do Sul como um todo. Suas promessas de crescimento, desenvolvimento e modernização econômicas não foram realizadas. Como resultado o continente viu aumentar os problemas sociais que, a bem da verdade, persistem desde a época colonial. Em resposta a esses problemas ressurgiu em alguns países o discurso de esquerda, enquanto no Brasil o governo Lula mantinha a linha da política externa de FHC, aproximando-se dos países da região e apoiando a integração regional, fiel a tese de que o Brasil deve liderar a região sem buscar a hegemonia.

Este capítulo está dividido em seis partes. Na primeira parte apresentaremos a Unidade de Negócios da Petrobras que controla as operações na Bolívia. Na segunda parte descreveremos o processo de expansão da Petrobras no país. Na terceira parte veremos como a Bolívia reagiu ao neoliberalismo. Na quarta parte veremos porque a Bolívia promoveu a terceira nacionalização dos hidrocarbonetos. Na quinta parte apresentaremos os possíveis interesses econômicos e políticos da Bolívia na presença da Petrobras e na sexta parte os possíveis interesses econômicos e políticos do Brasil na permanência da estatal naquele país. Veremos que as relações Bolívia-Brasil foram abaladas, mas não podiam ser rompidas sem que houvesse grandes prejuízos para os dois países porque a Petrobras criara um vínculo virtualmente indissociável entre eles.

### **6.1. A Unidade de Negócios Bolívia da Petrobras**

Antes da Lei 9.478/97 a Petrobras podia operar fora do território nacional somente se autorizada pelo Congresso Nacional. Para evitar esta exigência, que reduzia a agilidade dos negócios, fora criada a Braspetro, subsidiária responsável pelas operações internacionais da Petrobras. Através da Braspetro a Petrobras transformou-se numa das maiores compradoras independentes de petróleo do mundo (O Petróleo e a Petrobrás, 1976), oportunizando negócios em países antes fora do horizonte brasileiro, como os do Oriente Médio.

Na reestruturação organizacional da Petrobras a Área de Negócios Internacional (ANI) absorveu as funções da Braspetro, tornando sua existência desnecessária, assim, sua extinção foi decidida pela Assembléia Geral Extraordinária realizada no dia 30/09/2002. Uma diferença importante nesta mudança é que enquanto a Braspetro era uma subsidiária independente da Petrobras, a ANI é um setor diretamente vinculado à estrutura central da estatal. Esta diferença é substancial porque facilita a atuação da Petrobras no exterior indo de

encontro às exigências de flexibilização e globalização da indústria petrolífera como um todo agilizando sobremaneira a capacidade de ação externa da estatal. Um ganho adicional é que esta estrutura contribuiu para a projeção da imagem da estatal como companhia integrada.

No organograma da Petrobras (ver quadro 3.1), vê-se que a ANI é subdividida (como todas as Áreas de atividades da Petrobras) em unidades menores, as Unidades de Negócios (UN). No caso da ANI estas são as UN Corporativo, UN Suporte Técnico aos Negócios, UN Desenvolvimento de Negócios, UN Cone Sul, UN América, África e Eurásia. Por sua vez cada uma destas unidades menores é subdividida em unidades menores ainda. Especificamente para nossos propósitos é importante a Unidade de Negócios Cone Sul, que é composta por três Unidades de Negócios com status de empresas: 1) Unidade de Negócios Argentina; 2) Unidade de Negócios Bolívia; e 3) Unidade de Negócios Colômbia. Por sua vez a Unidade de Negócios Argentina controla a Petrobras Energia SA e a Unidade de Negócios Bolívia controla a Petrobras Bolívia SA, as duas subsidiárias da Petrobras que operam na Bolívia. Portanto, estas duas unidades configuram-se no elo estrutural que une as atividades na Bolívia ao núcleo central da Petrobras, coordenando, controlando e enraizando a estatal no país. A seguir veremos como se deu o processo de expansão da Petrobras na Bolívia.

## **6.2. O Processo de Expansão da Petrobras na Bolívia**

A origem da atuação e posterior processo de expansão da Petrobras no país está nas negociações bilaterais entre Bolívia e Brasil que resultaram na construção do Gasbol, negociações que sempre tiveram a participação da estatal. Mas, oficialmente, a Petrobras começou a operar na Bolívia em 25 de novembro de 1995 (vendendo o lubrificante Lubrax) através da Petrobras Bolívia SA, subsidiária da Petrobras Netherlands BV, que, por sua vez, era a subsidiária holandesa da Braspetro. Esta engenharia corporativa era necessária, porque, como vimos a Constituição Brasileira impedia a Petrobras de operar fora do território nacional sem autorização do Congresso.

Após a assinatura do contrato definitivo de compra do gás natural entre Petrobras e YPFB em 17 de agosto de 1996 a Aepet capitaneou a oposição ao projeto, baseando-se nos seguintes argumentos (Aepet, 2006):

1. A Petrobras teria que assumir todos os riscos do negócio;
2. O projeto custaria US\$ 81 milhões a mais do que um outro gasoduto que cruzasse o Paraguai e entrasse em território brasileiro pelo Paraná;

3. A taxa de retorno do investimento, calculada na época por especialistas da Petrobras, era 10% a.a. e o custo financeiro 12% a.a., assim, o gasoduto nunca se pagaria;
4. O contrato era do tipo “*take or pay*” que obrigava a Petrobras a pagar pelo volume de gás contratado, mesmo que não tivesse demanda para o referido volume;
5. A Petrobras seria obrigada a bancar o risco cambial já que o gás era importado em dólar com preço atrelado ao preço internacional do petróleo;
6. Não houve no governo Collor, quando o projeto foi desenvolvido, metodologia técnica para fazer o levantamento seguro para o consumo nas regiões Sul e Sudeste. Assim, a Petrobras seria obrigada a criar e desenvolver um mercado para absorver o gás natural;
7. A Petrobras era obrigada a comprar a energia gerada de termoelétricas a serem construídas;
8. Não se conhecia o tamanho real das reservas de gás bolivianas, então calculadas em 800 bilhões m<sup>3</sup> (mas então estimadas em 1,27 trilhão m<sup>3</sup>) sendo que, conforme a Petrobras, 368 bilhões m<sup>3</sup> eram necessários para honrar todos os compromissos assumidos;
9. O Brasil ainda não havia aproveitado todo seu potencial hidroelétrico, desprezando um potencial de 120% da potencia instalada;
10. Seria criada a dependência de um insumo energético externo, comprado em moeda forte, atrelado ao preço de uma cesta de petróleo e controlado por transnacionais. A Aepet lembrou que, em palestra realizada no dia 13 de julho de 1994, Sadek Boussena, ex-ministro da OPEC declarava ser de altíssimo risco um país investir tanto dinheiro num projeto magnitude, estando as reservas de gás natural em outro país;
11. Foi extinta a Divisão de Fontes Alternativas da Petrobras obrigando-a a suspender suas pesquisas em energia renovável como biomassa, eólica, solar e outras;
12. A Petrobras ainda não explorara todo o potencial gasífero das bacias de Campos e Santos;
13. A Comgas, operadora na distribuição de gás domiciliar na cidade de São Paulo, não tinha condições de adequar a malha de distribuição de gás de nafta para o gás natural a curto prazo;
14. A política tarifária ainda não tinha sido equacionada;
15. Os pareceres das agências de investimento consultadas (Grupo Morgan e Technoplan) foram contrários a exeqüibilidade do gasoduto;
16. O Governo Boliviano pouco lucraria porque as reservas de gás natural do país pertenciam a BP (Grã-Bretanha), Enron (EUA), Repsol-YPF (Espanha) e TotalFinaElf (França), enquanto o Estado detinha pouco mais de 10% dos campos e recebia apenas 18% de *royalties* pela exploração por parte daquelas empresas;



17. O povo boliviano não teria nenhum benefício com a exploração dos hidrocarbonetos, ao contrário, iria ver o seu patrimônio ser dilapidado pelas EMNs, restando-lhe apenas os *royalties* mais os impostos (o que representava apenas cerca de 30% das receitas) que seriam usados para pagar dívidas contraídas com bancos americanos e a sua parte do gasoduto;

18. O projeto não levava em conta o possível aumento do consumo boliviano;

19. Não havia um “plano B”, ou seja, o abastecimento brasileiro de gás ficava confiado a um único país e o que era pior: a um país com passado político reconhecidamente instável.

A despeito dos argumentos da Aepet e da própria resistência inicial da Petrobras, neste período a recente quebra do monopólio e as discussões em torno de uma possível privatização haviam enfraquecido politicamente a estatal, permitindo a União ignorar as opiniões em contrário e considerar a presença da estatal condição *sine qua non* para a construção do gasoduto, mesmo porque na época o Governo Federal detinha 81,7201% das ações ordinárias e 47,7158% do capital social da estatal (Nogueira, op. cit.). Uma vez concluído o acordo restavam poucas dúvidas para a Aepet de que a decisão de construir o gasoduto fora pautada por critérios políticos em detrimento dos critérios econômicos, favorecendo apenas as EMNs o que significava “*jogar o País e a Petrobrás numa aventura*” (Aepet, op. cit., s/pág.).

Como a introdução do gás natural na matriz energética brasileira e a presença da estatal no processo eram decisões irreversíveis a Petrobras tomou quatro iniciativas para assumir sua liderança, contando com beneplácito do Governo Federal, que enfatizava a importância da participação da companhia no mercado gasífero brasileiro como elemento norteador da implementação da política energética nacional (Holanda op.cit.).

A primeira iniciativa foi obter do Tesouro Nacional o aval para o financiamento do gasoduto, no qual participaram o BNDES/FINAME (US\$ 760 milhões), Eximbank do Japão (US\$ 360 milhões), BIRD (US\$ 310 milhões), BID (US\$ 240 milhões), CAF (US\$ 165 milhões), empresários (US\$ 142 milhões) e BEI (US\$ 60 milhões). As complicações surgiram do lado boliviano porque nenhum dos organismos aceitou as garantias dadas pelos bolivianos (gás natural a ser encontrado e exportado) nem dos seus sócios. Na prática o gasoduto só saiu do papel porque a Petrobras deu todas as garantias exigidas e assumiu todos os riscos da obra (inclusive ambientais), que custou US\$ 2,154 bilhões (Fernandes e Silveira, op. cit.).

A segunda iniciativa foi assumir a construção e operação do gasoduto e das 16 estações de compressão (12 no Brasil e 4 na Bolívia), tarefas confiadas a duas companhias, criadas em 18/04/1997, e compostas pelos mesmos acionistas: a Gas Transboliviano SA (GTB) que operaria do lado boliviano e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil

SA (TBG) que operaria do lado brasileiro. A tabela 6.1 mostra a composição acionária de cada companhia:

Tabela 6.1: A Composição Societária do Gasbol

Sócios	TBG (lado brasileiro)	GTB (lado boliviano)
Petrobras (Gaspetro SA)	51,00 %	9,00 %
BBPP Holdings Ltda, composta por	29,00 %	6,00 %
BG Bolívia Corp.	9,66 %	2,00 %
EPEC Ventures Bolívia Corp.	9,66 %	2,00 %
TotalFinaElf	9,66 %	2,00 %
Transredes SA, composta por	12,00 %	51,00 %
Fundos de Pensão Bolivianos	6,00 %	25,50 %
Enron	3,00 %	12,75 %
Royal Dutch/Shell Group	3,00 %	12,75 %
Enron	4,00 %	17,00 %
Royal Dutch/Shell Group	4,00 %	17,00 %
Total	100,00 %	100,00 %

Fonte: Compodônico, Passos e Petrobras

A terceira iniciativa foi arrematar o maior número de blocos para E&P na primeira licitação realizado pela ANP em 15/16 de junho de 1999.

A quarta iniciativa foi obter da YPFB (sob pressão da Aepet, que questionava o potencial gasífero boliviano) a concessão de dois blocos, San Alberto e San Antonio, localizados no Departamento de Tarija, para realizar pesquisas de lavra em busca de gás natural. Neste caso o contrato não foi assinado com a Petrobras, mas com a Petrobras Bolívia SA, subsidiária holandesa que operava na Bolívia *antes* da assinatura do contrato de compra do gás natural assinado por FHC. Este detalhe implicava no fato de que as operações e investimentos desta subsidiária ficariam sujeitos á leis holandesas e a intermediação do Ciadi, organismo do BIRD sediado em New York do qual Bolívia e Holanda eram membros, mas o Brasil não (bolivianos e holandeses também haviam assinado um "acordo de proteção de investimentos" em 1990). Posteriormente todos os contratos da Petrobras na Bolívia seriam subscritos pela Petrobras Bolívia SA ou pela Pesa e com a mudança estatutária da Petrobras a coordenação das operações da Petrobras Bolívia SA passou da Braspetro para a UN Bolívia, enquanto a Pesa passou para a UN Argentina, mas não houve migração de contratos.

O contrato também previa que se fosse encontrado gás natural a Petrobras e a YPFB seriam sócias na base *fifth/fifth*, cabendo a primeira a responsabilidade operacional, caso contrário, a Petrobras se retiraria assumindo 100% dos custos. Depois, para diminuir o custo de E&P<sup>122</sup>, a Petrobras vendeu 30% de sua participação para a TotalFinaElf. Os trabalhos de prospecção iniciaram com a YPFB e continuaram com a Andina SA. Em junho de 1999 foi confirmado que os blocos San Alberto e San Antonio possuíam reservas imensas, calculadas

<sup>122</sup> Poços com mais de 3.600 m de profundidade localizados sob rochas muito duras.

em 566 bilhões m<sup>3</sup>, o que seria quase 40% das reservas do país, estimadas em 1,4 trilhões de m<sup>3</sup> (Fernandes e Silveira, op. cit.).

O Gasbol foi concluído em 1999, ficando seu traçado como é visto no mapa 6.1:



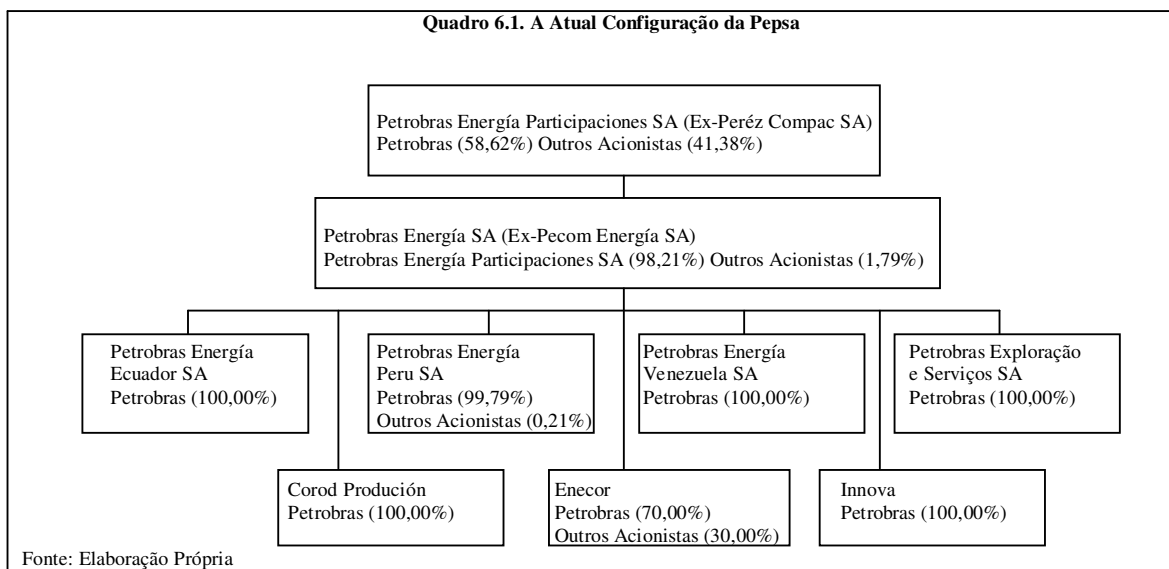
Depois disso a Petrobras (sempre através da Petrobras Bolívia SA) assinou contratos para a construção de outros dois gasodutos. O primeiro é o Gasyrg (operado pela Transierra SA, parceria entre a YPFB com 55,5 % do capital e a Petrobras com 44,5% do capital) que liga os campos de San Alberto e San Antônio a Rio Grande e tem 431 km de extensão, podendo transportar no máximo 23 mm<sup>3</sup>/dia de gás. O segundo é o gasoduto San Marcos, de 17,5 km de extensão que abastece uma planta termoelétrica próxima à cidade de Puerto Suárez, na fronteira entre Bolívia e Brasil.

A perspectiva de a Petrobras atuar na cadeia do petróleo surgiu com a compra das refinarias bolivianas, negócio realizado em parceria com o grupo argentino Pérez Compac SA. Com a posterior aquisição deste grupo pela estatal o negócio do petróleo se expandiu para o *upstream* e *midstream*.

O grupo Pérez Compac SA era controlado pela Família Pérez Compac e pela Fundação Pérez Compac que juntas detinham 58,62% das ações. Por sua vez, o grupo Pérez

Compac SA detinha 98,21% das ações da Pecom Energia SA (então sócia da Petrobras na EBR, boliviana), que tinha interesses no agríbussines, energia (elétrica, hidrocarbonetos e nuclear), finanças, mineração, pecuária, petroquímica, silvicultura e telecomunicações.

A Família e Fundação Pérez Compac decidiram vender suas ações depois que a crise econômica na Argentina iniciada em 2001 e a desvalorização do peso em 2002 reduziam a metade o valor de mercado do grupo Pérez Compac SA enquanto elevavam suas dívidas para US\$ 2,3 bilhões. Ao oferecer US\$ 1,0276 bilhão por 58,62% das ações a Petrobras venceu a disputa com a Shell e a TotalFinaElf. O negócio foi concluído em 22 de julho de 2002, mas o contrato de compra foi assinado apenas em 17 de outubro de 2002 e aprovado (com algumas alterações) pela Comisión Nacional de Defensa de la Competencia em 13 de maio de 2003<sup>123</sup>. Paralelamente a Petrobras assumia o controle da Petrolera Perez Compac SA após receber 19,2% das ações pertencentes à Pecom Energia SA e comprar 39,67% das ações pertencentes à Família Pérez Compac. Antes do aval do governo argentino, uma assembléia de acionistas aprovava as mudanças de nomes do grupo Pérez Compac SA para Petrobras Energía Participaciones SA (atual Pepsa), da Pecom Energia SA para Petrobras Energía SA (atual Pesa) e da Petrolera Perez Compac SA para Petrobras Exploración e Servicios SA. O organograma abaixo ilustra a atual configuração da Pepsa:



Com a compra da Pérez Compac SA a Petrobras passou a atuar na produção de petróleo e gás, refino, marketing e transporte, petroquímica, geração, transmissão e

<sup>123</sup> O grupo Pérez Compac SA reteve 100,00% de participação na Florestal (silvicultura), 50,00% da Pecom Agra SA (agroindústria) e 46,25% da Cerro Vanguardia SA (mineração), bem como seus negócios na pecuária. Reteve também 66,60% da Conuar (Compañias Nucleares Argentinas), única produtora de combustíveis nucleares do país porque a Constituição Argentina proíbe a desnacionalização das atividades vinculadas ligadas a indústria nuclear.

distribuição de energia elétrica na Argentina, assegurou a continuidade dos negócios na Bolívia e teve acesso a 35 jazidas de hidrocarbonetos: 18 na Argentina (16 em produção), 6 na Venezuela (4 em produção), 6 no Peru (1 em produção), 3 na Bolívia (2 em produção) e 2 no Equador (1 em produção). Ademais, a Pérez Compac SA era uma companhia estruturada e sua aquisição facilitou a reorganização dos negócios da Petrobras na Argentina, que a partir de 1 de janeiro de 2005 passaram a ser controlados pela Pepsa, subsidiária monitorada pela Unidade de Negócios Argentina. Finalmente, depois de reestruturada a Pecom os negócios da Petrobras na Bolívia passaram a ser coordenados por duas companhias: a Petrobras Bolívia SA e a Petrobras Energía SA, assumindo a configuração vista na tabela 6.2:

**Tabela 6.2: Filiais da Petrobras na Bolívia em 31/12/2005**

<b>Filiais da Petrobras Bolívia SA</b>		
<b>Companhia</b>	<b>Participação</b>	<b>Obs</b>
Empresa Boliviana de Distribución (EBD)	100,00%	Responsável por distribuir os produtos da Petrobra Bolívia Refinación na Argentina, Bolívia, Chile e Peru.
Gasoducto San Marcos	100,00%	Destina-se a transportar gás natural até a cidade de Puerto Suárez, fronteira com o Pantanal.
Gasoducto Transierra	44,5%	Gasoduto de 431 km que liga as cidades bolivianas de Yacuiba e Rio Grande. Permite o escoamento do gás natural dos campos de San Alberto e Sábalo em volumes de até 23 milhões de m <sup>3</sup> /dia.
Petrobras Bolívia Refinacion (PBR)	100,00%	Controla as duas únicas refinarias do país: Refinaria Gualberto Villaroel (localizada em Santa Cruz de La Sierra), com capacidade para processar 40.000 bpd e a Refinaria Guillermo Elder Bell (localizada em Cochabamba), com capacidade para processar 20.000 bpd (89,8203% do total do país). A PBR era dona das marcas antes pertencentes à YPBF.
Petrobras Bolívia SA	100,00	Opera os campos de gás natural de San Alberto e San Antonio É parceira da Repsol-YPF no campo de Monteagudo. Detém os direitos de operação nos campos de Ingre, Irenda e Rio Hondo,
<b>Filiais da Petrobras Energía SA</b>		
Petrobras Energía SA	100,00	Opera os campos de petróleo de Colpa e Caranda.

Fonte: Elaboração Própria

Como veremos, depois de consolidados os negócios da Petrobras na Bolívia verificou-se a excessiva dependência boliviana para com um único produto (gás natural), uma companhia (Petrobras) e um único mercado consumidor (o Brasil).

### **6.3. A Instabilidade Social e a Ascensão de Evo Morales**

A despeito do setor de hidrocarbonetos boliviano registrar substanciais acréscimos em reservas, produção e receitas advindas da exportação os números indicam que eles não lograram reduzir à pobreza da população: o censo de 1992 mostrava que apenas 15,7% da população tinha suas necessidades de água, educação, energia, saneamento e saúde satisfeitas, índice que era de apenas 16,6% no censo de 2001. Em 2005 os índices de pobreza

permaneciam assustadores: 58,6% da população viva na linha da extrema pobreza, condição de 80 % da população rural e de 70% da população de quatro dos nove Departamentos.

Um agravante estava no fato de que nos anos 90 a política boliviana de exportação de hidrocarbonetos se inseriu no contexto mais amplo da política norte-americana de erradicar o cultivo de coca. Até então 60% do PIB da Bolívia era informal e advinha do cultivo da folha de coca, produto do qual o país era o segundo exportador mundial e que era ao mesmo tempo fonte de renda da maioria da população rural e base do narcotráfico.

Em 1997, sob orientação dos EUA, o governo boliviano implantou o Plano Dignidade que previa auxílio financeiro norte-americano em troca da erradicação/controlar o cultivo de coca. Os plantadores de coca (ou cocaleros) que aceitassem fazer parte do programa receberiam US\$ 2,5 mil para cada hectare de coca eliminado, US\$ 933,00 anuais pelo cultivo de produtos lícitos, terra gratuita e assistência técnica, entre outros. Os cocaleros não ficaram satisfeitos com as condições alegando que as vantagens oferecidas para a troca de produtos eram muito pequenas, pois os rendimentos das novas lavouras reduziam a renda de US\$ 30 para 4,5 semanais por família. Além disso, eles ficavam reféns das multinacionais porque o pacote tecnológico oferecido incluía a compra de insumos (agrotóxicos, fertilizantes e diesel) importados. Em consequência houve um agravamento das condições do campo e aumento do êxodo rural de cocaleros e indígenas em direção as grandes cidades, notadamente La Paz, onde engrossaram a população pobre, composta por setores urbanos e mineiros.

Esta combinação de circunstâncias teve um efeito temerário sobre a sociedade boliviana: aumentaram a pobreza num país já pobre, o que aliado às expectativas frustradas com as políticas neoliberais deram a sensação de que o país mais uma vez era saqueado pelas EMNs. Conseqüentemente criou-se um ambiente propício para a reação da população pobre que passou a pressionar por uma solução mais incisiva no tocante aos seus problemas.

A insatisfação popular transpareceu pela primeira vez no início de 2002 após os norte-americanos proporem o Consórcio Pacific LNG. Pelo projeto, um consórcio formado por BG (37,50%), Repsol-YPF (37,50%) e Pan American (25,00%) construiria um gasoduto capaz de transportar entre 24 e 30 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural entre o megacampo de Margarita ao porto de Arica no Chile de onde, posteriormente, o gás natural seria exportado para os EUA e México. Além da proposta se revelar onerosa (como o oleoduto quase 70 anos antes), a população

boliviana manifestou-se contra a perspectiva de negociar com os chilenos<sup>124</sup> e vender o gás aos norte-americanos, iniciando a dita “*Guerra do Gás*” (Farias e Guedes, op. cit.).

Posteriormente as manifestações populares continuariam obrigando Gonzalo Sanchez de Lozada a renunciar a presidência em 18 de outubro de 2003. Seu substituto seria Carlos Meza (2003/05), que iniciou as mudanças pela elevação da tributação das petrolíferas. Desde a Lei 1.689/96 até 2004 as petrolíferas pagavam um imposto de 18% sobre a produção. Em 18 de julho de 2004 foi realizado um *Referendum Vinculante*, que teve 92% dos votos a favor da retomada do controle dos hidrocarbonetos pelo Estado. Em 21 de fevereiro de 2005 as principais organizações populares compostas por setores camponeses, indígenas e urbanos formaram uma frente comum batizada de “*Pacto de Unidad*” que apresentou quatro reivindicações: 1) revisão dos contratos que privatizaram os recursos hídricos do país; 2) reestatização das minas; 3) elevação de 18% para 50% a taxa sobre as petrolíferas; e 4) buscar o enfrentamento direto com as transnacionais. Mesmo após o Legislativo aprovar o aumento da taxa sobre os hidrocarbonetos a pressão popular não arrefeceu e em 2005 o presidente Carlos Mesa pensou em nacionalizar o setor pela terceira vez, mas recuou ante a perspectiva de ter que pagar uma indenização de US\$ 8 bilhões, valor equivalente a 91% do PIB do país. Incapaz de encontrar uma solução Mesa renunciou em 6 de junho de 2005, sendo substituído por Eduardo Rodriguez, Presidente da Suprema Corte.

Antes das eleições presidenciais de 18 de dezembro de 2005 a promessa de tomar atitudes no sentido de nacionalizar o setor de hidrocarbonetos fazia parte da plataforma de todos os candidatos, mas foi mais bem capitalizado por Evo Morales Ayma. Indígena de etnia aymará e ex-líder cocalero, Morales apresentou-se como símbolo da unidade nunca alcançada pelo país e atraiu a maioria indígena pobre e excluída dos processos eleitorais anteriores que agora poderiam decidir uma eleição justamente por terem engrossado as favelas de La Paz. Seu partido, o Movimiento al Socialismo (MAS), reunia três setores da sociedade boliviana que eram favoráveis à nacionalização dos hidrocarbonetos: 1) os intelectuais representados principalmente por Andrés Solíz Rada<sup>125</sup> (depois Ministro dos Hidrocarbonetos), Juan Ramón Quintana, (depois ministro da Previdência), Héctor Arce (depois vice-ministro de

<sup>124</sup> Era a segunda vez em 10 anos que os bolivianos recusavam-se a negociar com os chilenos devido à questão litorânea, com o qual a Bolívia ainda ressentia-se. Em 1992 a mineradora australiana GHP, interessada na produção de cobre em Atacama, projetou um gasoduto ligando Villamontes (Bolívia) a Mejillones (Chile) com capacidade de transportar 7 mm<sup>3</sup>/dia de gás. Para isto se formaria uma associação entre YPFB, Ende e GHP com participações de 45% para as duas primeiras e 10% para a última. Sánchez de Lozada apresentou o projeto em 1994, mas as Forças Armadas bolivianas o vetou (Fobomade, 2006).

<sup>125</sup> Em seu livro *El libro del Modelo Endógeno* de 1993 Andrés Solis Rada defende um modelo de “*desenvolvimento endógeno*” baseado nas culturas indígenas, o chamado “*etnonacionalismo*”. Rada sempre se opôs a construção do Gasbol e a presença da Petrobras na Bolívia.

Coordenação Governamental) e Alvaro García Linera<sup>126</sup> (candidato a vice-presidente); 2) os indígenas representados por David Choquehuanca (depois Ministro das Relações Exteriores); e 3) os sindicatos, depois representados no Governo pelo líder camponês Román Loayza.

Após a vitória de Morales já se sabia que alguma mudança aconteceria. Em seu último comício em 15 de dezembro de 2005, pouco antes da eleição do dia 18, ele prometeu nacionalizar os bens do subsolo e reaver as propriedades da YPFB.

#### **6.4. A Nacionalização dos Hidrocarbonetos**

No dia 1 de maio de 2006 numa atitude repleta de publicidade e simbolismo, o exército boliviano invadiu as instalações da Petrobras em San Alberto e logo depois, de um palanque improvisado, o presidente boliviano Evo Morales leu o Decreto Supremo 28.701 nacionalizando as propriedades das petrolíferas que atuavam no país. O Decreto, chamado “*Heroes del Chaco*” era uma referência aos mortos na Guerra de 1932/35. Ao mesmo tempo o exército ocupava as duas refinarias da Petrobras e 56 blocos de exploração pertencentes às outras companhias. Pelo decreto ficou estabelecido que:

1. O Estado recuperava a propriedade, posse e controle (art. 1), da E&P, transporte, armazenagem, refino, industrialização e comercialização dos hidrocarbonetos (art 5.);
2. Toda produção de hidrocarbonetos deveria ser entregue a YPFB que definiria os termos de comercialização, volumes de produção, preços, bem como critérios de exportação e industrialização dos hidrocarbonetos (art. 2);
3. As companhias estrangeiras teriam prazo de 180 dias (a contar do dia 1/05) para firmar novos contratos adaptando-se aos critérios legais e constitucionais do país, caso contrário, deveriam deixar a Bolívia (art. 3);
4. Durante o período de 180 dias os campos cuja produção certificada de gás natural em 2005 foi superior a 2,8 mm<sup>3</sup>/dia teriam o valor da sua produção assim distribuída: 82% ao Estado (18% lucros e participações, 32% de impostos diretos sobre hidrocarbonetos e 32% como participação adicional para a YPFB), e 18% ficariam com as companhias (art. 4);
5. Os campos com produção inferior a 2,8 mm<sup>3</sup>/dia seriam taxados conforme a determinação anterior, ou seja, 50% (art.4);
6. As companhias sofreriam uma auditoria que verificaria seus investimentos (art. 4);

---

<sup>126</sup> Sociólogo, marxista e ex-líder político do Exército Guerrilheiro Tupac Katari, Linera é o ideólogo do MAS e seria, para muitos analistas bolivianos, a “*eminência parda*” do Governo Morales (Limeirinha, 2006).



7. A título gratuito foram transferidas para a YPFB as ações dos bolivianos que formavam parte dos Fundos de Pensão Bolivianos da Andina SA, Chaco SA e Transredes SA (art. 6);

8. A YPFB passaria a ter o controle mínimo de 50% mais 1 ação da Chaco SA, Andina SA, Transredes SA, Petrobras Bolívia Refinación SA e Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolívia SA. (art 7);

Para justificar o decreto 28.701 foram invocados vários dispositivos legais, entre eles: os artigos. 24 e 135 da Constituição que determinavam que todas as empresas estabelecidas no país estão submetidas à soberania, leis e autoridades da República; o artigo 59 da Constituição que determina que os contratos de exploração das riquezas naturais devem ser aprovados pelo Poder Legislativo; os artigos 136, 137 e 139 da Constituição que declaram os hidrocarbonetos um patrimônio inalienável do Estado; o *Referendum Vinculante* de 18 de julho de 2004 que aprovou a retomada do controle dos hidrocarbonetos pelo Estado; e o artigo 5 da Ley 3.058 de 17 de maio de 2005 que obrigavam as petrolíferas a firmar novos contratos.

As razões da nacionalização podem ser encontradas em quatro fatores. O primeiro deles é que a popularidade de Morales baixara de 80% para 62%. Morales fora eleito com a expectativa de reverter às políticas neoliberais mal sucedidas. Criando um viés de esperança ele deveria gerar um fato impactante, capaz de unir a população num objetivo comum, ainda mais depois das companhias serem declaradas “*persona non grata*” no país. Ademais, precisamente no dia 1 de maio de 2006 foi aberta à campanha eleitoral para as eleições da Assembléia Constitucional iniciada no dia 29 de junho de 2006.

A segunda razão é que, como vimos, os 82 contratos de E&P firmados com as petrolíferas eram ilegais, contrariando o artigo 139 da Constituição da Bolívia e haviam sido assinados com o condicionante de serem aprovados pelo Congresso, o que não fora feito. Aqui é necessário esclarecer que a literatura pesquisada apontou que os bolivianos contestaram apenas a legalidade dos contratos de E&P, enquanto discordavam das alíquotas dos impostos, *royalties* e taxas, dos preços do gás natural da participação majoritária das operadoras nas atividades petrolíferas, e do fato delas definirem a política de hidrocarbonetos. Em nenhum momento foi contestada a legalidade dos contratos de venda de gás natural, a operação dos campos, dos dutos ou a compra das refinarias. Isto significava que a partir da nacionalização as negociações seriam múltiplas e individualizadas, enfatizando: 1) as indenizações referentes às expropriações; 2) as condições de E&P dos campos; 3) as alíquotas dos impostos, *royalties* e taxas; 4) o preço do gás natural; 5) a propriedade das refinarias; e 6) as condições de comercialização de hidrocarbonetos e derivados.

A terceira razão está na proeminência das petrolíferas, em especial a Petrobras, alvo principal que se encaixa precisamente nos artigos 4 e 7 do decreto 28.701. A Bolívia era perigosamente dependente de uma única companhia o que, segundo o professor Antonio Carlos Peixoto, gerava um sentimento de medo nos bolivianos (Malin, 2006).

A quarta razão estava no desejo do Governo Boliviano rever o preço do gás natural, cujas receitas adicionais seriam utilizadas para fazer as reformas socializantes prometidas por Morales. Conforme dados da Gaspetro SA o serviço de transporte do gás natural boliviano é de responsabilidade da Petrobras e da BG Comércio e Importação Ltda. e em 2005 foram transportados 25,9 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural da Bolívia a um preço médio entre US\$ 3,13 e US\$ 3,80 cada milhão de BTUs (26,81 m<sup>3</sup>). A este preço o gás natural chegava ao consumidor final em São Paulo custando US\$ 5,50 cada milhão de BTUs.

Os bolivianos achavam que o preço pago pela Petrobras era baixo e queriam um preço médio 45 % maior, elevando o preço final médio ao consumidor a US\$ 8,00 (a Petrobras dizia que US\$ 6,00 seu limite) seus argumentos eram os seguintes:

1. Conforme o ministro boliviano Pedro Gumucio Dragon o gás natural deveria receber um reajuste mais parecido com o do petróleo porque na época o preço do barril do petróleo oscilava entre US\$ 40,00 e US\$ 43,00 chegando a picos de US\$ 75,00;
2. Conforme Andrés Soliz Rada, então Ministro dos Hidrocarbonetos a Petrobras pagava pouco pelo gás boliviano, mas cobrava de US\$ 7,00 a US\$ 7,50 a cada milhão de BTUs pelo combustível produzido no Brasil;
3. Ainda conforme Andrés Solíz Rada, cada dólar a mais pago por milhão de BTUs aumentava em US\$ 350 milhões a receita do Estado;
4. O preço do gás que chega ao consumidor final nos EUA (cujo gás natural compõe a cesta internacional dos preços do produto), oscilava entre US\$ 7,00 e US\$ 7,5 o milhão de BTUs;

### **6.5. A Petrobras e os Interesses da Bolívia**

No dia seguinte ao anúncio da terceira nacionalização do setor de hidrocarbonetos o vice-presidente boliviano Álvaro García Linera afirmou que: *“não consultamos ninguém nem negociamos com ninguém porque não tínhamos de fazer isso. A medida de nacionalização foi uma decisão soberana do Estado e do povo bolivianos”* confirmando que se tratava de um ato unilateral (Limeirinha, art.cit.).

Com a nacionalização Morales cumpria a promessa feita durante a campanha eleitoral de 2005: recuperar para o Estado a posse dos hidrocarbonetos, ato que, a exemplo do que ocorrera anteriormente, foi comemorado nas ruas pelos bolivianos. No caso da Petrobras não houve tratamento especial por parte do Governo Morales, e as divergências com o Brasil imediatamente centraram-se em dois pontos: quem negociaria os novos contratos e a possível indenização. O Governo Lula dizia que as negociações caberiam a Petrobras, que decidiria também (embasada em critérios técnicos) se continuaria ou não operando na Bolívia, ressaltando apenas que não aceitaria a saída da estatal do país sem a devida indenização. Por seu turno o Governo Morales insistia em manter a negociações de Estado para Estado, dando-lhe caráter político, informando, através de David Choquehuanca, que a Petrobras não seria indenizada (nem nenhuma outra companhia) porque a estatal já teria lucrado o suficiente com a exportação de gás natural (Marin, 2006).

Na prática as negociações contaram sempre com a presença do Itamaraty, MME e Petrobras e com os seus congêneres bolivianos, demonstrando que a permanência ou não da estatal no país era uma questão complexa. O único agravante durante o processo de negociações estava nas incongruências do governo boliviano. Morales não falara em nacionalização, nem em expropriar o patrimônio das EMNs antes das eleições, mas voltara atrás. Ele também prometia não interromper o fornecimento de gás, mas nada garantia que uma resposta forte do Brasil não levasse a uma radicalização e Morales ordenasse a interrupção do abastecimento, causando a indústria brasileira um dano irreparável.

### **6.5.1. Os Interesses Econômicos**

Num sentido mais amplo a Bolívia necessitava manter as petrolíferas porque o setor de hidrocarbonetos não podia ser confiado a YPFB, que, além de descapitalizada, sequer possuía funcionários em quantidade suficiente (eram apenas 650 na época da nacionalização) para assumir o controle do setor de hidrocarbonetos (Gall, 2006). Deficiência explicitada com a nacionalização quando o Governo boliviano utilizou funcionários da PDVSA para auxiliar no processo e posteriormente indicou pessoal totalmente despreparado para ocupar o lugar dos técnicos que operavam as instalações das EMNs (Maisonnave, 2006a). Um problema adicional é que a retirada abrupta das companhias poderia colapsar a previdência social boliviana, a quem a YPFB está vinculada. O professor Martinez Lázaro informava que:

*“A Bolívia não tem a tecnologia e nem tampouco o capital necessário para explorar seus recursos energéticos de forma autônoma. O petróleo é um negócio que requer investimentos pesados, não apenas no que se refere à exploração, mas também à pesquisa. Os países que não investem na manutenção de suas instalações produtivas vêem sua produção declinar. Temos muitos exemplos disso. Portanto, se a Bolívia expulsar as companhias de petróleo estrangeiras, restringirá sua capacidade de novas pesquisas no setor e, o que é pior, assistirá a médio prazo à queda de sua produção”.* (School, 2006, s/pág.).

Sua opinião era corroborada por Enric Bartlett Castellá, para quem, mesmo após a nacionalização a Bolívia ainda necessitaria da intervenção de *“alguma ou algumas das grandes companhias de energia”* (School, op. cit s/pág.).

Por seu turno, os interesses das companhias petrolíferas na permanência na Bolívia variavam, mas podem ser encontradas nas questões microeconômicas típicas da indústria do petróleo que apontamos no capítulo 2: os riscos, os custos, as rendas e a questão do *trancamento* que dificultam o abandono da atividade petrolífera, além do que a indústria do gás natural é uma indústria escopo do petróleo. Outro problema é a questão da diversificação das reservas e dos fornecedores de petróleo porque as petrolíferas sabem, pela Teoria do Pico de Hubbert que o prognóstico de longo prazo para os mercados de energia é desfavorável e na Bolívia ainda existe a possibilidade de se descobrir grandes reservas inexploradas, porque, como vimos apenas 20% das províncias petrolíferas bolivianas foi explorado.

A comprovação de que deixar a Bolívia não era uma questão tão simples está no fato das 21 petrolíferas que haviam assinado 82 contratos de risco compartilhado para E&P de petróleo antes da nacionalização, nada menos do que 16 assinaram os 44 novos contratos, enquadrando-se no Decreto Supremo 28.701, companhias que podem ser vistas na tabela 6.3:

**Tabela 6.3: Companhias Petrolíferas Operando em E&P na Bolívia**

N	Companhia	Nacionalidade	Operando Antes da Nacionalização	Operando Depois da Nacionalização
1	BG Bolivia Corp.	Grã-Bretanha	X	X
2	Canadian Energy Enterprises (CEE)	Canadá	X	X
3	Dong Won Corp. Bolivia	Coréia do Sul	X	X
4	EP Andina SA	Espanha	X	X
5	EP Chaco SA	Grã-Bretanha	X	X
6	EPEC Ventures Bolivia Corp.	EUA	X	-
7	ExxonMobil BP Inc	EUA	X	-
8	Matpetrol SA	EUA	X	X
9	Monelco SRL	Canadá	X	X
10	Pan American E&P Bolivia Ltd	Grã-Bretanha	X	X
11	Orca SA	Argentina	X	X
12	Petrobras Bolivia SA	Brasil	X	X
13	Petrobras Energía SA	Argentina	X	X
14	Petrolex SA	Canadá	X	X
15	Pluspetrol Bolivia Corp. SA	Argentina	X	X
16	Repsol YPF E&P Bolivia SA	Espanha	X	X
17	Servicios Integrales EPSI Ltda	Argentina	X	-
18	Sterner Investments Corp.	Canadá	X	-
19	Tecpetrol de Bolivia SA	Argentina	X	-
20	TotalFinaElf E&P Bolivie	França	X	X
21	Vintage Petroleum Boliviana Ltd	EUA	X	X

Fonte: YPFB

Os novos contratos de E&P (um misto de prestação de serviços com contrato de risco compartilhado) foram assinados no dia 29 de outubro de 2006 (um dia antes de expirar o prazo estipulado pelo Decreto Supremo 28.701) e previam (Brito, 2006):

1. A YPFB (antes apenas fiscalizadora dos contratos) terá voz ativa na definição dos investimentos, na gestão da produção e na comercialização de hidrocarbonetos e derivados;
2. O Estado receberá, sob a forma de impostos e *royalties*, 50% (e não os 82% previstos no Decreto 28.701) da receita obtida com a venda da produção das operadoras;
3. Os restantes 50% da receita será dividida em duas partes: uma parcela fixa a título de amortização e ressarcimento dos investimentos realizados pelas operadoras (modelo semelhante à prestação de serviços) e a uma parcela, referente ao lucro (portanto variável) será dividida entre a operadora e a YPFB (modelo semelhante ao risco compartilhado);
4. As operadoras não perderam a propriedade dos equipamentos de produção (como sondas, instalações físicas e veículos), como se especulava durante as negociações;
5. Os contratos seriam submetidos à aprovação do Congresso da Bolívia e ganhariam força de lei, ampliando sua segurança jurídica e reduzindo os riscos de rupturas nos próximos anos;
6. Os tribunais bolivianos foram escolhidos como foro para resolver quaisquer controvérsias, substituindo os tribunais internacionais;

Após a assinatura dos novos contratos Morales não deixou de notar que “*se alguma companhia não firmasse o contrato, as Forças Armadas estavam preparadas para exercer os (nossos) direitos de propriedade*” (Gall art, cit.). Entretanto, como houve erros na redação dos contratos, eles tiveram que ser revistos, novamente aprovados pelo Congresso e assinados por Morales em 2 de maio de 2007, quando o presidente aproveitou a oportunidade para pedir mais investimentos das EMNs e afirmar que a Bolívia dispensaria sua presença se tivesse recursos para explorar os hidrocarbonetos.

Especificamente, num sentido mais restrito, a Petrobras era a única companhia que operava em toda cadeia da indústria do petróleo e em toda a cadeia da indústria do gás natural. A estatal realizava a atividade de *upstream* em três Departamentos: Chuquisaca (bloco Monteagudo), Santa Cruz (blocos Caranda e Colpa) e Tarija (blocos San Alberto e San Antonio) e detinha os direitos de *upstream* em cinco Departamentos: Beni (bloco Rio Hondo), Chuquisaca (bloco Ingre), Cochabamba (bloco Rio Hondo), La Paz (bloco Rio Hondo) e Santa Cruz (bloco Irenda). Aqui é necessário esclarecer que a Petrobras tinha sócias em todos os blocos e, como operadora (a exceção de Monteagudo) ela era *responsável* por toda a

produção, mas não era a *dona* de toda a produção. Isto significava que a estatal deveria repassar para suas sócias os montantes contratados e, como, normalmente, apenas a parte da Petrobras era insuficiente para atender todas as necessidades da Bolívia e do Brasil, a estatal comprava a parte das sócias<sup>127</sup>.

Conforme dados da Petrobras e da YPFB em 31/12/2005 na atividade de *upstream* do petróleo em os negócios da Petrobras eram pequenos (correspondia a 2,7% das suas reservas e 1,1498% da sua produção total), mas eram de grande importância para a Bolívia (a estatal detinha 11,56 % das reservas provadas do país e respondia por 42,1171% da produção). Na atividade de *downstream* do petróleo a estatal operava as duas maiores refinarias do país, controlando 89,8203% da atividade, produzindo 100% da gasolina aditivada, 100% do querosene de aviação, 95% da gasolina comum e 70% do diesel. Na distribuição, através da EBD, a Petrobras possuía 246 postos de combustíveis (61,5% do total do país), respondia por 23% da distribuição total de derivados e por 100% da distribuição de adubos.

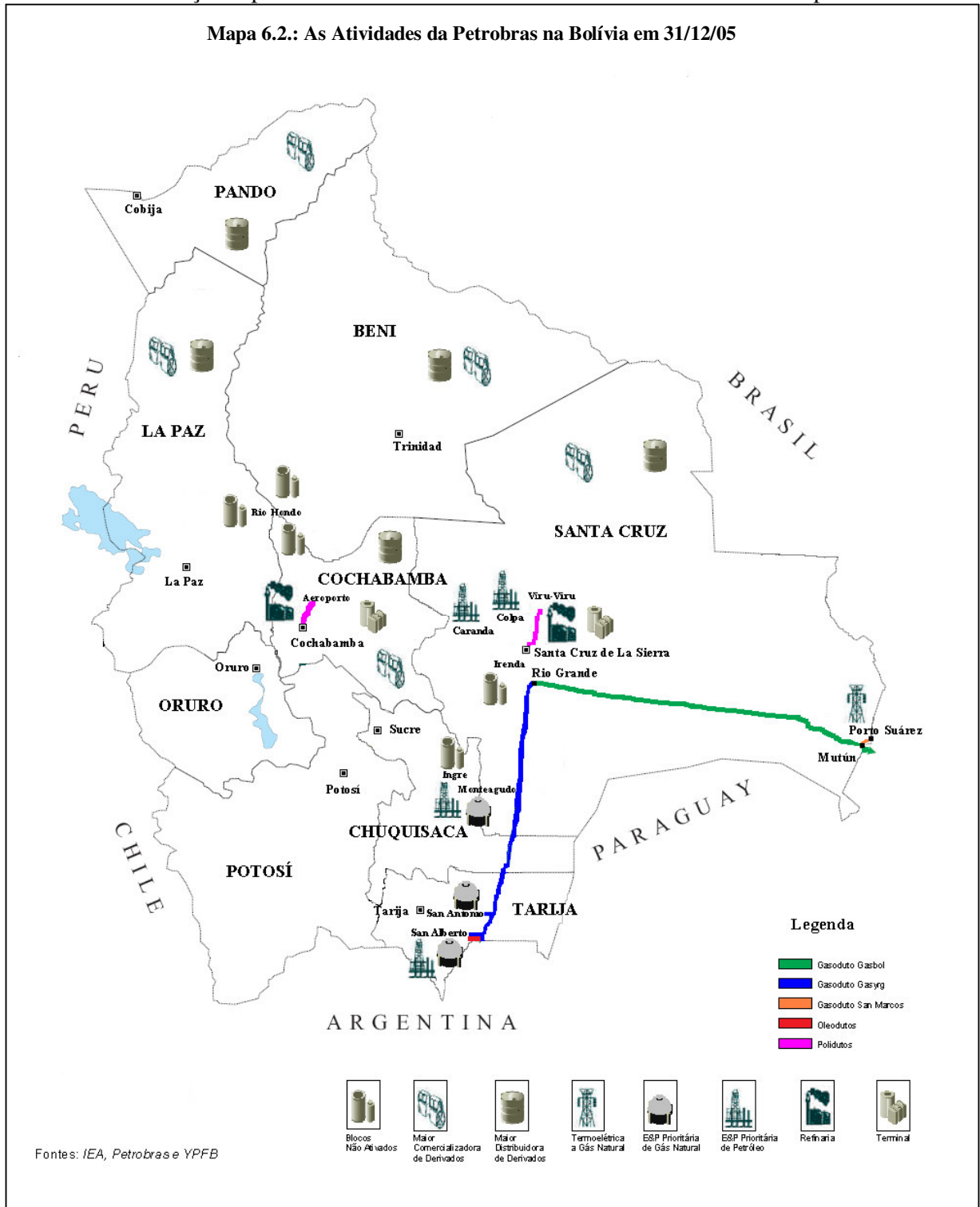
Segundo as mesmas fontes não havia atividade de *midstream* do gás na Bolívia, mas no *upstream* os negócios da Petrobras eram de grande importância para a estatal (correspondia a 53% das suas reservas e 38,2743 % da sua produção total), e de grande importância para a Bolívia (a estatal detinha 45,943% das reservas<sup>128</sup> do país e respondia por 51,3404% da produção), ademais a estatal operava os dois únicos megacampos ativos (San Alberto e San Antonio). No *midstream* a Petrobras operava o Gasbol, o Gasyrg e o Gasoduto San Marcos.

Quanto à exportação de gás, que justificara a reforma do setor de hidrocarbonetos, dos 28,90 mm<sup>3</sup>/dia exportados pela Bolívia em 2005, 23,69315 mm<sup>3</sup>/dia (81,9732%) entraram no Brasil por força de três contratos independentes (o GSA da Petrobras, o Andina SA-Cuiabá da Repsol-YPF e o BG-Comgás da BG Bolivia Corp) e 5,20685 mm<sup>3</sup>/dia destinaram-se a Argentina (18,0268%). Dos 23,69315 mm<sup>3</sup>/dia importados pelo Brasil, a Petrobras respondeu por 22,68450 mm<sup>3</sup>/dia (95,7428%). A estatal era responsável pelo fornecimento integral do seu contrato (obtida pela compra de gás de terceiros ou produção própria na Bolívia) e pelo transporte de sua parte e de cerca de 0,5 mm<sup>3</sup>/dia da Repsol-YPF (via TGB) até Chiquitos na Bolívia. Desta forma a estatal respondeu pelo fornecimento de 95,7428% e transporte de 97,8532% do gás que o Brasil recebeu da Bolívia.

<sup>127</sup> No caso do petróleo em 2005 a Petrobras produzia 21.235 bpd, mas apenas 8.200 bpd lhe pertenciam, enquanto as suas refinarias no país necessitavam 40.000 bpd. Quanto ao gás natural a estatal produziu 24,123915 mm<sup>3</sup>/dia, mas somente 7,8 mm<sup>3</sup>/dia lhe pertenciam.

<sup>128</sup> Equivalente a 623 bilhões/m<sup>3</sup> (296,51 bilhões/m<sup>3</sup> do campo de San Antonio e 326,49 bilhões/m<sup>3</sup> do campo de San Alberto) de um total estimado em 1,3559 trilhões de m<sup>3</sup>. Existem apenas outros dois megacampos (localizados em Tarija): um em desenvolvimento localizado em Margarita (369,80 bilhões/m<sup>3</sup>), operado pela Repsol-YPF e outro em Itau (363,14 bilhões/m<sup>3</sup>) licitado para a TotalFinaElf.

A distribuição espacial das atividades da Petrobras na Bolívia é vista no mapa 6.2:



Ocorria, entretanto, que a importância da estatal para a economia do país transcendia o setor de hidrocarbonetos. Os números da economia do país em 31/12/05 eram os seguintes:

- PIB de US\$ 8,8 bilhões: 47,9% serviços, 35,3% indústria (sendo as principais a alimentícia, artesanato, bebidas, fumo, metalurgia, mineração, petróleo e têxtil) e 16,6% agricultura (sendo as principais atividades são a açúcar, algodão, arroz, batatas, café, coca, madeira, maiz e soja);
- Exportações de US\$ 2,885782 bilhões: madeira, ouro e zinco (US\$ 1,4984 bilhões, 51,9235%); gás natural (US\$ 957,7 milhões, 33,1869%); petróleo e derivados (US\$ 253,755 milhões, 8,7933%); soja e azeite de soja (US\$ 175,927 milhões, 6,0963%). São os maiores importadores: Brasil (33%), EUA, (15%), Argentina (9%), Peru (4,7%) e Grã-Bretanha (2%);
- Importações de US\$ 2,4 bilhões: bens de capital, matérias-primas, petróleo, alimentos, químicos e semi-manufaturados. São os maiores exportadores: EUA (32%), Japão (24%), Brasil (12%), Argentina (12%), Chile (7%), Peru (4%), Alemanha (3%);
- Dívida externa: US\$ 5,7 bilhões (64,77% do PIB).

No total a Petrobras respondia por US\$ 750 milhões (cerca de 78,3126%) das receitas que o país obtinha com a venda de gás natural, 40 % do PIB industrial boliviano, 22% do PIB total, e 20 % dos impostos totais. Ademais, entre 1997/05 a estatal investira US\$ 1,5 bilhão no país (44,7602%, dos IEDs e 17,0454% do PIB totais) e o valor contábil dos ativos somavam US\$ 1,173 bilhão (13,3295% do PIB). Em função desses números, se a Petrobras saísse da Bolívia a economia do país poderia entrar em colapso, perspectiva que preocupava o Brasil.

Quanto ao petróleo, a Petrobras informa que processava na Bolívia todo o petróleo que produzia no país, embora a ANP registre a entrada de 8.726 bpd do insumo boliviano no Brasil em 2005. A Bolívia também importa 3.000 bpd de petróleo e 30% do diesel. De qualquer forma, o maior interesse dos bolivianos eram refinarias. Antes de 1 de maio de 2006 Evo Morales não falara em nacionalização e sim em “*comprar de volta as refinarias*” e formar “*parcerias*” com a Petrobras. Pelo Decreto Supremo 28.701 todas as atividades da cadeia petrolífera (refino incluso) passariam para controle e fiscalização da YPFB (que teria 50% +1 ação da Petrobras Bolívia Refinación SA) assegurando o monopólio das exportações de petróleo à YPFB, que compraria a produção das refinarias pagando um valor fixo à Petrobras e exportaria pelo preço que conseguisse. Para a Petrobras este modelo não seria lucrativo (mesmo porque a estatal já importava petróleo para atender as necessidades da Bolívia) o que deu início ao processo de transição da propriedade das refinarias para a estatal boliviana, mas a estatal vinculou a negociação a dois outros temas: o valor da compensação a ser paga pelo controle integral dos ativos e como esse pagamento seria feito. Por sua vez, a YPFB teria condicionado a aquisição ao pagamento integral em gás natural, por não ter recursos financeiros para ressarcir a Petrobras. Segundo Ildo Sauer, diretor da Área de



Negócios Gás e Energia da Petrobras a contraproposta boliviana seria aceita desde que definido o preço do gás, e o valor das refinarias seria abatido do pagamento pelas importações do contrato em vigor, já que a Petrobras descartara a possibilidade de importar novos volumes da Bolívia (A Tarde On Line, 2006).

Concomitantemente à disputa pelas refinarias agravava-se a situação econômica da Bolívia, motivando Solíz Rada a emitir (em 12 de setembro) uma resolução confiscando o fluxo de caixa das refinarias da Petrobras, acrescentando a acusação de que a estatal teria lucrado US\$ 320 milhões ilegalmente vendendo derivados. Ante a esta possibilidade Lula alertou Morales que a paciência do Brasil tinha se esgotado e a Ministra Dilma Rousseff declarou que o Brasil protegeria os interesses da Petrobras, inclusive com a retaliação econômica. A reação brasileira no episódio apenas piorou um clima já tenso, levando o governo boliviano a congelar o confisco e substituir os três responsáveis pelas negociações com as petrolíferas. A equipe de negociação passou a ser liderada pelo vice-presidente Álvaro Garcia Linera, Jorge Alvarado (presidente da YPFB) foi substituído por Juan Carlos Ortiz Banzer (que havia presidido a Petrobras Bolívia SA entre 2001/04) e Soliz Rada demitiu-se em 15 de setembro, sendo substituído por Carlos Villegas Quiroga (Albuquerque, 2006)<sup>129</sup>.

A despeito das trocas o Governo Morales confirmou que a decisão de reaver as refinarias era “irreversível”, assim nos meses subsequentes as negociações centraram-se no seu preço<sup>130</sup>. A Petrobras, através da Petrobras Netherlands BV, ameaçava levar a questão ao Ciadi, ao que a Bolívia reagiu retirando-se do organismo em 3/05/07. Morales chegou a declarar que “*se eu fosse o Brasil, daria as duas refinarias de presente (para a Bolívia) se estamos pensando em nos ajudar a reduzir as desigualdades sociais*” (Gall, op. cit.). Afinal, em 6 de maio de 2007 Morales, após advertir que o faria, assinou o decreto que confiscava o fluxo de caixa da Petrobras, tornando-a uma simples prestadora de serviços em suas próprias refinarias. A questão foi encerrada em 10 de maio de 2007, quando a Petrobras aceitou vender todas as ações da Petrobras Bolívia Refinación SA para a YPFB por US\$ 112 milhões, preço fixado “*com base no fluxo de caixa futuro, produzido por instituição financeira internacional independente, conforme práticas usuais dos negócios*” (página eletrônica da Petrobras, sessão internacional). Ao comentar o acordo o Palácio do Planalto avaliou que o prejuízo político de um "mau acordo" teria reflexos ruins para o governo boliviano, que enfrentava pressões da

---

<sup>129</sup> O episódio das refinarias precipitou a saída de Solíz Rada, que desde a nacionalização sofria um processo de desgaste devido à agressividade das suas declarações (obrigando o Congresso a aprovar uma moção de censura) combinada com a adoção de critérios políticos para pautar as negociações com as petrolíferas.

<sup>130</sup> Os bolivianos ofereciam US\$ 60 milhões, o que excluiria os estoques de petróleo e derivados, enquanto a Petrobras pedia US\$ 200 milhões, valor que incluiria o ressarcimento do preço pago nas refinarias, os estoques de petróleo e derivados e os US\$ 49 milhões investidos em sua modernização.

oposição, e o Brasil poderia acabar responsabilizado por aumentar ainda mais a instabilidade no país (Zimmerman, 2007). Em 11 de junho de 2007 a Petrobras recebeu da YPF o primeiro pagamento de US\$ 56 milhões.

Quanto ao gás natural o primeiro interesse (comum para Bolívia e Brasil) era de base essencialmente técnica, e dizia respeito à manutenção do fluxo de gás natural por que: 1) a tecnologia da Petrobras não podia (como não pode) ser substituída em pouco tempo; 2) o petróleo produzido pela Bolívia é associado ao gás natural e as refinarias eram operadas pela Petrobras, ou seja, se houvessem cortes na produção de gás haveria risco de desabastecimento de combustíveis no país; 3) a Petrobras não construiu tanques de armazenamento de gás na Bolívia, assim o país tinha três alternativas: ou não vendia o produto, ou produzia e vendia para o Brasil ou simplesmente queimava o gás; e 4) o transporte, dificultado por problemas políticos. Se o transporte for terrestre imediatamente surgem duas questões: qual seria o traçado do gasoduto? A que país atenderia? De qualquer forma um gasoduto não ficaria pronto antes de 3 ou 4 anos. Se o transporte for por via marítima às dificuldades são ainda maiores. Primeiro a Bolívia teria que encontrar na Argentina, Brasil, Chile ou Peru (países limítrofes dotados de litoral) um parceiro disposto a dar passagem a um gasoduto seu, mas para efeitos imediatos esta opção restringe-se a Argentina e Brasil, porque a Guerra do Pacífico originou uma pendência histórica entre a Bolívia e Chile e Bolívia e Peru. Depois seria necessário construir o gasoduto, uma planta de liquefação (que custa cerca de US\$ 2 bilhões) e uma frota de navios criogênicos (a um custo mínimo de US\$ 1 bilhão). Outra alternativa é escoar pelo rio Paraguai e aqui seria necessário construir um gasoduto cortando o Paraguai, uma frota de navios criogênicos e negociar a passagem com Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai. Como se vê qualquer alternativa pode fazer com que o gás boliviano chegue ao mercado mundial a preços não-competitivos.

O segundo interesse (comum à Bolívia e ao Brasil) era mercadológico, resultante da quase absoluta falta de opções para a exportação do gás natural boliviano. Em 2005 dos US\$ 957,7 milhões recebidos pela Bolívia com a exportação de gás natural, US\$ 794,40 milhões (82,9487%) resultaram da exportação para o Brasil e sozinha a Petrobras respondeu por US\$ 750 milhões (78,3126%). O Brasil não é apenas o maior cliente da Bolívia como é o único mercado grande a que os bolivianos têm acesso no curto prazo e individualmente nenhum mercado na América do Sul tem condições de substituí-lo. Cabe lembrar que a exportação para a Argentina foi retomada em 2002 (o novo contrato previa a importação de 7,7 mm<sup>3</sup>/dia), mas o preço do gás era inferior ao exportado para o Brasil e rendeu apenas US\$ 163,3 milhões

(17,0513 %). Ademais, a própria Bolívia reduziu a possibilidade de diversificar sua clientela ao se recusar a vender gás natural para o Chile e repudiar o Consórcio Pacific LNG.

O terceiro interesse da Bolívia (também compartilhado com o Brasil) é assegurar investimentos capazes de num primeiro momento manter e num segundo momento expandir a produção de hidrocarbonetos. Quanto ao primeiro caso a produção dos campos decai ao longo do tempo (Teoria do Pico de Hubbert) o que exige e novas inversões para manter a produção constante. Neste caso calcula-se que a Bolívia necessita entre US\$ 40 US\$ 50 milhões por ano apenas para manter a produção constante em torno de 43 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural.

No segundo caso, conforme a Camara Boliviana de Hidrocarburos (CBH) o país não produz gás natural suficiente para atender todas às suas obrigações. De acordo com a mesma fonte (sempre em números médios), em 2006 a produção de gás natural boliviana foi de 47,33 mm<sup>3</sup>/dia, mas apenas 36,2 mm<sup>3</sup>/dia foram utilizados da seguinte forma: 30,27 mm<sup>3</sup>/dia exportados (25,51781 mm<sup>3</sup>/dia para o Brasil e 4,75219 mm<sup>3</sup>/dia para a Argentina) e 5,93 mm<sup>3</sup>/dia destinados às necessidades internas<sup>131</sup>. Em contrapartida as obrigações contratuais do país ascendiam a 47,2 mm<sup>3</sup>/dia: 33 mm<sup>3</sup>/dia destinados ao Brasil (30 mm<sup>3</sup>/dia pelo contrato GSA, 2,3 mm<sup>3</sup>/dia pelo contrato Andina-Cuiabá e 0,7 mm<sup>3</sup>/dia pelo contrato BG-Comgas), 7,7 mm<sup>3</sup>/dia destinados à Argentina e 6,5 mm<sup>3</sup>/dia destinados às necessidades internas.

Ao déficit de gás existente soma-se o cenário inquietante vislumbrado pelas projeções da CBH e da YPF. Estas indicam que em 2010, em função do aumento da demanda interna, dos contratos com o Brasil e do novo contrato de exportação para a Argentina (que veremos), a Bolívia precisará produzir cerca de 80 mm<sup>3</sup>/dia de gás. A questão é que as mesmas fontes estimam que a manutenção e a expansão da produção dos campos exigirão um montante semelhante ou superior ao realizado pelas EMNs entre 1997/05 (US\$ 3,35119 bilhões), mas desde o início dos distúrbios sociais em 2002 as petrolíferas investiram o mínimo para manter a produção, atrasando todos os cronogramas de desenvolvimento dos campos<sup>132</sup>, situação piorada com a nacionalização quando todas EMNs suspenderam os investimentos.

Ainda conforme as mesmas fontes, parte da demanda deverá ser satisfeita com o início das operações do megacampo de Itau e com o desenvolvimento do megacampo de Margarita (já iniciado) e parte com o aumento da produção dos megacampos de San Alberto (que produz

<sup>131</sup> Anualmente a Bolívia disponibiliza para consumo cerca de 81,0570 % do gás natural total produzido. Dos 18,9430 % restantes, cerca de 14,3620% são reinjetados nos poços; 2,0058% são utilizados como combustível; 1,3344% são utilizados para produzir combustíveis líquidos e 1,2408% são queimados. Isto explica o destino dos 11,13 mm<sup>3</sup>/dia que faltam nesta conta (YPFB).

<sup>132</sup> Os investimentos no *upstream* baixaram da média de US\$ 600 milhões/ano entre 1998/99 para US\$ 235,91 milhões em 2004 e US\$ 199,56 milhões em 2005. Das 35 plataformas em 2004, restaram 3.

em média 9,16 mm<sup>3</sup>/dia de gás e tem capacidade máxima calculada em 22 mm<sup>3</sup>/dia) e o de San Antônio (que produz cerca de 14,29 mm<sup>3</sup>/dia de gás e tem capacidade máxima calculada em 28 mm<sup>3</sup>/dia). Desta forma apenas estes dois campos podem acrescentar mais 26,55 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural a produção boliviana. Um agravante é que esses investimentos devem ser realizados com antecedência devido ao hiato de tempo entre os investimentos e sua maturidade. Em 2007 a Bolívia informou que mesmo com novos investimentos apenas em 2009 poderá cumprir todos os seus compromissos em gás natural.

O quarto interesse da Bolívia é atrair os investimentos para industrializar o gás natural. Com a nacionalização muitos projetos que dependiam do gás natural produzido pela Petrobras foram adiados entre eles uma planta gasquímica da Braskem a ser construída em Puerto Suárez (investimento de US\$ 1,4 bilhão que produziria 600.000 ton/ano de polietileno), uma planta para conversão de gás natural em diesel da Ivanhoe Energy, Syntroleum Corporation e Repsol-YPF (investimento de US\$ 3 bilhões que produziria 90.000 bpd), uma planta GTL da GTL Bolivia y Rentech (investimento de US\$ 423 milhões que produziria 10.000 bpd) e uma siderúrgica da EBX (investimento de US\$ 148 milhões que produziria 800.000 ton/ano de ferro gusa). No total os investimentos brasileiros no país atingiriam a cifra de US\$ 5 bilhões.

Ocorre que a industrialização do gás natural implica na retirada das frações nobres, para alimentar com o etano a planta de polietileno e com propano e butano a planta de GLP e de gasolina natural, de forma que o gás exportado seria essencialmente metano. Por sua vez, esta medida envolvia a renegociação para modificar o contrato GSA estabelecendo novos volumes e preços, porque apenas os megacampos da Petrobras produziam o insumo em volumes suficientes para atender todos os projetos e também porque não fora previsto no contrato original a retirada das frações nobres. Com essa premissa em 27 de abril de 2004 a ministra Dilma Roussef havia manifestado que o governo concordara com a idéia dos bolivianos em agregar valor ao gás natural através do pólo gasquímico a ser instalado na fronteira Bolívia-Brasil (Costa, 2007b).

Os interesses somados teriam impedido a interrupção do fornecimento de gás natural ao Brasil. Segundo Zylberstein (2006) na verdade o que se constata é a dependência do produtor e não do consumidor. O Brasil pode encontrar alternativas ao gás natural da Bolívia, mas essa tem suas receitas vinculadas quase exclusivamente à venda do gás e não pode abrir mão delas. Conforme Hage (in Haag, op. cit.) o que o governo Morales demonstrou é uma característica dos países que têm nos recursos energéticos o seu maior trunfo ou vulnerabilidade: eles usam essa arma para obter vantagens dos interessados.

Após as negociações, as atividades desempenhadas pela Petrobras na Bolívia ficaram da forma que é ilustrada na tabela abaixo:

<b>Tabela 6.4: Mapeamento das Operações da Petrobras na Bolívia</b>		
	Antes da Nacionalização	Após a Nacionalização
<b>Petróleo</b>		
<i>Upstream</i>	X	X
<i>Midstream</i>	X	X
<i>Downstream</i>	X	-
<b>Gás Natural</b>		
<i>Upstream</i>	X	X
<i>Midstream</i>	X	X
<i>Downstream</i>	-	-

Fonte: Elaboração Própria

Concluídos os acordos nem todos os números que antes eram favoráveis a Petrobras se inverteram. O Estado boliviano passou a controlar mais de 80% da produção de petróleo e gás natural do país e 100% da atividade de refino e 100% da exportação de hidrocarbonetos. Mas, na prática, com exceção do refino e da distribuição e comercialização a Petrobras continuou operando nas mesmas atividades petrolíferas que operava antes da nacionalização, produzindo 43,5007 % do petróleo boliviano e 52,3508% do gás natural e exportando 81,2025% do gás do país. A diferença é que agora a estatal não pode mais contabilizar como suas as reservas de hidrocarbonetos e está sujeita a maior taxaço e fiscalizaço (YPFB).

### 6.5.2. Os Interesses Políticos

Pode-se dizer que os interesses políticos derivam diretamente dos econômicos porque a Bolívia ficou muito dependente das receitas advindas da exportação de gás natural. Com o tempo, a disputa em torno dessas receitas aumentou a tensão da sociedade boliviana, dividindo-a no padrão político-étnico historicamente construído como apontado no capítulo 4. Enquanto os indígenas viam no fenômeno uma forma obter a independência econômica, os grupos conservadores (maioria nos Departamentos de Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz e Tarija), e que mais se beneficiaram com a presença das petrolíferas exacerbaram-se.

Se não bastasse isso, nesse período a política socializante de Morales (que prevê a nacionalização das minas, reforma agrária e a reforma constitucional), enfureceu os oligarcas, pois ameaçava diminuir suas rendas e despertou a suspeita que Morales deseja se perpetuar no

poder. Essa política não demorou a fazer vítimas. Além de Soliz Rada, que se demitira após o episódio das refinarias, caiu Valter Villarroel, ministro das minas. Com o ambiente piorando, os opositores de Morales passaram a falar abertamente em aumentar a autonomia dos Departamentos (Beni, Pando, Santa Cruz e Tarija solicitaram-na em dezembro de 2006) os mais radicais não descartavam a secessão.

Segundo os analistas o próprio MAS estava dividido em duas correntes: os intelectuais, mais moderados e identificados com Linera, e os indígenas, mais radicais. A situação do país agravou-se depois de 24 de novembro de 2007 quando a Assembléia Constituinte foi transferida de Sucre para um quartel onde, sem contar com a presença dos deputados opositores, sem considerar a exigência de 2/3 para legitimar a Carta e sem obedecer a exigência de aprovar de cada artigo da Constituição por maioria qualificada, 138 dos 255 constituintes aprovaram a nova Constituição. Logo depois, para evitar a pressão dos opositores, os governistas transferiram a Assembléia Constituinte para Oruro, cidade controlada por partidários de Morales, onde em 8 de dezembro 130 dos 160 deputados do MAS aprovaram o texto constitucional que prevê entre outras coisas: 1) a centralização econômica nas mãos do Estado; 2) a divisão do país em áreas indígenas, com autonomia administrativa e judiciária em relação a Departamentos; e 3) a convocação de um novo Parlamento. Não foi aprovada a reeleição indefinida como desejava Morales.

Em reação às manobras, os governadores dos Departamentos de Beni, Pando, Santa Cruz e Tarija (que juntos representam mais de 40% do PIB e 35 % da população boliviana) que integram a oposição de direita anunciaram que não reconhecem a nova Constituição e em 15 de dezembro proclamaram unilateralmente a "autonomia" dessas regiões, e contestaram a Carta Constitucional recém-aprovada pela Assembléia Constituinte.

No âmbito da política externa a Bolívia vinculou sua infra-estrutura e seu comércio aos países do Mercosul, convertendo o país em ponto nevrálgico da integração entre a Comunidade Andina de Nações e o Mercosul. Evo Morales confirmou que permanecia o desejo do país em manter-se como membro da IIRSA e participar do anel gasífero regional.

## **6.6. A Petrobras na Bolívia e os Interesses do Brasil**

No capítulo 3 vimos que a Petrobras domina o mercado brasileiro de gás natural, no capítulo 5 vimos que a introdução do gás natural na matriz energética brasileira foi estruturada tendo como pivô a matéria-prima proveniente da Bolívia e neste capítulo vimos que o *upstream* e *midstream* naquele país indispensáveis às necessidades brasileiras ficaram,

sob a responsabilidade da Petrobras, o que era possível na época da assinatura dos contratos em função das reformas no setor de hidrocarbonetos boliviano.

A nacionalização gerou três tipos de reação no Brasil, de um lado os setores mais conservadores da imprensa, sociedade e política (capitaneados por PSDB e PFL) exigiam medidas enérgicas contra a Bolívia.

Quanto a Petrobras, em nenhum momento após a nacionalização a estatal cogitou abandonar a Bolívia (com exceção do refino), tanto em função dos investimentos realizados e porque, segundo o *Plano Estratégico da Petrobras 2015* havia o desejo de prosseguir a internacionalização e o gás natural é uma indústria considerada chave enquanto parte intrínseca de sua estratégia em se converter numa empresa de energia de alta performance. Além disso, como o contrato GSA é do tipo *take or pay* a estatal é obrigada a pagar por 30 mm<sup>3</sup>/dia de gás, recebendo ou não esta quantidade. Mas, a estatal também foi enfática ao anunciar a suspensão imediata dos investimentos programados<sup>133</sup> entre eles: US\$ 40 milhões para elevar a capacidade de produção do campo de San Antonio; a ampliação da capacidade de transporte do Gasbol (de 30 mm<sup>3</sup>/dia para 45 mm<sup>3</sup>/dia); o desenvolvimento do bloco Irenda<sup>134</sup> e a construção do complexo gasquímico junto à fronteira. Também anunciou que iria levar a questão da nacionalização ao Ciadi e não aceitaria aumentos nos preços do gás natural fora das condições estipuladas em contrato. (Página eletrônica da Petrobras).

Mas a linha de ação que prevaleceu foi a do Governo Lula, que oficialmente declarou que: *"a decisão do governo boliviano de nacionalizar as riquezas de seu subsolo e controlar sua industrialização, transporte e comercialização é reconhecida pelo Brasil como um ato inerente a sua soberania"*. A declaração foi seguida da estratégia de temporizar, não responder aos insultos<sup>135</sup> e negociar durante 180 dias, prazo dado para fixação de novos contratos de E&P. Mesmo porque o Brasil não tinha como recorrer a OMC para solucionar o caso porque a entidade não tem um mecanismo para proteger investimentos e o Governo boliviano não tem nenhum compromisso assinado na entidade relativo ao setor de energia.

<sup>133</sup> Seus investimentos caíram com o início dos distúrbios sociais. Entre 2003/06 foram de US\$ 86,4 milhões.

<sup>134</sup> A Petrobras investira US\$ 3,6 milhões no desenvolvimento do bloco e precisava investir mais US\$ 16,6 milhões. A estatal considerou que, pelos termos do Decreto Supremo 28.701, o investimento não era compensatório e devolveu o bloco ao Governo Boliviano no início de 2007.

<sup>135</sup> Antes da nacionalização Solíz Rada criticara duramente a Petrobras e o Brasil prevendo *"as piores coisas que se pode imaginar"* nas negociações com a Argentina e o Brasil, acusados de tratar a Bolívia como uma *"semicolônia"*. Após a nacionalização, Morales declarou que o Acre fora trocado por um cavalo e que o Brasil não era um país aliado, enquanto Solíz Rada afirmava que a Petrobras era *"sonegadora e contrabandista"* e que a Bolívia não participaria do Gasoduto del Sur se a Petrobras participasse.

### 6.6.1. Os Interesses Econômicos

Nem a Petrobras e nem o Governo Brasileiro demonstraram acentuada preocupação com o petróleo boliviano, porque, segundo a ANP dos 1.737.696 bpd processados pelo país 2005 somente 8.726 bpd (0,5021 %) foram importados da Bolívia, o que pouco representava para o consumo do Brasil e poderia ser facilmente substituído. Esta posição ficou comprovada em 2006 quando dos 1.749.422 bpd processados pelo país apenas 6.678 bpd (0,3817 %) foram importados da Bolívia. Mas, se o petróleo boliviano pouco representava para os interesses diretos do Brasil, havia grande interesse indireto, porque as negociações envolvendo a indústria do petróleo poderiam condicionar as conversações envolvendo a exportação do gás natural, a principal fonte das preocupações brasileiras.

Na indústria do gás natural o primeiro interesse brasileiro também era de base essencialmente técnica, e dizia respeito à manutenção do fluxo de gás natural por que: 1) o gás importado é essencialmente metano que além de dispensar tratamento e, portanto, ser mais barato, é ideal para a queima (industrial ou não) e geração de energia termoelétrica; e 2) o Brasil não tinha um “plano B”, muito enfatizada pela Aepet na época da assinatura do contrato de construção do gasoduto. Por questões técnicas é sempre aconselhável ter uma fonte alternativa de hidrocarbonetos, capaz de compensar com um país a possível perda em outro. É a política mais racional, simples e comum no setor de hidrocarbonetos. Conforme Boccocoli (op. cit.) o erro do Brasil não foi o de confiar seu abastecimento na Bolívia, mas manter a política sem pensar numa alternativa.

A ausência de alternativas a curto prazo ao gás boliviano evidenciou apenas que o Brasil não pode abrir mão desse gás sob pena de um “apagão do gás” e que, por questões técnicas inerentes ao seu transporte (ver capítulo 2), não pode ser substituído de forma econômica adequada. As reservas de gás natural atuais da Petrobras chegam a 331,021 bilhões de m<sup>3</sup>, mas cerca de 40 % estão localizadas em alto-mar nas Bacias de Campos e de Santos e seu aproveitamento tem exigido enormes investimentos e grande esforço técnico da Petrobras.

O segundo interesse é o mercadológico, neste caso a importação, em razão do elevado grau de dependência do insumo boliviano. A tabela 6.5 resume a produção e o consumo de gás natural pelo Brasil em 2005/06:



Tabela 6.5.: O Consumo de Gás Natural no Brasil em 2005/06

<b>Produção e Importação (Mm<sup>3</sup>/dia)</b>					
	2005	2006			
Produção Nacional	48,49096	48,51003			
Importação da Bolívia	23,69315	25,51781			
Importação da Argentina	0,95767	1,30068			
Total Importado	24,65082	26,81849			
Total Disponível para o Consumo	73,14178	75,32852			
<b>Consumo (Mm<sup>3</sup>/dia)</b>					
Consumidor	Origem do Gás Natural Consumido em 2006			Total	%
	Brasil	Bolívia	Argentina		
Indústria Petrolífera					
Reinjeção	8,68474	0,00000	0,00000	8,68474	11,5292
E&P	7,68529	0,00000	0,00000	7,68529	10,2023
UPGN	7,53907	0,00000	0,00000	7,53907	10,0082
Queima/Perda	5,07317	0,00000	0,00000	5,07317	6,7348
Produção de GNL	3,25512	0,00000	0,00000	1,43134	4,3213
Refino de Petróleo	1,50593	0,00000	0,00000	1,50593	1,9991
Total Parcial	33,74332	0,00000	0,00000	33,74332	44,7949
Indústrias					
Petroquímica	-	-	0,00000	6,49359	8,6205
Ferro Gusa e Aço	-	-	0,00000	3,20904	4,2601
Cerâmica	-	-	0,00000	2,61660	3,4736
Papel e Celulose	-	-	0,00000	1,62630	2,1589
Alimentos e Bebidas	-	-	0,00000	1,62339	2,1551
Metais Não Ferrosos	-	-	0,00000	1,53337	2,0356
Co-Geração	-	-	0,00000	1,16715	1,5494
Têxtil	-	-	0,00000	0,96997	1,2876
Mineração	-	-	0,00000	0,75507	1,0024
Cimento	-	-	0,00000	0,05227	0,0693
Ferro Ligas	-	-	0,00000	0,00581	0,0077
Outras Indústrias	-	-	0,00000	4,19446	5,5682
Total Parcial	10,71268	13,53434	0,00000	24,24702	32,1884
Geração de Energia Elétrica	1,53931	6,15724	1,30068	8,99723	11,9439
Automotivo	1,36203	4,92594	0,00000	6,28797	8,3474
Residencial	0,34395	0,30587	0,00000	0,64982	0,8626
Comércio	0,26481	0,29164	0,00000	0,55645	0,7388
Setor Público	-	-	0,00000	0,15972	0,2120
Agropecuária	-	-	0,00000	0,01162	0,0154
Outros	0,37259	0,30278	0,00000	0,67537	0,8966
Total Parcial	14,76671	25,51781	1,30068	41,58520	55,2051
Consumo Total	48,51003	25,51781	1,30068	75,32852	100,00

Fontes: ANP, Distribuidoras de Gás, MME e Petrobras

Segundo a ANP, houve um avanço do gás natural na matriz energética brasileira: de 9,3870 % em 2005 para 9,6052 % em 2006. Como se vê na tabela 6.5 dos 75,32852 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural consumidos pelo Brasil em 2006 26,81849 mm<sup>3</sup>/dia (35,6020 %) foram importados, mas a importância do gás importado cresce quando se verifica que o maior consumidor do gás natural produzido no Brasil é a própria indústria petrolífera, dominada pela Petrobras. Afora a indústria petrolífera todos os outros segmentos consumiram 41,5842

mm<sup>3</sup>/dia dos quais apenas 14,7671 mm<sup>3</sup>/dia (35,5995 %) foram disponibilizados pela estatal sendo 26,81849 mm<sup>3</sup>/dia (64,4905 %) importados. Do total importado 25,51781 mm<sup>3</sup>/dia (95,1501 %) provenieram da Bolívia e 1,30068 mm<sup>3</sup>/dia (4,8499 %) da Argentina (contrato Sulgás). Do gás boliviano, 24,58200 mm<sup>3</sup>/dia (96,3327 %) eram do contrato GSA; 0,48913 mm<sup>3</sup>/dia (1,9168 %) do contrato Andina-Cuiabá; 0,42116 mm<sup>3</sup>/dia (1,7405 %) do contrato BG-Comgás e 0,00255 mm<sup>3</sup>/dia (0,0100 %) do contrato CGS (Centro-Oeste Gás e Serviços Ltda, que entrou em vigor em agosto de 2006). Verifica-se também que houve aumento de 7,7012 % no montante importado da Bolívia (de 23,69315 mm<sup>3</sup>/dia em 2005 para 25,51781 mm<sup>3</sup>/dia) e que por Estados a dependência é ainda maior: o gás natural boliviano abastece 50 % do mercado de Minas Gerais, 70 % do mercado do Rio Grande do Sul, 75 % do mercado de São Paulo e 100% do mercado de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná e Santa Catarina.

Segundo a ANP os maiores consumidores de gás natural no Brasil, dois deles interessam diretamente ao Governo, são os seguintes:

1. A indústria petrolífera: que consumiu 33,74332 mm<sup>3</sup>/dia (44,7949 %). Quase todo o montante foi absorvido pela Petrobras, que produz o próprio gás natural de que necessita. Também, por razões técnicas e de segurança todo o volume consumido tem origem nacional.
2. As Indústrias: que consumiram 24,24702 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural (32,1884 % do total). São cerca de 2.300 indústrias que investiram milhões de dólares na conversão para o gás natural e um corte no fornecimento ou elevação dos custos poderia comprometer de forma significativa a competitividade do produto brasileiro no mercado internacional.

Neste segmento está à petroquímica, indústria que interessa diretamente ao Governo porque, após a privatização, o Sistema Petroquisa deixou de atuar como planejadora e arquiteta da política industrial do setor o que, acompanhado pela abertura comercial, pelo encolhimento das proteções tarifárias e pelo fim do subsídio à nafta da Petrobras (no ano 2000) deixou a indústria petroquímica nacional exposta à concorrência dos similares importados e desfavoreceram os novos investimentos<sup>136</sup> (D'Ávila, 2005).

Mesmo após a reestruturação ocorrida no ano 2000 não existem petroquímicas de grande porte totalmente integradas e verticalizadas (a semelhança do que ocorre nos EUA, Europa e Japão) no Brasil (que produz 3 milhões de toneladas/ano de eteno, cerca de 3 % da produção mundial), sendo comum à presença de uma mesma empresa nos três grandes pólos o que, aliado aos cruzamentos acionários, constituem um dos fatores que tem prejudicado o

<sup>136</sup> Braskem, Copesul, e PQU tem capital majoritário nacional e atuam nas indústrias de 1ª geração; a Braskem, Ipiranga, Oxiteno e Petroflex, também de capital majoritário nacional atuam nas indústrias de 2ª geração. EMNs como a Basell, Dow, Rhodia, e Solvay atuam nas indústrias de 2ª e na 3ª geração.

planejamento de médio e longo prazos da indústria e a tomada de decisões importantes na direção da expansão da produção e da geração de inovações tecnológicas, com sérios reflexos na competitividade do setor como um todo (D'Ávila, op. cit.).

Segundo D'Ávila (op. cit.) três fatores que dependem da Petrobras influenciarão a expansão competitiva da petroquímica brasileira e a manutenção da sustentabilidade do negócio em um mundo globalizado. O primeiro são os impactos ambientais de novos empreendimentos junto aos tradicionais centros industriais.

O segundo está na construção de novas plantas e investimentos em P&D. No primeiro caso a própria Petrobras está construindo duas plantas que devem utilizar o gás natural: o Comperj (um investimento de US\$ 8,3 bilhões) e a UFN-3 (um investimento de US\$ 833 milhões) que produzirá 1 milhão de ton/ano de uréia e US\$ 760 mil ton/ano de amônia a partir de 2012. No segundo caso, a médio prazo, afigura-se que, devido à globalização, a expansão da petroquímica brasileira se dará com apreciável, senão maciça, importação de tecnologia, porém em condições mais custosas e menos flexíveis que àquelas conseguidas durante a vigência do modelo do “tripé econômico”, quando o licenciador também era sócio do empreendimento. Embora em algumas empresas de capital nacional as estruturas de P&D (montadas com incentivos governamentais durante o período militar), tenham evoluído para eficientes centros de pesquisa (como ocorreu na Braskem e Oxiteno), tradicionalmente o nível de investimentos em P&D no Brasil é baixo inferior, em média, a 1 % do faturamento. A consequência é que entre 1992/00 as petroquímicas nacionais depositaram no Instituto Nacional de Propriedade Industrial, apenas 34 patentes (sendo 16 da Braskem e 11 da Oxiteno) contra 4.491 patentes das petroquímicas de capital estrangeiro.

Ações governamentais recentes poderão contribuir para promover o desenvolvimento tecnológico do setor petroquímico brasileiro. Há alguns anos o CNPq fomenta a interação universidade-indústria-órgãos de financiamento governamentais. A Medida Provisória nº 66, de agosto de 2002, amplia os incentivos fiscais a P&D. Além disso, a expansão da pós-graduação nas áreas de Química e de Engenharia Química na última década e as recentes renovações dos laboratórios dos centros universitários de excelência, em particular aquelas realizadas no Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e São Paulo (Fapesp) e com o apoio da Petrobras, colocam à disposição da indústria interessada no desenvolvimento tecnológico mão-de-obra altamente qualificada e um parque moderno e sofisticado com equipamentos de pesquisa, favorecendo a realização de P&D no país com diminuição de custos.

Terceiro, a capacidade da Petrobras em fornecer matérias-primas para a indústria petroquímica, já que a estatal detém o virtual monopólio da produção e importação da nafta (70 % da produção nacional e 20 % da importação) e da produção, importação e tratamento do gás natural nacional e importado (cerca de 100%).

Como a elasticidade do consumo de combustíveis é bem menor do que aquela dos petroquímicos, a garantia de suprimento de nafta às novas unidades petroquímicas e aos aumentos de capacidade das existentes tem de ser adequadamente equacionada, inclusive contando com a necessidade de eventuais importações de matéria-prima. Por outro lado, para abastecer novos pólos que eventualmente venham a optar pelo gás natural como matéria-prima, a petroquímica terá de disputar espaço de fornecimento com os outros clientes que utilizam o insumo, especialmente àquele oriundo da Bolívia.

Conforme Netto (2007) duas indústrias são as mais vulneráveis as flutuações da oferta de gás natural, a despeito de não serem as maiores consumidoras. A primeira é a do vidro, e calcula-se que 95 % das indústrias do setor converteram seus processos para o gás natural, para o qual não há alternativa. A Saint-Gobain, por exemplo, investiu US\$ 11,11 milhões para adaptar três fábricas. Uma reconversão custaria US\$ 1 milhão e demoraria seis meses

A segunda é a cerâmica e calcula-se que 55 % das indústrias do setor converteram seus processos para o gás natural. Aqui as margens para reconversão são menores que na indústria do vidro devido aos custos e sucateamento dos equipamentos. A Eliane Revestimentos Cerâmicos, por exemplo, investiu US\$ 1,11 milhão em equipamentos de gás natural (que supre 100 % da sua demanda de energia) e a reconversão foi estimada em US\$ 2,78 milhões.

Na siderurgia a vulnerabilidade é variável. A Gerdau utiliza apenas 2,4 % de gás natural, podendo substituí-lo facilmente por combustíveis alternativos. Entretanto, a Belgo consome 8,2 mm<sup>3</sup>/dia e apenas a unidade de Piracicaba (SP) depende do gás boliviano, mas a dependência é elevada: 2,8 mm<sup>3</sup>/dia (34,1463 % do seu consumo).

No setor de fundição o uso também é restrito. A Brasil Verde, de Minas Gerais, adotou gás natural para operar um forno rotativo. Na Fundição Tupy o gás responde por 18% da matriz como parte de alguns processos, como o aquecimento de fornos.

O setor de alumínio que individualmente é o maior consumidor de energia elétrica do país (consome cerca de 10 %) também depende muito pouco do gás natural.

Conforme Saturnino Sérgio, diretor do Departamento de Infra-Estrutura (Deinfra) da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp), além da vulnerabilidade dos setores

mais expostos, a indústria que dependia do insumo já operava no limite do que poderia pagar pelo gás natural boliviano.

3. A geração de energia elétrica: que consumiu 8,99723 mm<sup>3</sup>/dia (11,9439 %). Aqui também há forte interesse do Governo. Como vimos no capítulo 5, a introdução do gás natural na matriz energética foi proposta no Governo Collor e implementada no Governo FHC. Inicialmente o plano do Governo previa que a Petrobras seria fornecedora de gás natural para as termelétricas, ficando a geração a cargo de terceiros. Entretanto, a estatal não seguiu qualquer diretriz governamental e mesmo antes de concluído o Gasbol havia ativado duas termoelétricas a gás junto à suas refinarias. A estatal tomou a decisão de investir em termoelétricas porque a indústria do gás natural está na confluência entre a indústria do petróleo e da energia elétrica, porque investir em termoelétricas é uma tendência da IMP e porque na época o mercado brasileiro de gás natural era insipiente e o investimento no gás natural boliviano só se justificaria se houvesse um mercado consumidor capaz de demandar o insumo de forma constante. Assim, a Petrobras moveu-se no sentido de assegurar o mercado para o próprio produto (Szklo, Mathias & Oliveira, op. cit.).

Hoje 80 % do consumo das termoelétricas a gás natural é suprido pelo insumo boliviano e segundo a ANEEL, em 2006 a produção de energia elétrica do Brasil chegou a 96,634 milhões de mW/ano dos quais apenas 21,194 mW/ano (21,9322 %) foram geradas por termoelétricas. Destes, 11,345 mW/ano (11,7402 %) foram gerados pelas 109 termoelétricas a gás natural sendo que 6,955 mW/ano (7,1972 %) foram geradas pelas 18 usinas a gás comerciais (apresentadas na tabela 6.6) e 4,390 mW/ano (4,5429 %) foram gerados por 91 usinas de co-geração (localizadas junto às unidades industriais).

Tabela 6.6. Termelétricas Comerciais a Gás Natural

Usina	Localização	Consórcio (%)	Potencia (mW)		Investimento (US\$ milhões)
			Atual	Prevista	
<b>Em Operação</b>					
AES Uruguaiana	Uruguaiana/RS	AES + BNDES (100,00)	640	640	
Camaçari	Camaçari/BA	Chesf (100,00)	360	360	
Canoas	Canoas/RS	Petrobras (100,00)	180	500	110
Eletrobold	Seropédica/RJ	Enron (100,00)	380	380	
Fafen	Camaçari/BA	EDP (80,00%) Petrobras(20,00%)	130	134	
Macaé Merchant	Macaé/RJ	El Paso (100,00)	970	970	
Ibiriterno	Ibirité/MG	Edison (50,00) Petrobras (50,00)	240	720	180
Juiz de Fora	Juiz de Fora/MG	Cataguazes (50,00)	103	143	

		Alliant (50,00)			
Norte Fluminense	Macaé/RJ	Light (90,00) Petrobras (10,00)	780	780	480
Nova Piratininga	São Paulo/SP	Petrobras (80,00) EMA E + Petros (20,00)	590	880	310
MPX Termoceará	Fortaleza/CE	MDU+MPX (100,00)	240	270	137
Termo Bahia	Mataripe/BA	Petros+ABB+A&A (71,00%) Petrobras(29,00%)	190	810	
Termo Cuiabá	Cuiabá/MT	Shell+Enron(100,00)	480	530	
Termo Fortaleza	Fortaleza/CE	Neoenergia (100,00)	343	343	
TermoPernambuco	Recife/PE	Neoenergia (100,00)	500	500	
Três Lagoas	Três Lagoas/MS	Petrobras (100,00)	240	350	160
UEG Araucária	Araucária/PR	El Paso (60,00) Copel (20,00) Petrobras (20,00)	469	469	330
W. Arjona	Campo Grande/MS	Tractebel (100,00)	120	194	
<b>Total</b>			<b>6.955</b>	<b>8.973</b>	
<b>Em Construção</b>					
Coteminas	Natal/RN	Coteminas (100,00%)		100	
Santa Cruz	RJ	Furnas (100,00)		400	
Termo Açú	Vale do Açú/RN	Petrobras (80,00) Neoenergia (20,00)		1.309	
Termo Pantanal	Cuiabá/MS	MPX (100,00)		70	
Termo Rio	Duque de Caxias/RJ	Petrobras (50,00) NGR+PRS (50,00)		1436	
<b>Total</b>				<b>3.315</b>	
<b>Em Estudo</b>					
CCBS	SP	Marubeni (73,00) Petrobras (27,00)		200	
DSG Paulínia	SP	DSG (100,00)		492	
DSG MOGI-GUAÇU	SP	DSG (100,00)		985	
<b>Total</b>				<b>1.677</b>	

Fonte:MME, Petrobras

A produção termoeletrica é essencial, porque se sabe que: 1) se faltar gás natural, muitas indústrias que utilizam o insumo apenas para a co-geração podem optar pela conversão para consumir a energia elétrica oriunda das outras fontes; 2) o modal de geração hidroelétrica (base do sistema elétrico brasileiro) não recebe investimentos substanciais a pelo menos 20 anos e o sistema nacional não tem capacidade ociosa instalada, operando no limite a pelo menos 8 anos; 3) se hoje começasse um amplo programa de construção de usinas hidroelétricas elas não entrariam em operação antes de 8 ou 10 anos; e 4) que o sistema elétrico nacional é totalmente interligado. Neste caso, o colapso de um único subsistema

poderia iniciar um efeito dominó, atingindo várias regiões (ou mesmo todo o país) o que, por extensão, prejudicaria todos os setores econômicos da região, mesmo os que pouco ou nada dependem do gás natural.

4. O transporte veicular: que consumiu 6,28797 mm<sup>3</sup>/dia (8,3474 % do total). São cerca de 1.252.245 veículos leves (automóveis e utilitários) que perfazem apenas 5,4939 % desta parcela da frota (22.793.250 veículos) e 5,1598% da frota total do país (de 24.269.166 veículos), que consumiram gás natural na forma de GNV. Como apenas veículos leves e utilizam gás natural, uma eventual carência do insumo não afetaria o transporte de carga.

5. Residências: que consumiram 0,64982 mm<sup>3</sup>/dia (0,8626 %).

6. Comércio: que consumiu 0,55645 mm<sup>3</sup>/dia (0,7388 %).

7. Setor público (como hospitais): que consumiu 0,15972 mm<sup>3</sup>/dia (0,2120 %).

8. Agropecuária: que consumiu 0,01162 mm<sup>3</sup>/dia (0,0154 %).

9. Outros consumidores (como panificadoras) que consumiram 0,67537 mm<sup>3</sup>/dia (0,8966 %).

Afora a indústria do petróleo o único segmento 100 % assegurado pelo Governo Federal contra a carência de gás são as termoeletricas, desta forma, o Brasil depende de todo o gás natural produzido internamente e/ou importado e a falta ou redução da oferta de uma ou de outra fonte implicará num possível contingenciamento para todos os outros setores.

O terceiro interesse é manter e ampliar a produção de gás natural na Bolívia porque cinco fatores indicam que o Brasil necessita e necessitará que o Gasbol esteja operando à carga máxima (30 mm<sup>3</sup>/dia), o que, segundo informação da ANP, Petrobras e YPFB ocorre apenas em determinadas épocas do ano, mas *nunca* de forma contínua, embora a Petrobras *sempre* tenha pagado pelo volume, por força do contrato *take or pay*. Em primeiro, temos as dificuldades de o Brasil encontrar um (ou mais de um) fornecedor de gás natural na América do Sul ou em outro continente. No primeiro caso, todos os potenciais exportadores apresentam algum problema: na Argentina à pequena capacidade exportadora, no Peru as reservas conhecidas são insuficientes e na Venezuela há a dificuldade de transporte. No segundo caso as dificuldades advém do fato do mercado brasileiro de gás natural não ser completamente estruturado, variando em função da demanda termoeletrica. Isto dificulta a compra de GNL com os fornecedores internacionais, que preferem contratos longos e estáveis. Desta forma enquanto o mercado é estruturado (tarefa conduzida pela Petrobras) o abastecimento tem que ser confiado à produção interna e ao gás boliviano.

O segundo fator é que o gás natural boliviano é importante porque, além de chegar ao Brasil já contendo as frações nobres (sem as quais a indústria gasquímica não se viabiliza) ele

contém maiores porcentagens de metano, gás de síntese das petroquímicas instaladas. Do metano são obtidas a amônia (base dos fertilizantes), GLP, hidrogênio e metanol (base das oleofinas). Ademais, como o gás boliviano apresenta baixa porcentagem de frações nobres é necessária à importação integral dos 30 mm<sup>3</sup>/dia para viabilizar a escala mínima da planta gasquímica planejada pela Petrobras e pela Braskem.

O terceiro fator, revelado por Luiz Pinguelli Rosa é que havia no Brasil um déficit de gás natural *antes* da nacionalização boliviana e que, segundo Jerson Kelman (diretor-geral da Aneel) havia “*um racionamento oculto no gás*” que não se manifestara apenas porque a maioria das termoeletricas não estavam ligadas e se isto fosse feito, não haveria gás para todos porque o Brasil simplesmente não tinha o insumo em quantidade suficiente para todas as suas termoeletricas. Mais grave ainda, como a prioridade do Governo é garantir, em caso de necessidade, o fornecimento de gás natural para as termoeletricas para evitar uma nova crise no sistema de energia elétrica poderia haver um contingenciamento no gás natural, que já existia segundo o presidente da Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro, Lucien Belmonte, que informava que empresas como Braskem, Vale do Rio Doce e a Companhia Siderúrgica de Tubarão estavam sendo afetadas em benefício das termoeletricas (Baldez, 2006 e Canzian, 2006). A crise se manifestou no dia 20 de novembro de 2007 quando a Petrobras teve que cortar o fornecimento de gás natural para as indústrias e ativar as termoeletricas porque a carência de chuvas afetara a geração de energia hidroelétrica.

O quarto fator é precisamente a questão termoeletrica. Mesmo com os incentivos introduzidos pelo Governo Federal para estimular o uso dessas usinas, até 2006 o desenvolvimento do mercado para este tipo de energia era moroso em virtude da estrutura do mercado e da regulamentação do setor de energia, entre outras coisas. Ainda existem certos riscos relacionados aos negócios de energia termoeletrica, entre eles: o fato da contratação de geração de energia termoeletrica ser feita a longo prazo e vendida por meio de leilões<sup>137</sup> promovidas pelo governo brasileiro; a possível disparidade entre a indexação do preço contratado para energia a ser vendida por termoeletricas; o custo do gás natural ou outro fornecimento de combustível substituto; a dependência da construção de dutos e outra infraestrutura para transportar e produzir gás natural e o compromisso de comprar quantidades fixas de gás natural para satisfazer a exigência para geração de energia.

Fato é que importância das termoeletricas deverá crescer a partir de 2007, resultado da paralisação dos investimentos em hidroelétricas. Das 23 concessões autorizadas entre 2000/01

---

<sup>137</sup> Nesses leilões públicos, o governo fixa um valor máximo para a energia. Se as empresas acharem que o preço não pagará o investimento elas adiam ou desistem dos investimentos.



para a construção de novas hidrelétricas, nenhuma saiu do papel porque, segundo os investidores, a remuneração (preço da energia) fixada pelo Governo Lula não é atrativa. Sem essas obras, o país dependerá cada vez mais das termoeletricas. No leilão promovido pelo governo em 2006, 70 % do pregão foi dominado pelas fontes térmicas. Dos 30 % restantes, de energia hidrelétrica, dois terços foram assumidos basicamente por estatais, as únicas que aceitaram os preços fixados pelo governo (Canzian, op.cit).

O quinto fator é que as projeções indicam um avanço do gás na matriz energética. De fato, a Petrobras sistematicamente eleva suas estimativas de crescimento de demanda anual de gás natural pelo Brasil em seus planos estratégicos: de 11,3 % a.a. em 2003; 14,2 % a.a. em 2004 e 19,4 % a.a. em 2007, prevendo que o consumo do Brasil será de 134 mm<sup>3</sup>/dia em 2012 sendo 43,9 mm<sup>3</sup>/dia (32,7611 %) consumidos pelos domicílios, transporte, etc; 42,1 mm<sup>3</sup>/dia (31,4179 %) consumidos pela indústria e pela petroquímica; e 48,0 mm<sup>3</sup>/dia (35,8209 %) consumidos pelas termoeletricas.

Em 2006, Sérgio Gabrielli (o Presidente da Petrobras) alertava que o *“Brasil não suporta ter um mercado de gás crescendo 20% ao ano”* porque a capacidade da estatal atender à demanda é limitada, em virtude das restrições no abastecimento, infra-estrutura de transporte e distribuição que ainda está em desenvolvimento. A situação é grave porque em todos seus prognósticos a Petrobras prevê a confluência satisfatória de quatro fatores: 1) haverá expansão da rede de transporte de gás natural; 2) haverá crescimento da produção interna; 3) será estruturado um modelo de importação de GNL; 4) o Gasbol está operando à carga máxima (Planos Estratégicos da Petrobras).

O site do MRE reproduz declarações onde a diretora de Gás e Energia da Petrobras, Maria das Graças Foster, avalia que o gás boliviano é extremamente importante para o Brasil a longo prazo: *“No nosso planejamento até 2012, contabilizamos 30 milhões de metros cúbicos diários de gás boliviano”*, afirma ela. *“Então, precisamos considerar a continuidade de desenvolvimento dessa produção porque a Bolívia é nossa parceira, nossa vizinha e porque sabemos trabalhar naquela região”*.

### **6.6.2. Os Interesses Políticos**

Em um sentido mais amplo os interesses políticos do Brasil começavam pela proteção dos interesses dos brasileiros residentes na Bolívia, bem como na preservação do seu papel de líder regional e na continuidade do seu projeto de integração da América do Sul. Neste caso,

desde a sua posse Lula articulava a união da CAN e Mercosul na CSAN, o que estava pondo à prova a capacidade de negociação brasileira devido às desavenças existentes entre os países.

O Paraguai estava insatisfeito com o Mercosul, e aproximou-se dos EUA assinando um acordo para a construção de uma base militar norte-americana com capacidade para 16.000 soldados próxima a Tríplice Fronteira (Argentina-Brasil-Paraguai).

O Uruguai também estava insatisfeito com o Mercosul e em visita a Washington seu presidente, Tabaré Vázquez, expressou o desejo de retirar seu país do bloco, participando apenas como membro associado (a exemplo de Bolívia, Chile e o Peru). Isto implicaria que o Uruguai faria parte de uma zona de livre comércio e teria a liberdade de assinar um acordo de livre comércio com os EUA, o que, pelos cálculos do governo, dobraria as exportações do país em dois anos. Além disso, os uruguaios estavam insatisfeitos com a atuação brasileira na “guerra das papeleiras” travada com a Argentina. O Uruguai contava com a mediação do Mercosul, mas o presidente Lula apenas conversou informalmente com a presidente da Finlândia e o governo argentino vetou qualquer mediação internacional.

Além das ameaças de defecções havia os problemas no CAN. As relações entre Colômbia e Venezuela eram tensas porque o presidente colombiano Álvaro Uribe é o maior aliado dos EUA na América do Sul e Chávez o maior crítico, além disso, Uribe acusa Chávez de apoiar as Forças Armadas Revolucionárias da Colômbia.

Peru e Venezuela também estavam em choque porque Chávez acusou o governo peruano de ser fantoche dos EUA e prometeu retirar seu embaixador de Lima se o ex-presidente Alan García vencesse a eleição de 28 de maio de 2006.

Por fim, como a Colômbia e o Peru assinaram acordos de livre comércio com os EUA, Chávez anunciou a retirada da Venezuela da CAN.

Especificamente, o Brasil não podia permitir a retirada da Petrobras da Bolívia porque, em função do tamanho da estatal na economia do país, o ato poderia gerar uma violenta crise, como demonstrou o episódio das refinarias, ademais, o vácuo deixado poderia ser ocupado por outra companhia, o que poderia destruir o projeto de integração regional esboçado pelo Governo FHC e desejado pelo Governo Lula. O temor surgiu quando um funcionário da Petrobras Bolívia, que pediu anonimato, revelou que funcionários da estatal venezuelana PDVSA solicitavam, em nome da YPF, acesso às instalações da Petrobras, o que, em sua interpretação, significava que a PDVSA fornecera o suporte técnico para a nacionalização, fato posteriormente confirmado por Jorge Alvarado, presidente da YPF (Pamplona, 2006).

Quarta maior companhia petrolífera do mundo, a PDVSA<sup>138</sup> havia aberto um escritório na Bolívia em 23 de janeiro de 2006 e no mesmo dia assinara com a YPFB um acordo de cooperação para desenvolver a infra-estrutura para processo dos hidrocarbonetos. Pouco depois, Morales manifestou seu apoio à Alternativa Bolivariana de las Américas (ALBA), firmada em 2004 entre Chávez e o presidente cubano Fidel Castro. Entre 28/29 de abril de 2006 teve lugar em Havana um encontro entre os presidentes Evo Morales, Fidel Castro e Hugo Chávez onde Morales aderiu a Alba e assinou o Tratado de Comercio de los Pueblos. A presença da PDVSA no país, a rapidez dos entendimentos com a YPFB e o apoio imediato de Hugo Chávez a nacionalização de Evo Morales levantaram as suspeitas de que o presidente venezuelano mais uma vez utilizava a estatal como instrumento de sua "*petrodiplomacia*".

As suspeitas foram confirmadas em 10 de maio de 2006 quando Solíz Rada anunciou que no dia 18 do mesmo mês seriam assinados convênios entre a PDVSA e YPFB. Pelos documentos a PDVSA se comprometia a investir cerca de US\$ 1,5 bilhão no país a partir de 2008: seria criada a Petroandina (*joint venture* entre a PDVSA e YPFB) para desenvolver a atividade de *upstream* e comercialização de derivados; seria construída uma unidade de separação de gás natural orçada em US\$ 50 milhões (no departamento de Santa Cruz); e seria construída uma planta petroquímica em Villamontes (Departamento de Tarija). Além disso, seriam fornecidas bolsas de estudos para a formação, na Venezuela, de mão-de-obra para o setor de hidrocarbonetos, em particular para a petroquímica. Finalmente, estudava-se a construção de uma fábrica de asfalto que usaria o petróleo pesado venezuelano e daria respaldo ao programa de recuperação e construção de rodovias em gestação no governo da Bolívia<sup>139</sup>. Chávez também anunciou que a PDVSA daria a Bolívia participação maior do que os 51 % previstos na legislação, pelo menos em relação à unidade de separação de gás natural, mesmo que a estatal local não pudesse custear sua parte do investimento (Pamplona, op. cit.).

Não passou despercebido ao Governo brasileiro que o montante prometido pela PDVSA à Bolívia é idêntico ao investido pela Petrobras, nem que o desejo do Governo Morales de construir uma unidade de processamento deverá, através da retirada das frações nobres do gás natural, empobrecer o insumo entregue a Petrobras. Fonte diplomática informou que esse assunto é, potencialmente, o maior conflito entre Brasil e Bolívia porque a

---

<sup>138</sup> Esta posição se deve em função da Venezuela possuir a quarta maior reserva de petróleo (100 bilhões de barris) e a nona maior reserva de gás natural (4,148 trilhões de m<sup>3</sup>) do mundo.

<sup>139</sup> Morales e Chávez também assinaram convênios nas áreas agrícola (o Banco de Desenvolvimento Econômico e Social da Venezuela – Banderas - liberou US\$ 100 milhões para um fundo de apoio aos pequenos produtores bolivianos), mineral (criação da estatal boliviana Minerosur) e social (Pamplona, op. cit.).

decisão compromete os projetos petroquímicos da Braskem e da Petrobras, além de impedir que o Brasil obtenha receitas de aproximadamente US\$ 1,5 bilhão com a venda de polietileno.

Carlos Miranda Pacheco, ex-ministro de Hidrocarbonetos da Bolívia explicou que para viabilizar seu intento o Governo Morales precisa renegociar as especificações do produto com a Petrobras ou descumprir o contrato de fornecimento e que *"sem o etano que segue hoje para o Brasil, esse plano da Braskem e da Petrobras não se viabiliza. Não existe insumo suficiente para dois projetos petroquímicos; ou é um, ou é outro"* (Pamplona, op. cit., s/pág.).

Além da Venezuela não faltaram outros interessados nos hidrocarbonetos bolivianos, a começar pela Argentina que se apressou em anunciar investimentos na Bolívia, a serem realizados pela estatal recém-criada Energia Argentina SA (Enarsa SA). A Argentina foi bem sucedida na estratégia de introduzir o gás natural como combustível na matriz energética e dispõe de uma indústria relativamente madura (construída nos anos 70), e seu interesse no gás natural boliviano está no fato de que o país atravessa problemas de abastecimento desde o ano 2000 (o país consome 180 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural) porque as operadoras não realizaram os investimentos para atender a expansão da demanda, desestimuladas pelo congelamento do preço do gás (por razões econômicas e políticas). Além da conjuntura desfavorável o cenário futuro é preocupante para os argentinos porque a demanda está em forte expansão.

Desta forma, em 23 de maio de 2006 o presidente argentino Néstor Kirchner e o presidente boliviano Evo Morales, assinaram em Buenos Aires um novo acordo sobre o gás natural onde a Argentina pagaria US\$ 5,50 por milhão de BTU. Depois, em 16/10/06 a Argentina assinou um segundo contrato com a Bolívia no qual se comprometeu a construir o Gasoducto Nordeste Argentino (GNEA) para abastecer as províncias argentinas de Chaco, Corrientes, Entre Rios, Formosa, Misiones e Salta. Pelo documento, válido por 20 anos, o gasoduto terá 1.475 km e capacidade de transportar 27,7 mm<sup>3</sup>/dia, a um preço inicial de US\$ 5,00 o milhão de BTU, devendo estar pronto em janeiro de 2010.

Como após a nacionalização a YPFB passou a controlar a comercialização de todo o gás boliviano e os 27,7 mm<sup>3</sup>/dia prometidos a Argentina são aproximadamente equivalentes ao que o Brasil importa hoje da Bolívia, a Cera apontou num relatório que:

*"A competição entre Argentina e Brasil pelos recursos escassos bolivianos no médio e curto prazo poderia colocar a Bolívia numa posição mais forte para pedir novos reajustes de preços na medida em que ela será incapaz de atender plenamente aos volumes dos dois contratos de exportação pelo menos até 2010"* (Gall, op. cit., s/pág.).

O Chile também demonstrou interesse no gás natural boliviano porque o país importa todo seu gás natural da Argentina através de cinco gasodutos que juntos podem transportar 17 mm<sup>3</sup>/dia. Porém, desde 2003, com os problemas de abastecimento da Argentina, os gasodutos são subutilizados, transportando apenas 5 mm<sup>3</sup>/dia. Para resolver seus problemas o Chile está construindo uma usina de regasificação (de US\$ 400 milhões) para importar GNL da Austrália e aventou a possibilidade de importar gás da Bolívia, mas David Choquehuanca informou que primeiro era necessário “*resolver o problema marítimo*” (Gall, op. cit.).

Os bolivianos também retomaram as conversações com os norte-americanos (a despeito da rejeição da população e de muitos membros do Governo Morales) informando que assinariam quatro convênios, dois deles com a Predator Technologies: um para E&P de novas jazidas de gás e outro para estudar a construção de três unidades GTL em parceria com a GTL-Bolívia (orçadas em US\$ 1 bilhão e a serem instaladas Cochabamba, Santa Cruz e Tarija). O terceiro convênio foi assinado com a World Business, relativo à retomada dos planos de exportação de gás para os EUA (investimento previsto em US\$ 5 bilhões, incluindo o gasoduto e a unidade de liquefação no Chile ou Peru), que seria realizado em bases diferentes do Pacific LNG, pois caberia a YPFB controlar o empreendimento. O quarto convênio foi assinado com a Shaw Group, que investirá na E&P de novas reservas. A princípio estes novos projetos de exportação para os EUA seriam realizados com o gás natural em campos inativos, já que quase toda a produção local está comprometida com a Petrobras.

Fora da América do Sul, a francesa TotalFinaElf anunciou um investimento de US\$ 1,8 bilhões para desenvolver o megacampo de Itaú (que se descobriu ser contíguo ao de San Antonio), enquanto a espanhola Repsol-YPF, anunciou (com o apoio do governo espanhol) a retomada dos investimentos. Finalmente, a gigante russa Gazprom também anunciou que poderia investir entre US\$ 2 a 3 bilhões no desenvolvimento dos campos de hidrocarbonetos bolivianos e pelo menos duas empresas petrolíferas chinesas de menor porte manifestaram seu interesse em investir no país.

Além da concorrência a presença da Petrobras na Bolívia tinha outra implicação internacional importante: o Paraguai reiniciara as pesquisas de hidrocarbonetos no Chaco Boreal. Em 2 de agosto de 2005 o Paraguai anunciava que uma sociedade formada entre a CDS Energy SA e Primo Cano Martinez SA encontrara gás natural no poço exploratório Independencia 1 localizado em Gabino Mendoza, fronteira com a Bolívia. Descobriu-se que o poço é contíguo ao poço de La Vertiente, localizado em Tarija, a apenas 100 km de distância, e é próximo aos megacampos de San Alberto e San Antônio da Petrobras (Ayala, 2006).

A segunda questão era preservar os outros investimentos da Petrobras realizados no restante da América do Sul, cujo resumo das operações é vista na tabela 6.7:

Tabela 6.7: Mapeamento das Operações da Petrobras na América do Sul								
	Argentina	Chile	Colômbia	Equador	Paraguai	Peru	Uruguai	Venezuela
<b>Petróleo</b>								
<i>Upstream</i>	X	-	X	X	-	X	-	X
<i>Midstream</i>	X	-	-	X	-	-	-	-
<i>Downstream</i>	X	-	-	-	-	-	-	-
<b>Gás Natural</b>								
<i>Upstream</i>	X	-	-	-	-	-	-	-
<i>Midstream</i>	X	-	-	-	-	-	-	-
<i>Downstream</i>	X	-	-	-	-	-	-	-
<b>Energia Elétrica</b>								
	X	-	-	-	-	-	-	-
<b>Petroquímica</b>								
	X	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração Própria

Uma reação enérgica do Brasil poderia ser vista como prova do “*imperialismo*” brasileiro e possível justificativa para ações contra o patrimônio da estatal em outros países num momento que o continente dava mostras de repúdio ao neoliberalismo e voltava-se para os partidos de esquerda, normalmente favoráveis às nacionalizações.

Na Argentina o relacionamento da Petrobras com o Governo era tempestuoso, ocasionado pelo nacionalismo do Governo Néstor Kirchner e porque a estatal não realizara os investimentos de US\$ 1,45 bilhão programados. Julio De Vido, Ministro do Planejamento da Argentina, alertara que os contratos da estatal no país seriam "seriamente afetados" se a empresa não realizasse os "investimentos necessários" e que não seriam permitidas manifestações de uma empresa nas políticas soberanas do país em resposta a Gabrielli, que pedia um reajuste nos preços do gás e dos combustíveis líquidos na Argentina.

No Equador a estatal era acusada de cometer crimes ambientais na reserva indígena de Yasuní (onde opera os Blocos 18 e 31). A tensão quanto ao futuro das petrolíferas no país agravou-se com a ascensão do governo esquerdista de Rafael Correa e a rescisão do contrato de E&P com norte-americana Oxy (que produzia 20% do petróleo do país), acusada de fraude contábil e contrabando. Depois, em 7 de outubro de 2007 os equatorianos também elevaram de 50% para 99% os *royalties* pagos pelas petrolíferas que operam no país.

O Peru estava em pleno período de campanha eleitoral presidencial onde o candidato Ollanta Humala (que contava com apoio de Hugo Chávez) liderava as pesquisas de opinião e uma dos pontos de sua plataforma era a revisão dos contratos das petrolíferas.

Afinal, a Venezuela iniciara o processo de nacionalização da Faixa do Orinoco em abril de 2006, concluído em 1º de maio de 2007<sup>140</sup>.

A luta entre Petrobras (leia-se Brasil) e PDVSA (leia-se Hugo Chávez) tem nuances bastantes interessantes. As duas companhias estão construindo em Pernambuco uma refinaria em parceria *fifth/fifth* onde cada estatal investe US\$ 2 bilhões. Ademais, em 19 de março de 2007 a Petrobras (em parceria com a Braskem e Grupo Ultra) comprou o Grupo Ipiranga por US\$ 4 bilhões depois de utilizar seu poder de *lobby* junto ao governo Lula<sup>141</sup>, impedindo que a PDVSA (com a qual a Ipiranga negociava a dois anos por intermédio do economista Darc Costa) entrasse no mercado de hidrocarbonetos brasileiro (Góis, 2007).

Além disso, a Petrobras informou que terá que rever seu Plano Estratégico 2020 devido à descoberta do Campo Tupi na Bacia de Santos anunciada em 8 de novembro de 2007, fato que teve impactos tecnológicos, econômicos, estratégicos e políticos imediatos. No plano tecnológico apenas ressaltou a capacidade da Petrobras, bem como os elevados custos da atividade de E&P. A pesquisa exploratória<sup>142</sup> teve início a 2 anos quando os testes indicaram a existência de um campo de petróleo localizado em lâmina d'água de 2.000 m sob uma camada pré-sal (abaixo de um sedimento de sal) de 6.000 m de espessura, o que exigia uma perfuração jamais realizada pela Petrobras. Foram abertos 15 poços exploratórios a um custo total de US\$ 1 bilhão (custo médio de US\$ 67 milhões por poço), sendo que o primeiro poço exploratório demorou um ano para ser aberto e consumiu US\$ 240 milhões. Até 2008 a Petrobras deve abrir 32 poços a um custo total de US\$ 1,9 bilhão (cerca de US\$ 59,375 milhões por poço) e se calcula que o campo estará desenvolvido apenas em 2014.

Na parte econômica a Petrobras estima que o campo tenha entre 5 e 8 bilhões de bpe de teor médio (28° API), devendo alçar o Brasil da 24ª para a 8ª ou 9ª posição no ranking dos países com maiores reservas de hidrocarbonetos. Além disso, em um dia as ações ordinárias

<sup>140</sup> Nos meses subsequentes à nacionalização boliviana a Petrobras iniciou uma ofensiva nesses países: em 1/10/07 Gabrielli assegurou a Argentina que realizaria os investimentos programados, adicionando mais US\$ 2,8 bilhões para o período 2008/12. No Equador a estatal anunciou investimento de US\$ 160 milhões em 2006 e mais US\$ 500 milhões entre 2007/09 a ser feito em parceria com a Petroecuador. No Peru o candidato vitorioso Alan García solicitou que estatal firmasse uma parceria com a Petroperu e começasse a explorar gás natural. Em 14/01/08 o consórcio Repsol-YPF/Petrobras/Burlington anunciava a descoberta de um grande campo de gás (cerca de 56 bilhões de m<sup>3</sup>) na região de Cuzco.

<sup>141</sup> O Grupo Ultra ficou com a rede de postos do Rio Grande do Sul e oeste de Santa Catarina. A Braskem ficou com 60% do setor petroquímico e a Petrobras ficou com 40% do setor petroquímico, com a refinaria e a rede de postos a partir do Paraná.

<sup>142</sup> O campo é operado por uma sociedade formada pela Petrobras (65%), BG (25%) e Petrogal (10%).

da Petrobras sofreram valorização de 16,73 % e as preferenciais 16,44 % transformando-a na 5ª companhia mais valiosa do continente (atrás da ExxonMobil, GE, Microsoft e AT&T, com valor de mercado de US\$ 221,9 bilhões) e na 8ª maior companhia petrolífera do mundo.

Na parte estratégica, a ministra da Casa Civil Dilma Roussef imediatamente informou que o CNPE retiraria os 41 blocos localizados dentro do campo na licitação a ser realizada pela ANP entre os dias 27 e 28 de novembro de 2007, alegando que assim agindo o Governo defendia o “o interesse e a soberania nacional” (Miranda, 2007).

Na parte política em 28/11 a então presidente eleita da Argentina Cristina Kirchner visitou o Brasil e numa de suas reuniões encontrou-se com o presidente Lula e o presidente da Petrobras Sérgio Gabrielli. Foram travadas conversações no sentido de ampliar a participação da Petrobras no *upstream* na Plataforma Continental argentina, extensão natural da camada de sal onde a estatal descobriu o Campo Tupi.

Além dos problemas políticos de relacionamento com os vizinhos o agravante era que (como vimos no capítulo 3) os números da Petrobras reforçam o Balanço Geral da União, e possíveis nacionalizações podem afetar não apenas as contas da estatal, mas também o relacionamento do país com os órgãos de financiamento internacionais.

A terceira questão refere-se ao anel gasífero regional, vislumbrado pelo Itamaraty quando da assinatura do acordo de compra de gás com a Bolívia e posteriormente expandido no âmbito do IIRSA. O anel gasífero deve interligar duas malhas independentes de gasodutos, devendo depois de concluído configurar a integração do sistema sul-americano de gás natural.

A primeira malha é a nacional e seu projeto de integração foi apresentado em 2004 pela Petrobras. A estatal previu sua conclusão num prazo de 20 anos, período em que serão investidos US\$ 5 bilhões para expandir e interligar seu sistema de gasodutos e agregar 4.000 km de gasodutos configurando uma malha que cruzará o País de norte a sul, pelo litoral e pelo interior. O projeto está sendo desenvolvido em quatro etapas. A primeira etapa é a construção do Gasene (orçado em US\$ 3,9 bilhões financiados por grupos japoneses) e interligará as malhas Sudeste e Nordeste de dutos e a ampliação da rede de transporte de gás entre Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo e o Nordeste. Foi feita uma alteração importante no traçado da malha de gasodutos no Nordeste que passará pelo sertão dos Estados de Alagoas, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte e não mais pela região litorânea. Por isso mesmo, o novo gasoduto já está sendo conhecido informalmente como “Gasbode”.

A segunda etapa, prevista para daqui a dez anos, é a construção do Gasoduto da Unificação, projeto que liga o Gasbol à Região Norte, passando por Brasília. O traçado ainda



não está definido, podendo sair de Campo Grande (MS) ou de São Carlos (SP) e terminar em Belém (PA) ou São Luiz (MA). Uma perna Sul também poderá ser construída para levar o gás boliviano até Alegrete (RS), passando pelo interior dos três Estados da Região Sul.

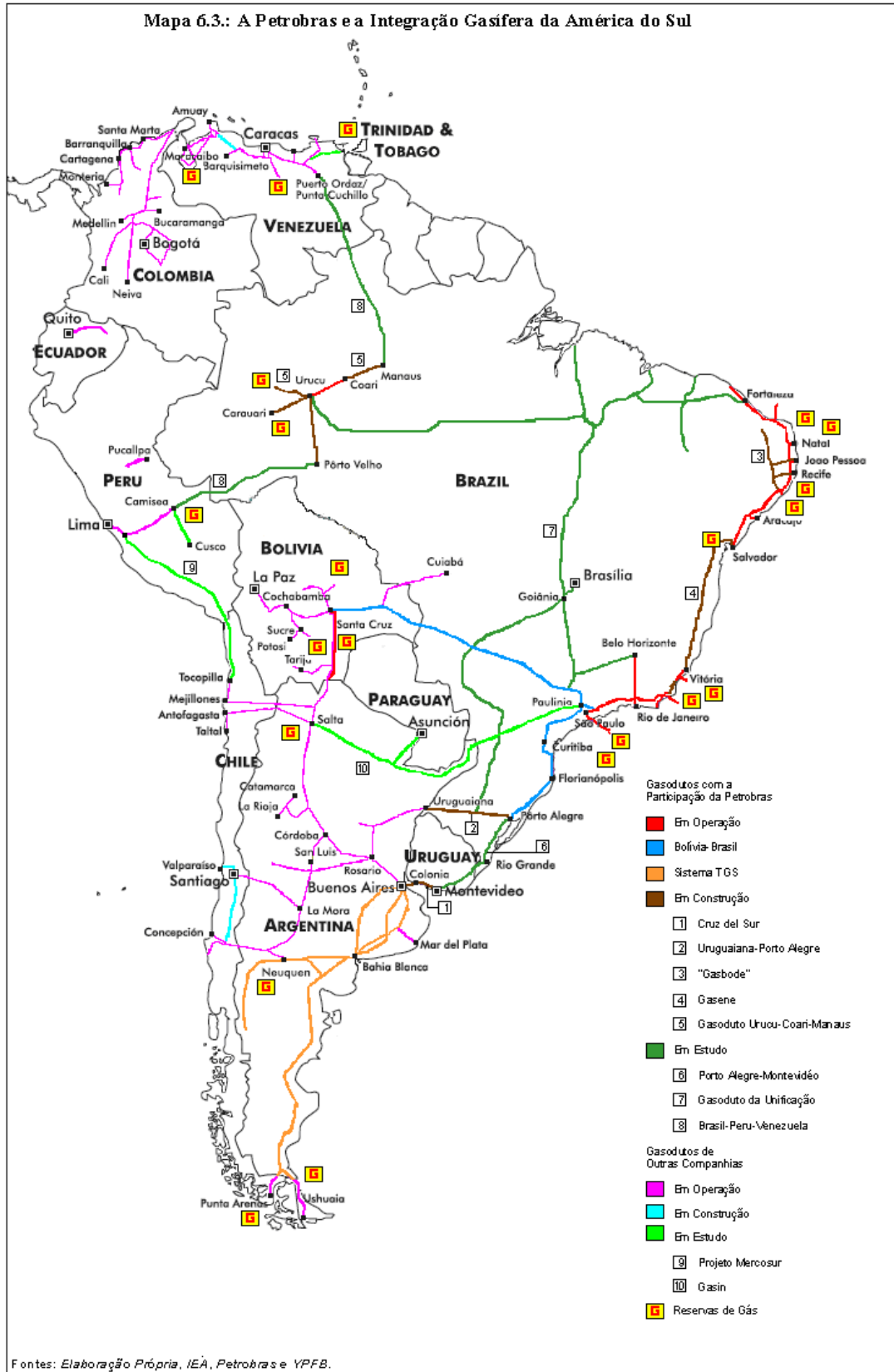
A terceira etapa prevê a interligação das reservas de gás do Amazonas, primeiro com o sistema interligado de gasodutos brasileiros e, depois, na quarta etapa, a interligação com o campo de Camisea, no Peru e com os campos da Venezuela, o que integraria em definitivo o sistema sul-americano de transporte de gás natural, projetando uma segurança energética para o sub-continente que será ímpar no mundo por sua auto-suficiência e também por ser integrada por países com idêntica base cultural (Costa, 2005).

A segunda malha é a internacional, que deverá ser articulada com a malha nacional e interligar os gasodutos (existentes e a serem construídos) que cruzam a Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Peru e Uruguai.

A possibilidade de estabelecer a interconexão intercontinental dos gasodutos da América do Sul surgiu com as operações gasíferas na Argentina país que possui um sistema integrado de gasodutos (que corta o país nos sentidos norte-sul e leste-oeste) e está conectado com o sistema de gasodutos boliviano, hoje operado pela Repsol-YPF. A posição estratégica da Petrobras já era clara quando ela assumiu o comando da Refinor, que utiliza matéria-prima oriunda deste gasoduto, assumindo a responsabilidade do tratamento e separação do gás capaz de abastecer as principais cidades do norte argentino, e teve uma ascensão vertiginosa com a compra da Pecom e a conseqüente absorção dos ativos da TGS, um dos dois principais sistemas de gasodutos da Argentina (o outro é o TGN) que tem 7.419 km e capacidade de transportar até 62 mm<sup>3</sup>/dia suprindo cerca de 60 % do consumido pelo país. Com o aval do MME, a estatal atua (desde 2005) no sentido de ampliar o sistema TGS, para o qual obteve US\$ 285 milhões junto ao BNDES garantidos por uma sociedade formada pelo Banco de La Nación e outros produtores de gás. O controle da TGS torna a Petrobras importante também para outras duas partes interessadas: Chile e Uruguai. No caso do Chile a Petrobras abastece o complexo industrial Methanex em Punta Arenas e Concepción. Além dos investimentos que a estatal pode fazer para ampliar a capacidade de exportação argentina beneficiando os vizinhos existe um outro desejo, o de concluir o projeto Mercosur.

O mapa 6.3 mostra os projetos de integração gasífera da América do Sul:

Mapa 6.3.: A Petrobras e a Integração Gasífera da América do Sul



Alternativa proposta em 2003 por Argentina e Peru e que envolveria também Brasil e o Uruguai o projeto Mercosur conta com o apoio do BID e prevê a construção de um gasoduto ligando Pisco no Peru à Tocopilla no Chile de onde é possível fazer a conexão com o sistema de gasodutos da Argentina e deste país para os outros dois parceiros. Os idealizadores do projeto calculam que o gasoduto custaria cerca de US\$ 2,5 bilhões e poderia transportar entre 30 a 35 mm<sup>3</sup>/dia, dos quais 17 mm<sup>3</sup>/dia poderiam descer para a Argentina, cabendo ao Brasil o direito de receber entre 5 e 7 mm<sup>3</sup>/dia.

Argentinos e chilenos fazem questão que a Petrobras participe de alguma maneira do empreendimento e querem também que o acordo para o projeto seja aprovado pelos governos e pelos parlamentos dos quatro países, para que haja mais segurança jurídica.

No caso do Uruguai a Petrobras fornece gás natural para o país e em 22 de dezembro de 2004 penetrou no mercado ao comprar 55 % da Conecta, a companhia encarregada de distribuir gás no interior do país. Do ponto de vista econômico o minúsculo mercado uruguaio é pouco atraente, mas não é o mais interessante. O Uruguai é estratégico para a construção do ramal do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (discutido por uma comissão bilateral Argentina-Brasil), que completaria o anel de gás interligando Argentina, Bolívia, Brasil, Chile e Uruguai e concretizaria o projeto de unir as jazidas argentinas ao mercado brasileiro. Este gasoduto também tem o objetivo de abastecer a planta petroquímica da Petrobras em Triunfo.

Outro negócio que tem atraído a atenção da Petrobras é que o Uruguai deseja que a estatal participe na exploração de gás natural na sua Plataforma Continental. A descoberta de gás na costa marítima uruguaia foi feita de modo acidental por um barco russo que fazia levantamentos sísmicos para o governo em 2002 revelando que a 100 milhas da costa (180 km) há gás numa área de 7.000 km<sup>2</sup>. Não se conhece o tamanho real das jazidas, mas a Petrobras foi convidada a fazer pesquisas sísmicas, mesmo porque a esta distância da costa a profundidade média é de 1.500 m, onde apenas a Petrobras consegue operar.

Também se discute a construção de um anel de gasodutos entre Argentina, Bolívia e Brasil. O projeto prevê a construção de outros dois gasodutos interligados ao Gasbol. O primeiro, orçado em US\$ 3,5 bilhões é o Gasoduto da Integração (Gasin) que cruzaria o sul do Paraguai, a zona norte da Argentina e entraria no Brasil pelo estado de Santa Catarina. O outro gasoduto, orçado em US\$ 350 milhões ligaria o Gasbol à Argentina, por meio de um ramal Porto Alegre-Uruguaiana.

Um complemento aos planos da Petrobras é a construção do Gasoducto del Sur<sup>143</sup>, proposto por Hugo Chávez que deveria cruzar a América do Sul ligando as reservas de gás da Patagônia às reservas da Venezuela, aproveitando a malha de gasodutos existentes e a ser construída. O gasoduto teria 9.283 km e capacidade de transportar até 150 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural e foi orçado em US\$ 23 bilhões e uniria as maiores reservas da região (venezuelanas) a região sul onde está concentrado o mercado consumidor (70 % da população) e a maior demanda, que se encontram na iminência da importação.

A construção do anel gasífero é inconcebível sem a Bolívia, porque a Petrobras moldou o projeto no sistema elétrico brasileiro, onde uma rede de 70 mil quilômetros conecta bacias hidrográficas com regimes hídricos distintos, o que aumenta extraordinariamente a segurança e a eficiência do sistema. Assim, ao mesmo tempo em que o anel reduziria a vulnerabilidade do país pelo gás natural boliviano e aproveitaria a rede de dutos existentes, eliminando a ociosidade do sistema, haveria a interligação e o aproveitamento das reservas dos países envolvidos, compensando as dificuldades de E&P num país com as facilidades em outro, porque se sabe que a Bolívia tem a segunda maior reserva de gás natural da América do Sul (com perspectiva de crescimento) enquanto as jazidas brasileiras são de difícil exploração, a Argentina apresenta dificuldades de abastecimento e a reserva peruana de Camisea é de tamanho médio (cerca de 340 bilhões de m<sup>3</sup>). Além disso, com a recém-descoberta da mega-reserva de gás natural na bacia de Santos, o objetivo brasileiro com a obra, no médio prazo, seria passar da condição de importador de gás a exportador para outros países do continente, que se interligariam a essa rede principal de grandes produtores.

Após a nacionalização boliviana a Petrobras anunciou medidas para desestimular o uso do gás natural em indústrias, comércio e veículos e antecipou o Plangás (um investimento de US\$ 22,4 bilhões a ser realizado no âmbito do PAC) para acelerar o desenvolvimento das reservas de gás natural das Bacias de Campos, Espírito Santo e de Santos, que por razões técnicas não ocorrerá antes de 2008. Além disso, em 2007 foi anunciada a construção de 2 plantas GNL: uma no Ceará (em Pecém, que deve processar 6 mm<sup>3</sup>/dia de gás) e outra no Rio de Janeiro (na Baía da Guanabara, que deve processar 14 mm<sup>3</sup>/dia de gás), e foram assinados cinco pré-contratos de compra de GNL: com a Marubeni (Japão), Nigerian LNG (Nigéria), Sonatrach (Argélia), Suez Global LNG (Bélgica) e TotalFinaElf. Este gás deverá começar a chegar ao Brasil apenas em 2009.

---

<sup>143</sup> Os funcionários da Petrobras cognominaram o gasoduto de “*transpinel*”. A referência é óbvia.

A despeito dessas iniciativas, na prática, por motivos econômicos e políticos, a presença da Petrobras na Bolívia era importante tanto para este país como para o Brasil, o que resultou em dois movimentos capazes de assegurar o bom relacionamento entre os dois países. O primeiro movimento, concretizado em 15 de fevereiro de 2007 ocorreu durante um encontro entre Morales e Lula em Brasília quando a Petrobras aceitou um aditivo ao GSA estabelecendo uma nova fórmula (sugerida pelos bolivianos) para apurar o preço do gás natural. Pelo documento, a estatal concordou em pagar a mais pelo gás natural que exceder o poder calórico de 8.900 kcal/m<sup>3</sup>. Isto remunerava as frações nobres presentes no insumo uma vez que o gás natural importado da Bolívia tem poder calórico médio de 9.200 kcal/m<sup>3</sup>. Conseqüentemente, além de aumentar o preço do gás em 8 % (de US\$ 4,20 para US\$ 4,50 por milhão de BTU) fora das condições previstas em contrato o acordo garante receitas adicionais de US\$ 100 milhões/ano para a Bolívia e viabiliza os projetos petroquímicos da estatal. Neste caso a Petrobrás concordou em retomar seu projeto de construção de um pólo gás-químico na fronteira dos dois países, em parceria com a Braskem (um investimento de US\$ 3 bilhões). Os custos do reajuste foram absorvidos pela Petrobras porque o repasse às distribuidoras depende de autorização da ANP. Apenas os contratos novos incluirão o novo preço do gás natural.

O ministro de Minas e Energia, Silas Rondeau admitiu a presença do componente geopolítico no acordo. Segundo ele: *“Tínhamos de achar uma fórmula. A Bolívia é o país que tem a maior fronteira com o Brasil e não seria interessante que houvesse problemas internos no país”* (MME). Na ocasião, outros acordos acertados pelo Governo Brasileiro incluíram:

1. O reajuste de 285,3211 % (de US\$ 1,09 para US\$ 4,20 por milhão do BTU) no preço do gás fornecido a termoeletrica Governador Mário Covas (contrato Andina SA-Cuiabá) responsável por 70 % da energia do Estado de Mato Grosso, o que representará uma receita adicional de US\$ 65 milhões/ano à Bolívia;
2. A construção de uma usina de biodiesel (investimento de US\$ 50 milhões) que deve utilizar a soja boliviana como matéria-prima. A medida deve beneficiar os produtores brasileiros instalados na Bolívia, que estavam ameaçados pela reforma agrária de Evo;
3. Um pacote de auxílio para controlar a aftosa na Bolívia, que inclui: o envio de missões técnicas para ajudar na melhoria dos controles sanitário e fitossanitário e doar 3 milhões de vacinas à Bolívia, como meio de evitar o alastramento da doença no Brasil.
4. O Brasil prometeu estudar a construção de uma usina hidrelétrica binacional no Rio Madeira, de uma ponte entre os dois países e de uma rodovia entre La Paz e o Norte do país.

O segundo movimento foi o retorno dos investimentos da Petrobras na Bolívia, processo que teve início em novembro de 2007, quando a estatal aventou a hipótese de formar uma sociedade com a YPFB para atuar no *upstream*. A Petrobras também iniciou negociações (avalizada pelos Governos boliviano e brasileiro) com a TotalFinaElf (que anunciou a intenção de encerrar suas operações na Bolívia) para assumir o desenvolvimento do campo de Ipati e o megacampo de Itau, cujos direitos de operação pertencem a companhia francesa.

No mês seguinte, em 15 de dezembro, Lula reuniu-se em La Paz com Evo Morales assinando um acordo que prevê investimento de US\$ 750 milhões a US\$ 1 bilhão da Petrobras para expandir a produção de hidrocarbonetos do país. Estes recursos devem ser destinados à ampliação da produção de San Alberto, San Antonio e ativação do campo de Ingre (um investimento de US\$ 36 milhões) de forma acrescentar mais 10 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural à produção do país até 2011. Estes investimentos têm como objetivos assegurar o fornecimento dos 30 mm<sup>3</sup>/dia de gás natural ao Brasil e assegurar parte do fornecimento de gás contratado pela Argentina, que deverá ser transportado pelo GNEA.

O presidente brasileiro também anunciou que o Brasil construiria uma ferrovia entre Cochabamba e Santa Cruz e destinará US\$ 1 bilhão à construção do Corredor Interoceânico, um complexo rodoviário unindo Bolívia, Brasil e Chile. Para viabilizar este projeto Lula patrocinou um encontro entre o presidente boliviano e a presidente chilena Michelle Bachelet, para que o Chile disponibilize o porto de Arica aos brasileiros e bolivianos.

Depois que Lula garantiu a Morales que a Petrobras continuaria atuando na Bolívia a Braskem e a YPFB assinaram um "*Memorandum de Entendimento*" para estudar a viabilidade da implantação de uma planta de polietileno no Departamento de Tarija, junto aos campos de gás natural da Petrobras. Conforme o art. 4 as partes "*se comprometen a realizar los mayores esfuerzos para obtener de los gobiernos del Brasil y de Bolivia el apoyo para el estudio y posible implementación del proyecto*".

Concluídas as conversações o Itamaraty não ocultou que: "*a Petrobras e o governo boliviano já tiveram posições conflitantes na questão do gás*", mas que "*depois de muitas negociações*" ficou acertada a permanência da estatal na Bolívia por mais 30 anos, ou seja, até 2036. Logo depois o Governo boliviano anunciou o investimento de US\$ 1,262 bilhão no setor de hidrocarbonetos para 2008<sup>144</sup>, cabendo a Petrobras o terceiro maior montante.

<sup>144</sup> As empresas que anunciaram investimentos foram a YPFB (US\$ 364,8 milhões), Repsol-YPF (US\$ 296,2 milhões), Petrobras (US\$ 262 milhões), Chaco SA (US\$ 215 milhões), Pluspetrol (US\$ 58,7 milhões), BG (US\$ 39 milhões), Dong Wong (US\$ 15 milhões) e Vintage (US\$ 11,3 milhões). Também foram anunciados investimentos adicionais de US\$ 200 milhões a serem realizados pela Petrobras, PDVSA, Repsol-YPF e governo do Irã.

## CONCLUSÃO

Iniciaremos nossa análise conclusiva retomando a pergunta apresentada na introdução: quais os possíveis interesses econômicos e políticos de Bolívia e Brasil que impediam a Petrobras de se retirar da Bolívia, após este país decretar a nacionalização dos hidrocarbonetos em 2006? Admitimos como hipótese que, com base nos hidrocarbonetos bolivianos, ambos os países definiram estratégias econômicas e políticas específicas que ficariam comprometidas, senão inviabilizadas, com a saída da Petrobras da Bolívia. Acreditamos que esta hipótese ficou plenamente demonstrada uma vez que, como ficou evidente neste estudo, a presença da Petrobras na Bolívia tornou-se uma questão fundamental para as relações internacionais deste país e do Brasil porque, a partir do momento em que começou a operar em território boliviano, a estatal estabeleceu uma densa rede de interesses econômicos e políticos para cada país em particular e entre eles.

Quanto aos interesses econômicos da Bolívia é necessário lembrar que, historicamente, a economia do país se estruturou em torno da produção e exportação de matérias-primas, processo em que a população indígena sempre participou sem obter um retorno condizente. A partir desta base excludente ergueu-se toda a estrutura política/social do país. Quando as minas de estanho esgotaram-se nos anos 80 a Bolívia encontrou na produção e exploração do gás natural uma das poucas, senão a única, alternativa capaz de manter intocada sua matriz econômica/política/social, opção que, por sua vez, só seria viabilizada com a participação das EMNs, tendo em vista a total carência econômica e técnica da YPFB.

Com base nesta constatação dois fatores puderam ser observados. Em primeiro lugar a presença da Petrobras no país tornou-se importante porque, ao viabilizar a exportação do gás natural, a estatal manteve o padrão histórico de acumulação e preservou a estrutura econômica da Bolívia. Em segundo lugar fatalmente uma companhia estrangeira assumiria a proeminência na economia boliviana, visto que o setor de hidrocarbonetos foi confiado às EMNs. Este papel coube a Petrobras porque, ao atender o desejo do Governo brasileiro e sua própria política corporativa de envolver-se na Bolívia, a estatal ocupou o centro de uma complexa teia que envolve toda a indústria do petróleo e toda a indústria do gás natural e acabou dominando de tal forma o setor produtivo boliviano que sua possível saída poderia levar a economia do país ao colapso.

Especificamente quanto aos hidrocarbonetos devemos recordar dois aspectos técnicos examinados no capítulo 2: 1) a atividade de *upstream* do gás natural é escopo do petróleo e; 2)

à exceção do *upstream* a cadeia do gás natural é diferente da cadeia do petróleo. Desses aspectos surgem duas conseqüências: 1) embora seja possível dissociar as negociações atinentes ao gás natural das negociações atinentes ao petróleo, na prática é muito difícil de fazê-lo; e 2) por conta dessa dificuldade de dissociação as negociações envolvendo o petróleo podem condicionar as negociações envolvendo o gás natural.

Partindo dessas conseqüências podemos dizer que as preocupações bolivianas em relação aos hidrocarbonetos eram de duas espécies. A primeira espécie, menos visível e que passou relativamente despercebida no Brasil na época da nacionalização era referente ao petróleo. Isto aconteceu porque ao assumir o controle do setor de hidrocarbonetos boliviano a Petrobras também passou a ser a maior produtora de petróleo do país sua saída poderia comprometer a produção, o refino e a distribuição de petróleo e derivados da Bolívia. Isto, a exemplo do caso do gás natural, poderia afetar negativamente toda a economia boliviana, tendo em vista a importância do petróleo para as sociedades modernas.

A segunda espécie de preocupação, muito mais visível durante o processo, dizia respeito à importância da Petrobras na indústria do gás natural boliviano porque a estatal viabilizou a exportação do insumo para o Brasil. Porém, eram bem menos conhecidas duas outras implicações desta atuação. A primeira estava no fato de que, por razões de ordem técnica, mercadológica e política (a resistência da própria população em aceitar negociar com o Chile e EUA), até o momento os bolivianos têm apenas uma alternativa para exportar seu gás com sucesso: o Brasil. A segunda estava no fato de que, por controlar os dois únicos megacampo de gás natural da Bolívia, a Petrobras era a única EMN em condições de produzir volumes de gás natural em quantidades suficiente para viabilizar uma política exportadora de grande monta e a única em condições de realizar um antigo desejo boliviano: a industrialização do gás natural.

Quanto aos interesses políticos da Bolívia, no caso específico deste país eles surgem como um complemento natural dos interesses econômicos porque as rendas necessárias ao país e, por conseguinte, responsáveis pelo estabelecimento do seu destino político e social, foram vinculadas às receitas advindas do setor de hidrocarbonetos como um todo e da exportação de gás natural em particular, com o agravante extremamente preocupante de ter legado a responsabilidade de conduzir a política do setor de hidrocarbonetos a terceiros, sobre os quais o país tinha precário controle. Assim, criou-se um mecanismo no qual a estabilidade política/social do país ficou vinculada a repartição da renda advinda com a exportação de



hidrocarbonetos de forma que, além do colapso econômico, a saída da Petrobras poderia acarretar no colapso do país político/social do país.

Por fim, a presença da Petrobras na Bolívia é importante porque o país, sempre tendo como base a exportação do gás natural, traçou seu próprio projeto de integração física com o restante da América do Sul, projeto que não terá como avançar sem o auxílio econômico e tecnológico das EMNs.

Vale ressaltar aqui ainda que, do ponto de vista político, no episódio da nacionalização houve a recorrência de certos temas, em especial a contestação de origem simbólica/sentimental expressa pelo nacionalismo boliviano, exacerbado quando se trata de hidrocarbonetos. A divisão da sociedade boliviana, a realidade de pobreza, o sentimento de injustiça e exploração entre os mais desafortunados, bem como a desconfiança ao elemento estrangeiro têm concretas raízes históricas profundas e sempre interferiram nas negociações com o Brasil. Os bolivianos (e outros povos da América do Sul) sempre suspeitaram que os brasileiros desejavam impor sua própria versão do “*imperialismo*”, embora a debilidade econômica os obrigasse a negociar com os não menos imperialistas EUA, e recomendasse uma política de diálogo e aproximação com o Brasil.

Porém, também cabe lembrar que neste momento para a Bolívia transpareceram duas vantagens ausentes nas nacionalizações anteriores. A primeira delas é a legitimidade política, pois a nacionalização foi feita por um presidente democraticamente eleito, sobre os ombros do qual a parcela de excluídos da população depositou uma grande esperança e que foi conduzido ao poder pela conjunção de alguns movimentos sociais que estavam unidos em torno de objetivos comuns. As nacionalizações anteriores, apesar de festejadas, foram feitas por ditadores menos comprometidos com os anseios populares. A segunda vantagem advém do quase instantâneo apoio político dado por Hugo Chávez a Morales, que pôde contar com o suporte econômico e técnico da PDVSA.

Quanto aos interesses econômicos do Brasil inicialmente recordaremos *ipsis literis* (com a intenção de reforçar a ênfase) que vale para este país o que já foi dito anteriormente em relação à indústria de hidrocarbonetos quando se examinou os interesses econômicos bolivianos: 1) a atividade de *upstream* do gás natural é escopo do petróleo e; 2) à exceção do *upstream* a cadeia do gás natural é diferente da cadeia do petróleo. Desses aspectos surgem duas conseqüências: 1) embora seja possível dissociar as negociações atinentes ao gás natural das negociações atinentes ao petróleo, na prática é muito difícil de fazê-lo; e 2) por conta

dessa dificuldade de dissociação as negociações envolvendo o petróleo podem condicionar as negociações envolvendo o gás natural.

Desta forma, constatou-se que, a semelhança do que aconteceu com a Bolívia, surgiram preocupações de duas espécies. A primeira preocupação estava relacionada ao petróleo, mas ao contrário da Bolívia, não era uma questão atinente ao domínio exercido pela Petrobras sobre a produção dessa matéria-prima no país, porque era ínfima a participação do petróleo boliviano no consumo do Brasil. A preocupação quanto ao destino da indústria do petróleo boliviano estava no fato de que a negociação envolvendo este insumo poderia condicionar a negociação envolvendo o gás natural. Tal vinculação pôde ser verificada na prática em dois momentos, na negociação envolvendo os contratos de *upstream* e durante o episódio que resultou na venda das refinarias da Petrobras para a YPFB.

A segunda preocupação, para a qual convergiram todas as atenções do Brasil, estava na solução do problema envolvendo a produção e exportação de gás natural, em função da elevada dependência do país pelo insumo boliviano. Mas aqui, por maior que tenha sido o desconforto brasileiro, o fato é que não era possível alegar que a nacionalização fora uma atitude surpreendente e inesperada, a começar pela simples existência de antecedentes inquietantes. A Bolívia já nacionalizara os hidrocarbonetos outras duas vezes (em 21 de dezembro de 1936 e 17 de outubro de 1969), precisamente em contextos de aguda tensão econômica e social, cenário que voltou a se manifestar a partir de 2002.

Aos antecedentes agregaram-se os alertas. Ainda durante o Governo Itamar Franco, quando da assinatura do primeiro contrato de importação de gás natural, surgiram as primeiras dúvidas dos especialistas sobre a conveniência de se confiar o suprimento brasileiro de gás natural à Bolívia, mostrando que nunca se desvaneceram de todo os temores brasileiros de que, uma vez comprometida a Petrobras num projeto envolvendo o aproveitamento dos hidrocarbonetos bolivianos, a instabilidade econômica típica do país pudesse desencadear uma reação em cadeia que resultasse em instabilidade social, seguida de instabilidade política, que tivesse como resultado final uma drástica alteração unilateral das regras acertadas em contrato e o patrimônio da estatal nacionalizado na primeira oportunidade. Os alertas foram repetidos durante o Governo FHC, quando se acertou o contrato final para a construção do Gasbol, mas aparentemente ninguém no governo prestou atenção ou quis acreditar nos possíveis riscos que o Brasil corria. Quando os sinais de instabilidade na Bolívia surgiram em 2002 havia algum tempo para o Brasil articular uma alternativa, porém, o tempo começou a se esgotar rapidamente após a realização do *Referendum Vinculante* de 18 de julho de 2004,

ocasião em que por maioria esmagadora a população boliviana manifestou-se a favor da retomada do controle do setor de hidrocarbonetos por parte do Estado. O prazo do Brasil para ensejar uma alternativa já havia se esgotado por ocasião da campanha para eleição presidencial boliviana, quando uma possível nacionalização foi pauta de todos os candidatos. As advertências dos críticos foram lembradas após a nacionalização, ocasião também em que se aproveitou para fazer notar que a posição brasileira estava fragilizada somente porque o governo fora negligente ao não buscar uma alternativa para o gás natural boliviano.

Neste caso o Brasil devia ter prestado um pouco mais de atenção no exemplo argentino. Desde 1972 a Argentina recebe gás natural boliviano e nunca houve a interrupção de fornecimento nem por um dia, a despeito da Bolívia ter apresentado a instabilidade política característica. Além de representar uma fonte considerável de receita para os bolivianos os argentinos tinham a seu favor o fato de possuir fontes internas de gás natural, localizadas em Neuquém e na Patagônia (ou seja, eles tinham o plano “B”) e que poderiam ser utilizados como trunfo na mesa de negociações caso os bolivianos interrompessem o fornecimento.

De toda sorte a presença da Petrobras na Bolívia não era apenas importante porque o Brasil não dispunha de alternativas, não podendo prescindir por apenas um instante do insumo boliviano, mas também porque a proeminência da estatal na economia brasileira fora reforçada em dois sentidos. No sentido industrial, quase toda a indústria de hidrocarbonetos nacional (refino, a indústria gasquímica, a geração de energia termoelétrica a partir do gás natural e o fornecimento do GNV) depende de alguma forma da estatal, tendência que foi reforçada com o gás natural. Mais grave ainda, como a perspectiva é a de aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, se depender da Petrobras, para os próximos 30 anos o gás natural importado da Bolívia continuará sendo vital para a economia do Brasil. No sentido financeiro devemos lembrar que, para o FMI, as contas da Petrobras reforçam os números do Balanço Geral da União, o que ajuda a melhorar a posição negociadora do Brasil frente ao sistema creditício internacional.

Entretanto, não se verificaram a concretização de dois antigos temores brasileiros. Em primeiro a internacionalização da Petrobras deu-se quando ela possuía robustez financeira/tecnológico por isso a nacionalização, embora representasse uma perda, não teve impactos tão negativos como sempre se temeu. Na época da nacionalização os investimentos da Petrobras na Bolívia eram de pouca relevância para a estatal: representavam apenas 1,42% do valor de mercado da Petrobras. Na verdade no dia seguinte à nacionalização as ações da estatal sofreram uma queda de 0,21% para sofrerem uma valorização de 1,77% logo no dia 3

de maio, tendência mantida desde então. Ademais, em nenhum momento ficou comprometido o processo de internacionalização da estatal, que continua se expandido no exterior. O segundo temor era que em caso de uma reviravolta política na Bolívia, houvesse um recrudescimento do nacionalismo, seguido da interrupção do fornecimento de gás natural, perspectiva que afinal não se concretizou, demonstrando que os bolivianos ficaram tão reféns da exportação do insumo para o Brasil como este da importação da Bolívia.

Finalmente, quanto à própria Petrobras, desgostava-lhe a perspectiva de ter que deixar a Bolívia (apesar das declarações de que poderia fazê-lo) porque por menores que fossem os impactos negativos sobre seu capital, valor das ações e processo de expansão, ainda assim seriam perdas e também porque estavam em jogo outros fatores corporativos como: as grandes reservas de gás que explora no país, as possíveis reservas a serem descobertas, o domínio do grande mercado brasileiro (atualmente possível apenas porque a estatal tem acesso as reservas de gás bolivianas), a possibilidade de implantar outros projetos (como a industrialização do gás natural boliviano) e o conhecimento tecnológico que está adquirindo com a exploração do gás natural.

Do ponto de vista político a presença da Petrobras na Bolívia era importante para o Brasil por pelo menos três razões. A primeira razão é que, desde antes mesmo do início das operações bolivianas da estatal, o Itamaraty esperava estabelecer, com a construção do gasoduto, um vínculo mais amplo com aquele país, de forma a transcender a espécie de relação que se poderia esperar do existente entre um país-produtor e um país-consumidor de matéria-prima, ou seja, a simples relação centrada na venda e compra de um determinado insumo. E esta perspectiva era possível de ser concretizada porque, como vimos no retrospecto histórico apresentado no capítulo 2, uma vez estabelecidos vínculos centrados nos hidrocarbonetos rapidamente os interesses dos países envolvidos ultrapassam a questão pontual econômica, dispersando-se pelas áreas estratégicas/político/sociais e, talvez tão importante quanto esta expansão: estes vínculos não são facilmente dissolvidos.

A segunda razão é que não era apenas o projeto de integração com a Bolívia que poderia sofrer duro revés caso o Brasil permitisse que a Petrobras se retirasse daquele país. Numa perspectiva mais ampla ficariam também seriamente ameaçados dois ambiciosos projetos brasileiros que tem por objetivo realizar nada menos do que a integração física da América do Sul. O primeiro projeto é a construção do anel gasífero regional, que só terá chance de funcionar a contento se forem agregadas as reservas bolivianas de gás natural, a segunda em tamanho da região e cuja perspectiva de crescimento é real. Aqui havia o risco

potencial de que uma possível saída da Petrobras da Bolívia abrisse um vácuo que poderia ser preenchido por uma outra companhia petrolífera de um outro país, que assim assumiria o controle dos hidrocarbonetos bolivianos. Isto poderia implicar no fato de que o Brasil subitamente encontraria uma severa restrição para conduzir uma integração gasífera de acordo com os seus desideratos.

O segundo projeto é o IIRSA, cujos principais eixos de integração só poderão ser construídos com a participação da Bolívia, único país da América do Sul a participar dos três subsistemas regionais (a Bacia Amazônia, a Bacia Platina e do Subsistema do Pacífico). Neste caso era necessário manter a Petrobras na Bolívia não apenas em função da construção da infra-estrutura energética, mas também porque é necessário manter um relacionamento amistoso (com claras demonstrações de boa-vontade) com os bolivianos para a implementação de outros projetos de interesse não apenas do Brasil (como a construção de eixos rodoviários inter-oceânicos), mas também de interesse dos outros países sul-americanos.

A terceira razão é que a nacionalização precedida de uma retirada súbita da Petrobras da Bolívia poderia ser interpretada como um ato de intolerância brasileira, o que possivelmente comprometeria o processo de expansão da estatal nos outros países da América do Sul, em especial Argentina, Peru e Venezuela. Esta expansão interessa ao Brasil, porque amplia e/ou reforça a presença do país na região e porque a agregação da infra-estrutura e reservas de hidrocarbonetos desses países vital para a concretização do anel gasífero e do IIRSA. Esta interpretação era uma possibilidade plausível porque neste momento verificava-se a ascensão de vozes que criticavam as privatizações, bem como das forças esquerdistas, normalmente hostis ao capital estrangeiro.

Assim, por mais desconfianças e divergências que bolivianos e brasileiros tivessem uns dos outros, uma vez que a Petrobras estabeleceu vínculos entre Bolívia e Brasil os interesses econômicos e políticos dos dois países tornaram-se tão interdependentes que era difícil, senão impossível, desfazê-los, de forma que quanto há divergência só existe um caminho para solucioná-lo: o da negociação.

Existem antecedentes desse comportamento. Houveram rupturas traumáticas registradas na história da indústria de hidrocarbonetos (México contra Grã-Bretanha e EUA em 1938; Irã-Grã-Bretanha em 1956; Irã-EUA em 1979; Líbia-EUA em 1969, etc.) em todos os casos registraram-se pesadas trocas de insultos e juras de vingança de ambas as partes, mas depois de serenados os ânimos, o resultado sempre foi o mesmo: os países consumidores e produtores, bem como as companhias, voltaram a negociar, e quase sempre pelo mesmo

motivo: ramos industriais inteiros, economias inteiras, civilizações inteiras dependiam do fluxo adequado de hidrocarbonetos de um lado e dólares do outro. Logo ficou claro que não era mais possível interromper esse fluxo sem terríveis custos para ambos os lados. Mesmo hoje se assiste a um caso que parece inaugurar um novo paradigma, embora seja mantida a substância desse relacionamento. Hugo Chávez seguidamente critica e ataca os EUA acusando-os de “*imperialistas*”, porém os norte-americanos, ao contrário do que já se verificou em situação semelhante, ainda não foram às vias de fato. Uma das explicações talvez esteja no fato de que Chávez não cometeu o erro de interromper o fluxo de petróleo, nem os EUA de dólares. O mesmo ocorre no relacionamento Bolívia-Brasil. As provocações podem ser toleradas enquanto um depende do outro, enquanto os dólares fluem de um lado e os hidrocarbonetos de outro. Aparentemente esta espécie de relacionamento entre companhias e países parece ser assim porque os elementos econômicos/políticos/estratégicos são difíceis de serem dissociados das petrolíferas em função do seu gigantismo, poderio econômico e domínio sobre um recurso vital para as modernas sociedades: a energia.

Em todo o episódio da nacionalização observa-se que permaneceu em aberto a mesma questão que cerca a indústria de hidrocarbonetos desde que ela começou a se internacionalizar: quem se beneficia mais? Países consumidores dizem que a elevação sem fim dos preços dos hidrocarbonetos pode levar suas economias ao colapso. Companhias alegam que investem demais, correm riscos demais e esperam ter recompensas (lucros no caso) pelos seus esforços. Países produtores alegam que é justo receberem um retorno adequado por uma riqueza cobiçada como os hidrocarbonetos e que como se sabe tem vida útil limitada. Mas aqui vem outra questão, quantos países são auto-suficientes e quantos conseguem explorar tais riquezas por conta própria? Vale lembrar que quando o Estado assumiu o controle dos hidrocarbonetos (através de nacionalizações ou não) em países como Arábia Saudita, Irã, México, Venezuela e outros países ele o fez absorvendo os ativos de companhias que operavam em seus territórios. Até então nenhum deles havia feito qualquer investimento na área petrolífera, nem tinham condições para tal. No caso Bolívia-Brasil isso é visível com o Gasbol que custou US\$ 2,154 bilhões, um valor que corresponde a 25% o PIB boliviano, mas que é menos de 5% do valor de mercado da Petrobras. Passível de financiamento internacional o projeto só saiu do papel quando a Petrobras (e não a Bolívia) deu todas as garantidas exigidas pelos organismos internacionais.

Os argumentos em favor de um e outro poderiam se multiplicar infinitamente sem que fosse encontrada uma solução satisfatória e na verdade a resposta talvez esteja fora daí. Tudo

indica que a solução do problema está mais vinculada ao fato de se a riqueza obtida com os hidrocarbonetos é ou não é distribuída de modo equânime em todo conjunto da sociedade. Um exemplo esclarece. A PDVSA é 100% estatal, mas os números de 2006 mostram que 70% da população venezuelana vive abaixo da linha da pobreza estando 14,9% desempregada, frente a estes dados quê importa se os hidrocarbonetos do país são explorados pela PDVSA ou por uma EMN como a Exxon/Mobil, Royal Dutch/Shell ou Petrobras.

Na Bolívia se registrou um fenômeno semelhante. Para privatizar o setor de hidrocarbonetos os ideólogos neoliberais utilizaram como argumento o fato de que era necessário o Estado renunciar à prática de interferir na área econômica e permitir que as EMNs interessadas em realizar investimentos tivessem acesso a ele. Desta forma, em teoria, as companhias assumiriam os altíssimos encargos inerentes ao setor de hidrocarbonetos em troca da obrigação de recolher os impostos e taxas relativas ao exercício da atividade. Por seu turno, caberia ao Estado recolher as rendas obtidas com os hidrocarbonetos e investir estes recursos de forma a atender as demandas das áreas sociais (educação, saúde, saneamento, etc.). Assim, o país poderia dedicar-se a tarefa de atenuar a crônica pobreza da população. Porém, como se verificou, a teoria não se materializou, e os índices indicam que a riqueza se concentrou nas classes mais favorecidas enquanto a exclusão social aumentou. Novamente, se a população não tem acesso às rendas, quê importa se os hidrocarbonetos são explorados por YPF, ou por uma EMN como a Petrobras, Repsol-YPF e TotalFinaElf.

Para finalizar cinco questões ainda estão em aberto. Primeiro qual foi o grau de influência do Governo Lula nas decisões da Petrobras durante todo o episódio; segundo, se durante o episódio houve confluência entre os interesses da Petrobras e do Governo Brasileiro; terceiro, se o relacionamento entre Bolívia e Brasil pode ser conduzido em outros termos que não envolvam apenas os hidrocarbonetos; quarto quais as lições estratégicas e geopolíticas que o Brasil pode tirar desse processo em função do comportamento não apenas da Bolívia, mas dos outros atores envolvidos (como Chávez) porque no episódio ficou bastante questionada a liderança do Brasil sobre a região; e quinto, se desta vez efetivamente a Bolívia utilizará as rendas advindas com a nacionalização para atenuar a pobreza da população. São questões que merecem ser acompanhadas pela importância que tem, pelos interesses envolvidos e porque sinalizam qual o comportamento que o Brasil deve adotar nos próximos anos frente aos vizinhos na América do Sul.

## ANEXOS

### 1. Conceitos Relativos ao Setor de Hidrocarbonetos

**API (American Petroleum Institute):** medida desenvolvida pelo US National Bureau of Standard's em 1916 que mede a viscosidade do petróleo. Segundo esta medida se o petróleo tiver viscosidade maior do que 10 ele é leve e flutua na água, se tiver viscosidade menor do que 10 ele é pesado e não flutua na água.

Conforme este método o petróleo apresenta a seguinte classificação:

Petróleo muito leve, sem valor para o refino	Acima de 45,0° API
Petróleo dissolvido com gás	Entre 40,0° e 45,0° API
Petróleo cru leve	Entre 31,1° e 39,9° API
Petróleo médio	Entre 22,3° e 31,1° API
Petróleo pesado	Entre 10,0° e 22,3° API
Petróleo ultra-pesado	Abaixo de 10,0° API
Areias oleoginosas	Cerca de 8,0° API

Fonte: elaboração própria

**Asfalto ou Betume:** é o nome dado ao petróleo encontrado em estado sólido nas condições normais de temperatura e pressão (25°C a 1 atm). É constituído por uma mistura de milhares de compostos químicos, sendo que no mínimo 90% deles são hidrocarbonetos no estado sólido.

**Barril de Petróleo:** um barril de petróleo equivale a 42 galões americanos ou exatos 158,98 litros. Antiga capacidade dos barris de madeira da Pensilvânia, a medida teve origem em 1859 quando, depois que Edwin L. Drake encontrou petróleo em Titusville, começou uma corrida desesperada em busca do petróleo. Sem qualquer instalação adequada para estocar o líquido os aventureiros começaram a encher barris de madeira que eram usados para o *whisk*.

**Bbp:** bilhões de barris de petróleo

**Bep, Boe ou Bpe (Barril de Petróleo Equivalente):** a medida do volume de gás é dada em metros cúbicos (m<sup>3</sup>). Dividindo os metros cúbicos por 6,28981 teremos o equivalente em barris de petróleo.

**Bpd:** barris de petróleo por dia;

**BTU (British Thermal Unit):** medida inglesa utilizada como referência internacional para elaboração de contratos envolvendo transações com o gás natural. Um milhão de BTUs equivale a 26,81 m<sup>3</sup> de gás natural.

**Destilação do Petróleo:** o mesmo que refino do petróleo.

**Downstream:** envolve o refino de petróleo e a separação de gás natural, bem como a comercialização e distribuição de derivados do petróleo e do gás natural.

**Gás Liquefeito do Petróleo (GLP):** também conhecido como “gás de bujão” é gás de uso doméstico. Não é o mesmo que gás natural com o qual não deve ser confundido. Como o nome indica, o gás natural é formado por processos naturais e é composto basicamente por metano (CH<sub>4</sub>) e etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>). O GLP resulta da destilação fracionada do petróleo, sendo portanto, um produto obtido artificialmente e é composto principalmente por propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) e butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>).

**Gás Natural:** é o nome dado ao petróleo encontrado em estado gasoso nas condições normais de temperatura e pressão (25°C a 1 atm.). É constituído por uma mistura de milhares de compostos químicos, sendo que no mínimo 90% deles são hidrocarbonetos no estado gasoso. Por seu estado gasoso e suas características físico-químicas naturais, qualquer processamento desta substância, seja compressão, expansão, evaporação, liquefação e transporte, exigirá um tratamento termodinâmico como qualquer outro gás.

O gás natural é encontrado em jazidas subterrâneas ou misturado ao petróleo (quanto é dito “gás associado”) ou não misturado ao petróleo (quando é dito “gás não associado”).

Os hidrocarbonetos perfazem no mínimo 90% do gás natural e sempre são seus compostos mais abundantes, sendo que o metano (CH<sub>4</sub>) é sempre o hidrocarboneto mais abundante e principal componente do gás natural. Outros hidrocarbonetos presentes no gás natural são o etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) e pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>). Além dos hidrocarbonetos fazem parte da composição do gás natural outros elementos como



o ácido clorídrico (HCl), ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S), água (H<sub>2</sub>O), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), hélio (He), metanol (H<sub>3</sub>COH), nitrogênio (N<sub>2</sub>) e impurezas mecânicas. A tabela abaixo mostra as proporções de cada componente:

Componente	Proporção		Composição Média
	Mínimo	Máximo	
Metano (CH <sub>4</sub> )	66%	97,8%	entre 91,00% e 95,00%
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,5%	24%	entre 2,00% e 6,00%
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,2%	10,5%	entre 0,50% e 2,00%
Butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,1%	7%	entre 0,15% e 0,03%
Pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,01%	0,07%	entre 0,01% e 0,07%
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	0,6%	14%	entre 0,00% e 1,60%
Hélio (He)	0%	8%	entre 0,00% e 4,00%
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	0,1%	6%	entre 0,00% e 0,70%
Ácido Sulfídrico (H <sub>2</sub> S)	0,1%	4,5%	entre 0,00% e 0,01%
Oxigênio (O <sub>2</sub> )	0,01	0,1	entre 0,00% e 0,02%
Água (H <sub>2</sub> O)	traços	traços	traços
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )	traços	0,02%	traços
Mercúrio (Hg <sub>2</sub> )	traços	traços	traços
Metanol (H <sub>3</sub> COH)	traços	traços	traços
Outros componentes	traços	traços	traços

Fonte: elaboração própria

A presença e proporção de cada um destes componentes varia mundialmente de campo para campo e depende fundamentalmente da localização do reservatório, se em terra ou no mar, sua condição de associação ou não com petróleo, do tipo de matéria orgânica ou mistura do qual se originou, da geologia do solo, do tipo de rocha onde se encontra o reservatório, etc. O gás natural não associado apresenta maiores teores de metano, enquanto o gás natural associado apresenta proporções significativas de hidrocarbonetos mais pesados (etano, propano e butano, etc).

As propriedades do gás natural em condições normais de temperatura e pressão são as seguintes:

Propriedade	Valores médios
Densidade	entre 0,6 kg/m <sup>3</sup> e 0,81 kg/m <sup>3</sup>
Densidade média	0,717 kg/m <sup>3</sup>
Ponto de fusão	-182,50°C (90,65°K)
Ponto de ebulição	-161,45°C (111,70°K)
Ponto triplo	-182,30°C (90,85°K) a 0,117 atm
Ponto de ignição	entre 482 e 632°C
Ponto de ignição médio	583 °C
Temperatura máxima de queima	2.148°C
Limite Superior de Explosividade (LSE)	presença de 16% por m <sup>3</sup>
Limite Inferior de Explosividade (LIE)	presença de 4% por m <sup>3</sup>
Poder calórico	de 8.800 kcal/m <sup>3</sup> a 10.200 kcal/m <sup>3</sup>
Equivalência com barril de petróleo	1 mm <sup>3</sup> de gás natural ou 6.981,13 bep.
Solubilidade na água	solúvel entre (0,4g e 2g por cada 100g)
Solubilidade	solúvel

Fonte: elaboração própria

Não se deve confundir o gás natural com o gás liquefeito do petróleo (GLP) de uso doméstico.

**Gás Natural Veicular (GNV):** é uma mistura de metano (CH<sub>4</sub>) e etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) e outros aditivos, utilizado como combustível de veículos automotores.

**Hidrocarbonetos:** são estruturas químicas que possuem três características fundamentais:

1. São compostos orgânicos formados exclusivamente por carbono (C) e hidrogênio (H);
2. Possuem elevada capacidade de oxidação, processo durante o qual liberam calor.
3. Podem ser encontrados nas três fases: gasoso (como gás natural), líquido (como petróleo) e sólido (como asfalto ou betume).

Os hidrocarbonetos podem ser divididos em duas grandes famílias alifáticos e aromáticos. Os alifáticos são subdivididos em cinco grandes subgrupos:

- **Alcanos:** também chamados de hidrocarbonetos parafínicos. São hidrocarbonetos acíclicos e saturados de fórmula geral C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>, ou seja, tem cadeias abertas e apresentam ligações simples entre seus átomos de carbono. Podem ser encontrados nos três estados físicos, conforme o número de carbonos:

- **Alcenos:** possuem fórmula geral C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub>. Tem cadeias abertas e apresentam pelo menos uma ligação dupla entre os átomos de carbono.

- **Alcinos:** possuem fórmula geral  $C_nH_{2n-2}$ . Tem cadeias abertas e apresentam pelo menos uma ligação tripla entre os átomos de carbono.

- **Ciclanos:** possuem fórmula geral  $C_nH_{2n}$ . Tem cadeias fechadas e apresentam pelo menos uma ligação dupla entre os átomos de carbono.

- **Ciclenos:** possuem fórmula geral  $C_nH_{2n-2}$ . Tem cadeias fechadas e apresentam pelo menos uma ligação tripla entre os átomos de carbono.

Os aromáticos forma um único grupo, possuem fórmula geral  $C_nH_{2n-6}$  e tem ligações duplas entre seus átomos de carbono.

Os principais hidrocarbonetos são vistos na tabela abaixo:

Estado Físico	Hidrocarboneto	Nº de Carbonos	Principais Compostos
Gás	Alcanos	1 a 4	metano ( $C_1H_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), propano ( $C_3H_8$ ) e butano ( $C_4H_{10}$ ).
	Alcenos	2 a 4	eteno ( $C_2H_4$ ), propeno ( $C_3H_6$ ) e buteno ( $C_4H_8$ ).
	Alcinos	2 a 4	etino ( $C_2H_2$ ), propino ( $C_3H_4$ ) e butino ( $C_4H_6$ ).
	Ciclanos	3 a 4	ciclopropano ( $C_3H_6$ ) e ciclobutano ( $C_4H_8$ ).
Líquido	Alcanos	5 a 18	pentano ( $C_5H_{12}$ ), hexano ( $C_6H_{14}$ ), heptano ( $C_7H_{16}$ ), octano ( $C_8H_{18}$ ), nonano ( $C_9H_{20}$ ), decano ( $C_{10}H_{22}$ ), undecano ( $C_{11}H_{24}$ ), dodecano ( $C_{12}H_{26}$ ), tridecano ( $C_{13}H_{28}$ ), tetradecano ( $C_{14}H_{30}$ ), pentadecano ( $C_{15}H_{32}$ ), hexadecano ( $C_{16}H_{34}$ ), heptadecano ( $C_{17}H_{36}$ ) e octadecano ( $C_{18}H_{38}$ )
	Alcenos	5 a 16	penteno ( $C_5H_{10}$ ), hexeno ( $C_6H_{12}$ ), hepteno ( $C_7H_{14}$ ), octeno ( $C_8H_{16}$ ), noneno ( $C_9H_{18}$ ), deceno ( $C_{10}H_{20}$ ), undeceno ( $C_{11}H_{22}$ ), dodeceno ( $C_{12}H_{24}$ ), trideceno ( $C_{13}H_{26}$ ) e tetradeceno ( $C_{14}H_{28}$ ), pentadeceno ( $C_{15}H_{30}$ ), hexadeceno ( $C_{16}H_{32}$ )
	Alcinos	5 a 14	pentino ( $C_5H_8$ ), hexino ( $C_6H_{10}$ ), heptino ( $C_7H_{12}$ ), octino ( $C_8H_{14}$ ), nonino ( $C_9H_{16}$ ), decino ( $C_{10}H_{18}$ ), undecino ( $C_{11}H_{20}$ ), dodecino ( $C_{12}H_{22}$ ), tridecino ( $C_{13}H_{24}$ ) e tetradecino ( $C_{14}H_{26}$ )
	Cicloalcanos	5 a 10	ciclopentano ( $C_5H_{10}$ ), ciclohexano ( $C_6H_{12}$ ), cicloheptano ( $C_7H_{14}$ ), ciclooctano ( $C_8H_{16}$ ), ciclononano ( $C_9H_{18}$ ), ciclodecano ( $C_{10}H_{20}$ ).
Sólido	Alcanos	acima de 19	nonadecano ( $C_{19}H_{40}$ ) em diante.
	Alcenos	acima de 17	heptadeceno ( $C_{17}H_{34}$ ) em diante
	Alcinos	acima de 15	pentadecino ( $C_{15}H_{20}$ ) em diante
	Cicloalcanos	acima de 10	ciclodexano ( $C_{10}H_{20}$ ) em diante

Fonte: elaboração própria

**Lâmina d'água:** distância entre a superfície da água e o fundo do mar.

**Midstream:** compreende o armazenamento e o transporte (caminhões, navios, gasodutos, oleodutos, navios) de petróleo bruto e gás natural.

**Mm<sup>3</sup>/dia:** milhão de metros cúbicos/dia

**Notas Reversais:** tipo de documento assinado entre países que tem por base complementar um Tratado e por isso não necessitam de aprovação do legislativo.

**Offshore:** atividades em alto-mar.

**Onshore:** atividades em terra.

**Participação Governamental:** é como a Petrobras denomina os *royalties*, a participação especial do governo e aluguel de áreas onde exerce suas atividades.

**Petróleo:** é o nome dado ao petróleo quando encontrado em estado líquido nas condições normais de temperatura e pressão (25°C a 1 atm). É constituído por uma mistura de milhares de compostos químicos, sendo que no mínimo 90% deles são hidrocarbonetos no estado líquido.

O petróleo tem origem na decomposição de organismos mortos a pelo menos 350 milhões de anos. O petróleo é um líquido escuro, oleoso, com densidade média entre 0,75 e 0,95 podendo possuir em maior ou menor quantidade hidrocarbonetos gasosos emulsionados ou sólidos dissolvidos.

São três os constituintes básicos do petróleo:

**1. Os hidrocarbonetos:** perfazem de 90 a 95% da composição do petróleo. Os hidrocarbonetos que podem ser encontrados no petróleo são os seguintes em ordem de abundância:

- **Alcanos:** ocupam o primeiro lugar em ordem de abundância no petróleo. Pode-se encontrar todos os alcanos líquidos: o pentano ( $C_5H_{12}$ ), hexano ( $C_6H_{14}$ ), heptano ( $C_7H_{16}$ ), octano ( $C_8H_{18}$ ), nonano ( $C_9H_{20}$ ), decano ( $C_{10}H_{22}$ ), undecano ( $C_{11}H_{24}$ ), dodecano ( $C_{12}H_{26}$ ), tridecano ( $C_{13}H_{28}$ ), tetradecano ( $C_{14}H_{30}$ ), pentadecano ( $C_{15}H_{32}$ ), hexadecano ( $C_{16}H_{34}$ ), heptadecano ( $C_{17}H_{36}$ ) e octadecano ( $C_{18}H_{38}$ ). Também são encontrados os milhares de isômeros formados por estes compostos. Os alcanos abaixo do pentano são gasosos e por isto considerados gás natural, os hidrocarbonetos e acima do octadecano são sólidos e por isto considerados asfaltos.

- **Cicloalcanos:** ocupam o segundo lugar em ordem de abundância no petróleo. Pode-se encontrar todos os cicloalcanos líquidos: ciclopentano ( $C_5H_{10}$ ), ciclohexano ( $C_6H_{12}$ ), cicloheptano ( $C_7H_{14}$ ), ciclooctano ( $C_8H_{16}$ ), ciclonoano ( $C_9H_{18}$ ), ciclodecano ( $C_{10}H_{20}$ ). Também são encontrado os milhares de isômeros formados por estes compostos.

- **Aromáticos:** ocupam o terceiro lugar em ordem de abundância no petróleo. Pode-se encontrar todos os aromáticos líquidos mais importantes: benzeno, tolueno, naftaleno, antraceno e fenantreno. Também são encontrados os milhares de isômeros formados por estes compostos.

- **Alcenos:** ocupam o quarto lugar em ordem de abundância no petróleo. Pode-se encontrar traços de todos alcenos líquidos: ( $C_5H_{10}$ ), hexeno ( $C_6H_{12}$ ), hepteno ( $C_7H_{14}$ ), octeno ( $C_8H_{16}$ ), noneno ( $C_9H_{18}$ ), deceno ( $C_{10}H_{20}$ ), undeceno ( $C_{11}H_{22}$ ), dodeceno ( $C_{12}H_{24}$ ), trideceno ( $C_{13}H_{26}$ ) e tetradeceno ( $C_{14}H_{28}$ ). Também são encontrados os milhares de isômeros formados por estes compostos. Os hidrocarbonetos abaixo do pentano são gasosos e por isto podem ser encontrados sob a forma de gás natural bruto, os hidrocarbonetos acima do tetradeceno são sólidos e por isto considerados asfaltos.

**2. Não Hidrocarbonetos ou Contaminantes:** são os seguintes em ordem de abundância:

- **Nitrogenados:** respondem por entre 0,05% e 15% da composição do petróleo. Os principais nitrogenados são o nitrogênio ( $N_2$ ), pirrol ( $C_4H_5N$ ), piridina ( $C_5H_5N$ ), indol ( $C_8H_7N$ ), indolina ( $C_8H_9N$ ), quinolina ( $C_9H_7N$ ), carbazol ( $C_{12}H_9N$ ), benzoquilolina ( $C_{13}H_9N$ ), benzocarbazol ( $C_{16}H_{11}N$ ).

- **Sulfurados:** respondem por entre 0,1% e 5% da composição do petróleo. O principal composto sulfuroso é o ácido sulfídrico ( $H_2S$ ).

- **Oxigenados:** respondem por entre 0% a 2% da composição do petróleo. Podem ocorrer como oxigênio ( $O_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metanol ( $H_3COH$ ), ácidos carboxílicos, fenóis, cresóis, ésteres, amidas, cetonas e benzofuranos.

- **Organometálicos:** respondem por no máximo 400 parte por milhão (ppm) do petróleo. São compostos orgânicos que contém metais como Pb, As, Ni, Cu, etc.

- **Outros:** gases como argônio (Ag), hélio (He), hidrogênio ( $H_2$ ), etc.

**3. Impurezas:** tais como água ( $H_2O$ ), sedimentos (restos de organismos microscópicos, vegetais ou animais ou impurezas minerais, como argila ou areia), sais inorgânicos (como cloreto de sódio NaCl, etc), etc.

A presença e proporção de cada um destes componentes varia mundialmente de campo para campo e depende fundamentalmente da localização do reservatório, se em terra ou no mar, do tipo de matéria orgânica ou mistura do qual se originou, da geologia do solo, do tipo de rocha onde se encontra o reservatório, etc.

As propriedades do petróleo são as seguintes:

Propriedade	Valores médios
Densidade	entre 0,7 kg/m <sup>3</sup> e 0,95 kg/m <sup>3</sup>
Ponto de fusão	25,00°C (298,15°K)
Ponto de ebulição	variável segundo o componente
Ponto de ignição	em geral 25,00°C (298,15°K)

Fonte: elaboração própria

Normalmente o petróleo é classificado conforme sua natureza química:

- **Petróleos de Base Parafínica:** neste tipo de petróleo pelo menos 90% dos hidrocarbonetos são de alcanos do grupo  $C_nH_{2n+2}$ . Este tipo de petróleo produz subprodutos com as seguintes propriedades: gasolina de baixa octanagem, querosene de alta qualidade, óleo diesel com boas características de combustão, óleos lubrificantes de alta viscosidade, resíduos com alta percentagem de parafina.

- **Petróleos de Base Asfáltica:** neste tipo de petróleo até 90% dos hidrocarbonetos são octadecanos, ou seja, são sólidos nas condições normais de temperatura e pressão;

- **Petróleos de Base Naftalênica:** neste tipo de petróleo pelo menos 15% 20% dos hidrocarbonetos são de cicloalcanos do grupo  $C_nH_{2n}$ , ou seja, são cadeias fechadas com ligações simples. Este tipo de petróleo produz subprodutos com as seguintes propriedades: gasolina de alta octnagem, óleo lubrificantes com baixo resíduo de carbono, resíduos asfálticos, poucos cicloalcanos e aromáticos.

- **Petróleos de Base Aromática:** neste tipo de petróleo pelo menos 25% a 40% dos hidrocarbonetos são de aromáticos do grupo  $C_nH_{2n-6}$ . São petróleos relativamente raros. Este tipo de petróleo produz subprodutos com as seguintes propriedades: gasolina de alta octanagem e solventes de alta qualidade

Outra forma de classificar o petróleo é segundo sua viscosidade, onde temos valores em API, conforme método desenvolvido pelo US National Bureau of Standard's (ver acima).

O barril de petróleo também pode ser classificando por preço de referência, conforme a região em que é produzido:

- **Brent Crude (SC):** nome estabelecido pela Royal Dutch/Shell, compreende a média dos preços dos barris de petróleo originários de 15 campos de petróleo nos sistemas de Brent Goose e Niniam na East Shetland Basin, próximos as Ilhas Shetland no Mar do Norte. Este óleo é estocado no terminal de Sullom Voe nas Ilhas Shetland.

O preço do barril de referência do Brent Crude é utilizado para os petróleos originados da África, Europa, Oriente Médio e Rússia para fechar contratos ICE na Londres Mercantile Exchange. Um contrato equivale a 1.000 barris, cotados em dólar. O preço do Brent Cru é US\$ 1 menor que o do WTI e US\$ 1 maior do que o preço da cesta da OPEP.

O Brent Crude contém aproximadamente 0,37% de enxofre, com viscosidade média de 38,06 API sendo um petróleo leve, ideal para a produção de gasolina e destilados intermediários. O Brent Crude pode ser separado em Brent Cru, Brent Sweet Light Cru, Osenberg e Forties. Ele é refinado na Europa e pode ser refinado no Leste da Costa do Golfo, nos EUA e no Mediterrâneo.

- **Dubai:** é um tipo de petróleo extraído do Oriente Médio, cujo barril serve de preço de referência para o petróleo extraído da região do Pacífico.

- **Minas:** é o barril de petróleo extraído na Indonésia e serve como preço de referência para o petróleo pesado originário do Extremo Oriente.

- **OPEC (Organization of Petroleum Exportation Countries):** ou OPEP. Organização que une os principais países exportadores de petróleo. Foi criada em 1960.

- **OPEC Reference Basket (ORB):** compreende uma cesta de referência formado pela média de preços dos barris de petróleo originários de 11 países membros da OPEC. A cesta de referência consiste na média dos preços dos seguintes petróleos:

País de Origem	Petróleo de Referência	Viscosidade API
Arábia Saudita	Arab Light	34
Argélia	Saharan Blend	--
Emirados Árabes Unidos	Murban	--
Indonésia	Minas	35
Irã	Iran Heavy	34
Iraque	Basra Light	--
Líbia	Es Sider	--
Kuwait	Kuwait Export	31
Nigéria	Bonny Light	--
Qatar	Qatar Marine	34
Venezuela	BCF 17	--

Fonte: Elaboração Própria

O petróleo da OPEC é uma mistura de petróleos, sendo mais pesado que o Brent Cru e o WTI.

- **Tapis:** é um tipo de petróleo extraído da Malásia, cujo preço do barril serve como referência para o petróleo leve originário do Extremo Oriente.

- **West Texas Intermediate (WTI):** também chamado de **Texas Sweet Light**, compreende a média de preços dos barris de petróleo originários dos campos do Estado do Texas (EUA).

Seu preço é utilizado como referencial para fixar o preço de petróleos produzidos nos EUA, Mar do Norte e Oriente Médio para fechar contratos na New York Mercantile Exchange. O preço do barril cotado pelo WTI historicamente é US\$ 1,00 mais caro que o Brent e US\$ 2,00 mais caro que da cesta de petróleos da OPEP. É tipo ideal para refinar nos EUA

O WTI é um petróleo leve, contém 0,24% de enxofre, com viscosidade médio de 39,6 API sendo mais leve que o Brent Cru. É o ideal para ser refinado nos EUA.

**Refino do Petróleo:** o mesmo que destilação do petróleo. Processo pelo qual o petróleo é separado em suas partes constituintes.

As frações obtidas do petróleo são as seguintes:

Fração	Ponto de Fusão (°C)	Nº de Carbonos	Principal Uso
Gases leves de petróleo	entre 20°C e 40°C	entre 1 e 2	Gás combustível; combustível de refinaria, matéria-prima petroquímica.
Gás Liquefeito de Petróleo	entre 20°C e 40°C	entre 3 e 4	Combustível doméstico e industrial; matéria-prima petroquímica; obtenção de gasolina de avião; propelente de aerossóis.
Éter de Petróleo	entre 20°C e 60°C	entre 5 e 6	Solventes e lubrificantes.
Nafta Leve (lígróina)	entre 60°C e 100°C	entre 6 e 7	Gasolina de avião; matéria-prima petroquímica; produção de solventes industriais.
Benzina	entre 60°C e 90°C	entre 7 e 8	Solvente de compostos orgânicos.
Gasolina	entre 40°C e 205°C	entre 5 e 10	Combustível e solvente.
Querosene	entre 175°C e 325°C	entre 11 e 15	Motores à jato; iluminação; produção de detergentes.
Óleo Diesel	entre 230°C e 300°C	entre 16 e 17	Motores diesel
Óleo Combustível	entre 275°C e 400°C	entre 18 e 25	Combustível doméstico e industrial; matéria-prima petroquímica.
Óleos Lubrificantes	entre 400°C e 520°C	entre 26 e 38	Carga para craqueamento; lubrificantes; matéria-prima petroquímica.
Parafinas	sólido não volátil	mais de 38	Fabricação de velas, produção de alimentos; impermeabilizantes, detergentes biodegradáveis.
Vaselina	sólido não volátil	mais de 38	Lubrificantes, impermeabilizantes, fabricação de cosméticos e fabricação de pomadas.
Piche	sólido não volátil	mais de 38	Pavimentação, pinturas de navios.
Asfaltos	sólido não volátil	mais de 38	Pavimentação; lubrificantes de alta viscosidade.
Coque	sólido não volátil	mais de 38	Coque para siderurgia.

Obs.:

1) Numa refinaria são produzidos mais de 80 derivados diferentes;

2) Os intervalos de temperaturas e a composição de cada fração variam com o tipo de petróleo.

Fonte: elaboração própria

Caba barril de petróleo tem o seguinte rendimento médio:

Produto	Proporção (%)
Óleo Diesel	32,00
Óleo Combustível	19,00
Gasolina	17,00
Solventes	11,00
Gás de Petróleo	8,00
Querosene	6,00
Derivados	3,00
Asfaltos	2,00
Óleos Lubrificantes	1,00
Outros	1,00
Total	100,00

Fonte: elaboração própria

**Setor de Hidrocarbonetos:** compreende as indústrias do carvão, petróleo, gás natural e xisto. A indústria do petróleo e gás natural possuem em comum a estrutura vista abaixo.

**Upstream:** compreende as atividades de exploração (inclusive pesquisa geofísica), desenvolvimento e prospecção de petróleo bruto e gás natural.

## 2. Fatores de Conversão

### Energia, Trabalho e Calor

Nome	Símbolo	Definição	Equivalente
Barril de petróleo equivalente	Bep, Boe; Bpe	$\approx 5.8 \text{ MBTU}_{59} \text{ } ^\circ\text{F}$	$\approx 6,12 \text{ GJ}$
BTU	$\text{BTU}_{\text{th}}$	$\equiv 1 \text{ lb/g} \times 1 \text{ cal}_{\text{th}} \times 1 \text{ } ^\circ\text{F}/\text{C} \times 9.489 \text{ } 152.380 \text{ } 4 \div 9 \text{ kJ}$	$\approx 1,054350 \text{ kJ}$
BTU (ISO)	$\text{BTU}_{\text{ISO}}$		$\equiv 1,0545 \text{ kJ}$
BTU	$\text{BTU}_{\text{IT}}$	$\equiv 1 \text{ lb/g} \times 1 \text{ cal}_{\text{IT}} \times 1 \text{ } ^\circ\text{F}/\text{C}$	$\equiv 1,05505585262 \text{ kJ}$
BTU (médio)	$\text{BTU}_{\text{mean}}$		$\approx 1,05587 \text{ kJ}$
Caloria	$\text{cal}_{\text{th}}$		$\equiv 4,184 \text{ J}$
Caloria (IT)	$\text{cal}_{\text{IT}}$		$\equiv 4,1868 \text{ J}$
Caloria (média)	$\text{cal}_{\text{mean}}$		$\approx 4,19002 \text{ J}$
Cavalo-vapor	hp·h	$\equiv 1 \text{ hp} \times 1 \text{ h}$	$= 2,6845 \text{ MJ}$
Cavalo-vapor	hp·h	$\equiv 1 \text{ hp} \times 1 \text{ h}$	$= 550 \text{ ft lbf s}^{-1}$
Cavalo-vapor	hp·h	$\equiv 1 \text{ hp} \times 1 \text{ h}$	$= 745,70 \text{ W}$
Cavalo-vapor	hp·h	$\equiv 1 \text{ hp} \times 1 \text{ h}$	$= 0,7457 \text{ kW}$
Cavalo-vapor	hp·h	$\equiv 1 \text{ hp} \times 1 \text{ h}$	$= 0,7068 \text{ Btu s}^{-1}$
Celsius	$\text{CHU}_{\text{IT}}$	$\equiv 1 \text{ BTU}_{\text{IT}} \times 1 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{F}$	$= 1,899100534716 \text{ kJ}$
$\text{Cm}^3$ de atmosfera	c atm	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ cm}^3$	$= 0,101325 \text{ J}$
$\text{Cm}^3$ padrão	scc	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ cm}^3$	$= 0,101325 \text{ J}$
Dyna	dyna/cm		$= 10^{-7} \text{ N m}$
Dyna	dyna/cm		$= 10^{-5} \text{ N cm}$
Erg (cgs unit)	erg	$\equiv 1 \text{ g}\cdot\text{cm}^2/\text{s}^2$	$= 10^{-7} \text{ J}$
Jarda cúbica de atmosfera	cu yd atm	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ yd}^3$	$= 77,4685209852288 \text{ kJ}$
Jarda cúbica padrão	scy	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ yd}^3$	$= 77,4685209852288 \text{ kJ}$
Joule (SI unit)	J	$\equiv \text{N}\cdot\text{m} = \text{W}\cdot\text{s} = \text{V}\cdot\text{A}\cdot\text{s}$	$= 1,000 \text{ kg}\cdot\text{m}^2/\text{s}^2$
Kilocaloria	kcal; Cal	$\equiv 1000 \text{ cal}_{\text{IT}}$	$= 4,1868 \text{ kJ}$
Kilowatt-hora	kW·h	$\equiv 1 \text{ kW} \times 1 \text{ h}$	$= 3.600 \text{ J}$
Kilowatt-hora	kW·h	$\equiv 1 \text{ kW} \times 1 \text{ h}$	$= 3,6 \text{ MJ}$
Litro-atmosfera	l atm; sl	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ L}$	$= 101,325 \text{ J}$
Newton por metro	Nm		$= \text{kg m}^2 \text{ s}^{-2}$
Newton por metro	Nm		$= 1 \text{ J}$
Newton por metro	Nm		$= 10^7 \text{ dyna cm}$
Newton por metro	Nm		$= 0,7376 \text{ ft lbf}$
Newton por metro	Nm		$= 9,486 (10^{-4}) \text{ Btu}$
Newton por metro	Nm		$= 0,23901 \text{ cal}$
Newton por metro	Nm		$= 100 \text{ N cm}$
Newton por metro	Nm		$= 141,61 \text{ in ozf}$
Newton por metro	Nm		$= 8,85 \text{ in lbf}$
Pé cúbico de atmosfera	cu ft atm	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ ft}^3$	$= 2,8692044809344 \text{ kJ}$
Pé cúbico de gás natural	1000 $\text{BTU}_{\text{IT}}$		$= 1,05505585262 \text{ MJ}$
Pé cúbico padrão	scf	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ ft}^3$	$= 2,8692044809344 \text{ kJ}$
Pé-libra força	Ft lbf	$\equiv \text{g} \times 1 \text{ lb} \times 1 \text{ ft}$	$= 1,3558179483314004 \text{ J}$
Pé-libra força	Ft lbf	$\equiv \text{g} \times 1 \text{ lb} \times 1 \text{ ft}$	$= 1,3558179483314004 \text{ N}$
Pé-libra força	Ft lbf	$\equiv \text{g} \times 1 \text{ lb} \times 1 \text{ ft}$	$= 1,2851 (10^{-3}) \text{ Btu}$
Pé por libra	Ft pdl	$\equiv 1 \text{ lb}\cdot\text{ft}/\text{s}^2$	$= 4,21401100938048 \times 10^{-2} \text{ J}$
Polegada-libra força	In lbf	$\equiv \text{g} \times 1 \text{ lb} \times 1 \text{ in}$	$= 0,112984829027616 \text{ } 7 \text{ J}$
Ton de carvão equivalente	TCE	$\equiv 7 \text{ Gcal}_{\text{th}}$	$= 29,3076 \text{ GJ}$
Ton de petróleo equivalente	TOE	$\equiv 10 \text{ Gcal}_{\text{th}}$	$= 41,868 \text{ GJ}$
Watt	W	$\equiv \text{J/s} = \text{N}\cdot\text{m/s}$	$= \text{kg}\cdot\text{m}^2/\text{s}^3$
Watt	W	$\equiv \text{J/s} = \text{N}\cdot\text{m/s}$	$= 0,23901 \text{ cal s}^{-1}$
Watt	W	$\equiv \text{J/s} = \text{N}\cdot\text{m/s}$	$= 3.414 \text{ Btu h}^{-1}$
Watt	W	$\equiv \text{J/s} = \text{N}\cdot\text{m/s}$	$= 1,341 (10^{-3}) \text{ hp}$

### Potência

Nome	Símbolo	Definição	Equivalente
Caloria por segundo	$\text{cal}_{\text{IT}}/\text{s}$	$\equiv 1 \text{ cal}_{\text{IT}}/\text{s}$	$= 4,1868 \text{ W}$
Cavalo-vapor	hp	$\equiv 75 \text{ m kgf/s}$	$= 735,49875 \text{ W}$
$\text{Cm}^3$ de atmosfera/s	atm ccs	$\equiv 1 \text{ atm} \times 1 \text{ cm}^3/\text{s}$	$= 0,101325 \text{ W}$

Cm <sup>3</sup> de atmosfera/min	atm ccm	≡ 1 atm × 1 cm <sup>3</sup> /min	= 1,68875×10 <sup>-3</sup> W
Boiler horsepower	bhp	≈ 34.5 lb/h × 970.3 BTU <sub>IT</sub> /lb	≈ 9,810657×10 <sup>3</sup> W
BTU (IT) por segundo	BTU <sub>IT</sub> /s	≡ 1 BTU <sub>IT</sub> /s	= 1,05505585262×10 <sup>3</sup> W
BTU (IT) por minuto	BTU <sub>IT</sub> /min	≡ 1 BTU <sub>IT</sub> /min	≈ 17,584264 W
BTU (IT) por hora	BTU <sub>IT</sub> /h	≡ 1 BTU <sub>IT</sub> /h	≈ 0,293071 W
Ft <sup>3</sup> de atmosfera/s	atm cfs	≡ 1 atm × 1 cu ft/s	= 2,8692044809344×10 <sup>3</sup> W
Ft <sup>3</sup> de atmosfera/min	atm-cfm	≡ 1 atm × 1 cu ft/min	= 47,82007468224 W
Ft <sup>3</sup> de atmosfera/h	atm cfh	≡ 1 atm × 1 cu ft/h	= 0,797001244704 W
Litro-atmosfera/s	L-atm/s	≡ 1 atm × 1 L/s	= 101,325 W
Litro-atmosfera/min	L-atm/min	≡ 1 atm × 1 L/min	= 1,68875 W
Lusec	lusec	≡ 1 L·μmHg/s <sup>[6]</sup>	≈ 1,333×10 <sup>-4</sup> W
Pé-libra força por segundo	ft lbf/s	≡ 1 ft lbf/s	= 1,3558179483314004 W
Pé-libra força por minuto	ft lbf/min	≡ 1 ft lbf/min	= 2,259696580552334×10 <sup>-2</sup> W
Pé-libra força por hora	ft lbf/h	≡ 1 ft lbf/h	≈ 3,766161×10 <sup>-4</sup> W
Poncelet	p	≡ 100 m kgf/s	= 980,665 W
Ton de ar condicionado		≡ 1 t × 1005 J/kg × 1 °F/K ÷ 10 min	= 844,2 W
Ton de refrigeração	IT	≡ 1 BTU <sub>IT</sub> × 1 sh tn/lb ÷ 10 min/s	≈ 3,516853×10 <sup>3</sup> W
Watt (SI unit)	W	≡ J/s = N·m/s	= 1 kg·m <sup>2</sup> /s <sup>3</sup>

### Temperaturas

Nome	Símbolos	Conversão Para	Fórmula
Grau Celsius	°C	Grau Fahrenheit	T°F = 1,8T°C + 32
Grau Celsius	°C	Grau Kelvin	T°K = T°C + 273,15
Grau Fahrenheit	°F	Grau Celsius	T°C = (T°F - 32)/1,8
Grau Fahrenheit	°F	Grau Kelvin	T°K = (T°F - 459,67)/1,8
Grau Kelvin	°K	Grau Celsius	T°C = T°K - 273,15
Grau Kelvin	°K	Grau Fahrenheit	T°F = 1,8T°K - 459,67

### Pressão

Nome	Símbolo	Definição	Equivalentes
Atmosfera (padrão)	atm	≡ 101325 Pa	
Atmosfera (técnica)	atm	≡ 1 kgf/cm <sup>2</sup>	= 98,0665 kPa
Bar	bar	≡ 10 <sup>5</sup> Pa	
Barye (cgs unit)		≡ 1 dyn/cm <sup>2</sup>	= 0,1 Pa
Cm de mercúrio	cmHg	≡ 13 595.1 kg/m <sup>3</sup> × 1 cm × g	≈ 1,33322 kPa
Cm de água (3,95°C)	cmH <sub>2</sub> O	≈ 999.972 kg/m <sup>3</sup> × 1 cm × g	≈ 98,0638 Pa
Kilograma-força mm <sup>2</sup>	kgf/mm <sup>2</sup>	≡ 1 kgf/mm <sup>2</sup>	= 9,80665 MPa
Libra por pé-quadrado	psf	≡ 1 lbf/ft <sup>2</sup>	≈ 47,88025 Pa
Libra por polegada quadrada	psi	≡ 1 lbf/in <sup>2</sup>	≈ 6,894757 kPa
Pé de mercúrio (padrão)	ftHg	≡ 13 595.1 kg/m <sup>3</sup> × 1 ft × g	≈ 40,63666 kPa
Pé de água (39,2 °F)	ftH <sub>2</sub> O	≈ 999.972 kg/m <sup>3</sup> × 1 ft × g	≈ 2,98898 kPa
Polegada de mercúrio	inHg	≡ 13 595.1 kg/m <sup>3</sup> × 1 in × g	≈ 3,386389 kPa
Polegada de água (39,2°F)	inH <sub>2</sub> O	≈ 999.972 kg/m <sup>3</sup> × 1 in × g	≈ 249,082 Pa
Milímetro de mercúrio	mmHg	≡ 13 595.1 kg/m <sup>3</sup> × 1 mm × g	≈ 1 torr ≈ 133,3224 Pa
Milímetro de água (3,95°C)	mmH <sub>2</sub> O	≈ 999.972 kg/m <sup>3</sup> × 1 mm × g	= 9,80638 Pa (= 0.999972 kgf/m <sup>2</sup> )
Pascal (SI unit)	Pa	≡ N/m <sup>2</sup>	= kg/(m·s <sup>2</sup> ) <sup>[5]</sup>
Pièze (mts unit)	pz	≡ 1000 kg/m·s <sup>2</sup>	= 1 kPa
Torr	torr	≡ 101 325/760 Pa	≈ 133,3224 Pa

### Volumes

Nome	Símbolo	Definição	Equivalentes
1 barril de petróleo	Bep	42 galões americanos	= 6.289.957,946 BTU
1 barril de petróleo	Bep	42 galões americanos	= 168,5265326 m <sup>3</sup> de gás natural
1 barril de petróleo	Bep	42 galões americanos	= 158,987294928 litros
1 barril de petróleo	Bep	42 galões americanos	= 5,614577384 ft <sup>3</sup>
1 barril de petróleo	Bep	42 galões americanos	= 0,1589872949 m <sup>3</sup>
1 BTU	BTU		= 0,00002681 m <sup>3</sup> de gás natural
1 BTU	BTU		= 0,00002529245283 litros
1 BTU	BTU		= 0,0000008931945326 ft <sup>3</sup>
1 BTU	BTU		= 0,0000001590847423 barris de petróleo

1 BTU	BTU		= 0,00000002529245283 m <sup>3</sup> de petróleo
1.000.000 BTU	MM/BTU		= 26,81 m <sup>3</sup> de gás natural
1.000.000 BTU	MM/BTU		= 25,29245283 litros
1.000.000 BTU	MM/BTU		= 0,8931945326 ft <sup>3</sup>
1.000.000 BTU	MM/BTU		= 0,1871641509 barris de petróleo
1.000.000 BTU	MM/BTU		= 0,02529245283 m <sup>3</sup> de petróleo
1 m <sup>3</sup> de gás natural	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 37299,51511 BTU
1 m <sup>3</sup> de gás natural	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 1.060 litros
1 m <sup>3</sup> de gás natural	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 30,01585739 ft <sup>3</sup>
1 m <sup>3</sup> de gás natural	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 0,005933783747 barris de petróleo
1 m <sup>3</sup> de gás natural	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 0,0009433962264 m <sup>3</sup> de petróleo
1 m <sup>3</sup> de petróleo	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 39.537.486,01 BTU
1 m <sup>3</sup> de petróleo	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 1.060 m <sup>3</sup> de gás natural
1 m <sup>3</sup> de petróleo	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 1.000 litros
1 m <sup>3</sup> de petróleo	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 35,31466634 ft <sup>3</sup>
1 m <sup>3</sup> de petróleo	m <sup>3</sup>	1m x 1m x 1m	= 6,289810772 barris de petróleo
1 pé cúbico	ft <sup>3</sup>	1ft x 1ft x 1ft	= 1.119.576,938 BTU
1 pé cúbico	ft <sup>3</sup>	1ft x 1ft x 1ft	= 0,03331572296 m <sup>3</sup> de gás natural
1 pé cúbico	ft <sup>3</sup>	1ft x 1ft x 1ft	= 28,316846592 litros
1 pé cúbico	ft <sup>3</sup>	1ft x 1ft x 1ft	= 0,1781078067 barris de petróleo
1 pé cúbico	ft <sup>3</sup>	1ft x 1ft x 1ft	= 0,02831684659 m <sup>3</sup>

**Viscosidade (absoluta ou dinâmica e cinética)**

<b>Nome</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Definição</b>	<b>Equivalente</b>
Pascal por segundo	Pa s		= 1000 cP
Pascal por segundo	Pa s		= 10 P
Pascal por segundo	Pa s		= 1 kg m <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup>
Pascal por segundo	Pa s		= 1 N s m <sup>-2</sup>
Pascal por segundo	Pa s		= 0,67197 lbm ft <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup>
Poise	P		= 1 dyne s cm <sup>-2</sup>
Poise	P		= 0,1 Pa s
Poise	P		= 100 cP
Poise	P		= 100 mPa s
Viscosidade cinemática	m <sup>2</sup> s <sup>-1</sup>		= 10 <sup>-5</sup> cSt
Viscosidade cinemática			= 10,7639 ft <sup>2</sup> s <sup>-1</sup>
Viscosidade cinemática	cSt		= 0.000001 m <sup>2</sup> s <sup>-1</sup>
Viscosidade cinemática	cSt		= 1 mm <sup>2</sup> s <sup>-1</sup>
Viscosidade cinemática	cSt		= 5,58001 in <sup>2</sup> hr <sup>-1</sup>
Viscosidade cinemática	cSt		= 0,00155 in <sup>2</sup> s <sup>-1</sup>
Viscosidade cinemática (cgs)	St		= 100 cSt
Viscosidade cinemática (cgs)	St		= 0,0001 m <sup>2</sup> s <sup>-1</sup>
Viscosidade absoluta	cP		= 1 mPa s
Viscosidade absoluta	cP		= 0,001 Pa s
Viscosidade absoluta	cP		= 0.01 P
Viscosidade absoluta	lbm ft <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup>		= 1,4882 kg m <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup>
Viscosidade absoluta	lbm ft <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup>		= 1488,2 cP

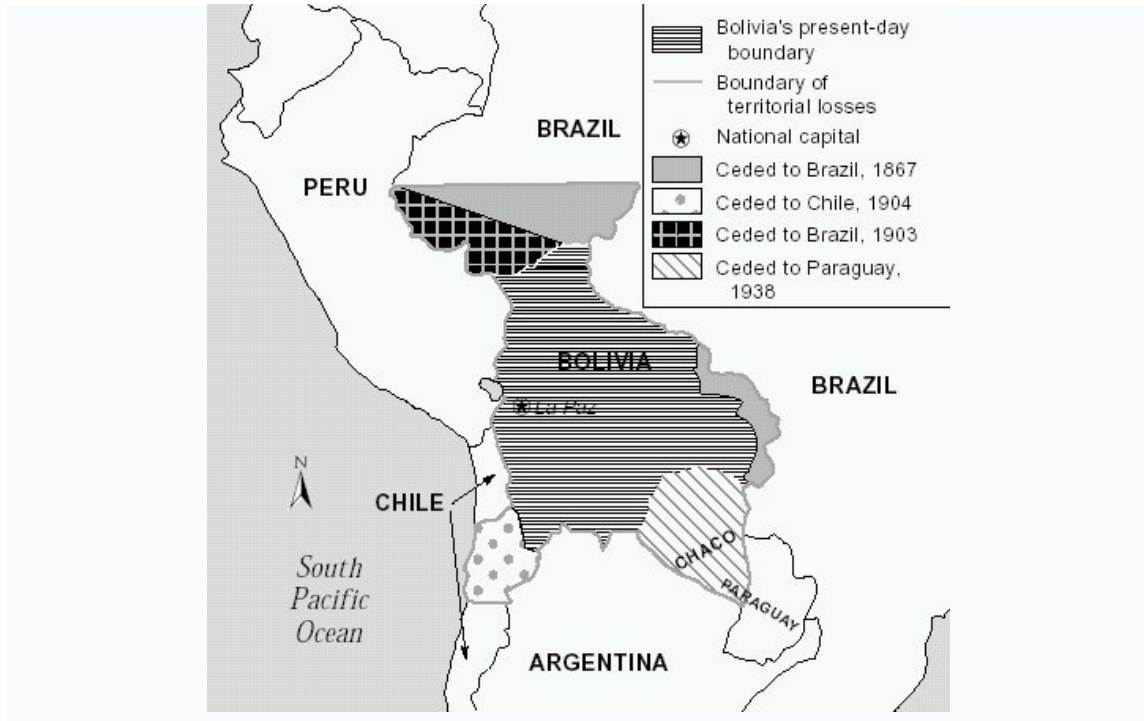
Viscosidade Cinemática (cSt) = viscosidade absoluta (cP) / densidade (g cm<sup>-3</sup>)

Fonte: Elaboração Própria



### 3. Mapas

#### 3.1. Territórios Cedidos pela Bolívia desde a Independência



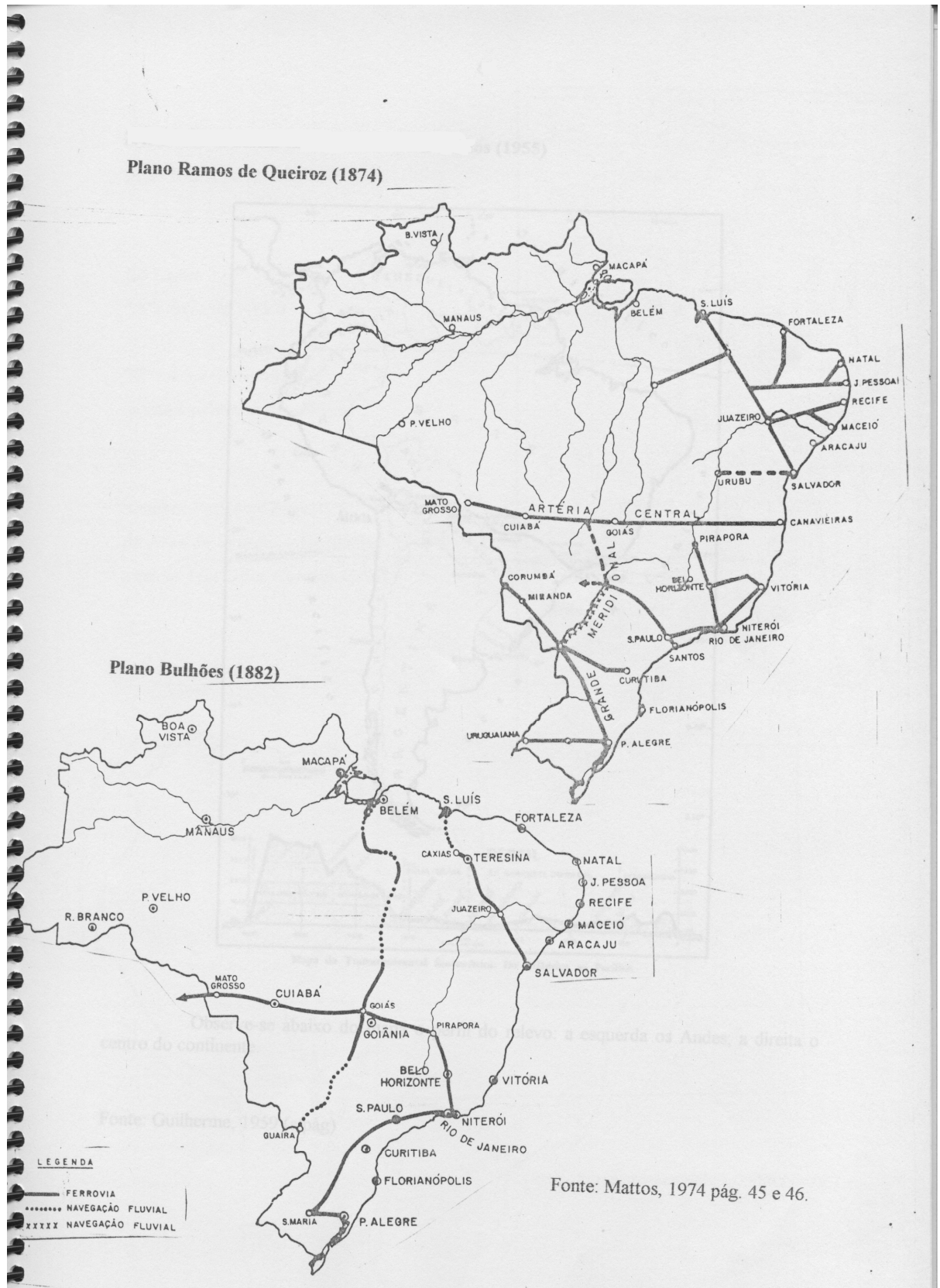
Fonte: <http://en.wikipedia.org>

#### 3.2. Área cedida pela Bolívia após a Guerra do Chaco

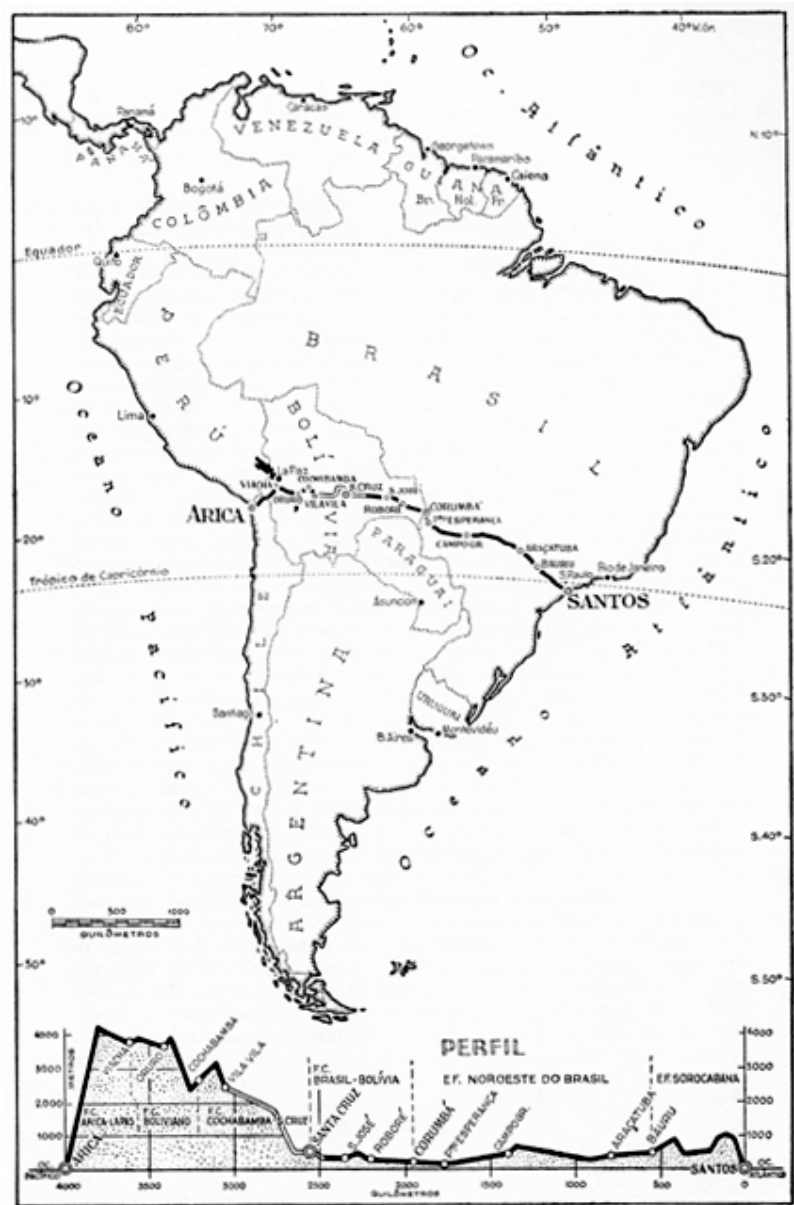


Fonte: <http://en.wikipedia.org>

3.3. Os Planos Ferroviários de 1874 e 1882



### 3.4. Ferrovia Santa Cruz de La Sierra-Santos (1955)



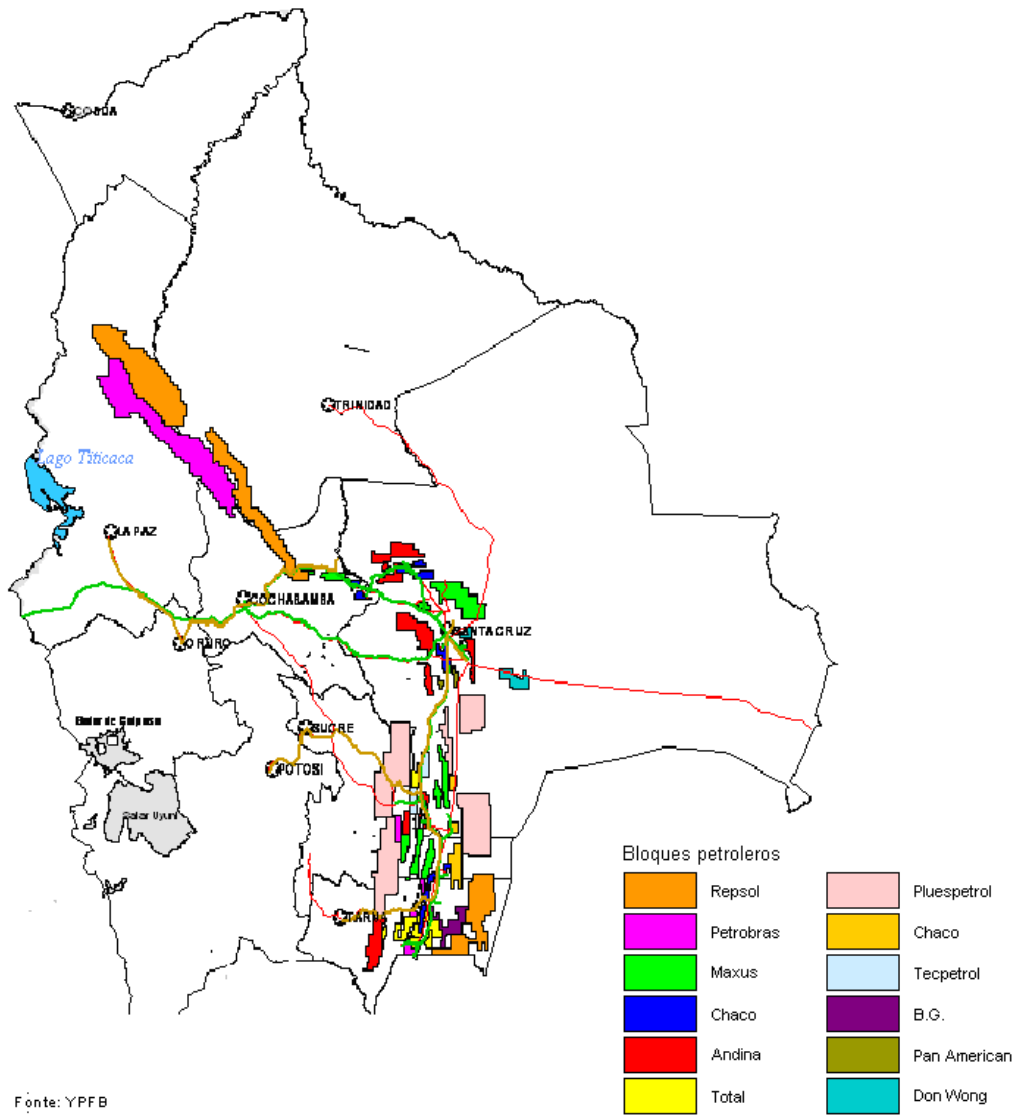
Mapa da Transcontinental Santos-Arica. Do Atlântico ao Pacífico.

Observe-se abaixo do mapa o perfil do relevo: a esquerda os Andes; a direita o centro do continente.

Fonte: Guilherme, 1959 (s/pág.)



### 3.6. Proprietários dos Blocos Petrolíferos na Bolívia de 1996 a 2005



### 3.7. Proprietários da Rede de Gasodutos da Bolívia de 1996 a 2005



Fonte: YPFB

3.8. Proprietários da Rede de Oleodutos da Bolívia de 1996 a 2005



	Concesionario	Longitud
— (Black)	Transredes S.A.	2,028 Km
— (Red)	YPFB (Opera Transredes)	212 Km
— (Orange)	Petrobras (Lateral)	25 Km
— (Yellow)	Transredes	247 Km
— (Blue)	Petrobras (Lateral)	26 Km
..... (Dotted)	Maxus Bolivia Inc (Lateral)	50 Km
■ (Red Square)	Oro Negro S.A. (Ducto Menor)	0.3 Km

D:\Jorge M\Oleoductos.cdr

Fonte: YPFB

### 3.9. Proprietários da Rede de Polidutos da Bolívia de 1996 a 2005



		Concesionario	Longitud
	En Operación	CLHB (Concesión extraordinaria en proceso)	1,469 Km
	En Operación	Empresa Boliviana de Refinación (Concesión extraordinaria en proceso)	40 Km
	En Operación	Discar S.R.L. (Ductos Menores c/u aprox. de 1.3 Km)	2.6 Km

Fonte: YPFB



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, Marcelo de Paiva (org). *A ordem do progresso: cem anos de política econômica republicana 1889-1989*. São Paulo. Campus. 1990. 11 ed.

A Cooperação Sul-Americana: a atuação da Petrobras na América do Sul. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br>>. Acessado em 15 de setembro de 2007.

AEPET: *Gasoduto Brasil-Bolívia: você conhece seus impactos?* Disponível em <<http://www.aete.com.br>>. Acessado em 18 de maio de 2006.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) <<http://www.aneel.gov.br>>.

Agência Nacional de Petróleo (ANP) <<http://www.anp.gov.br>>.

ALBUQUERQUE, Vinícius. Com queda de ministro, Bolívia volta a negociar com petrolíferas estrangeiras. Disponível em <<http://www.uol.com.br/folha>>. Acessado em 19 de maio de 2006.

ALEXANDRE, Cristina Vieira Machado & PINHEIRO, Flávio Leão. Além do Fato: Integração energética sul-americana. Disponível em <<http://www.defesanet.com.br>>. Acessado em 18 de julho de 2005.

ALMEIDA, Paulo Roberto de. *Relações Internacionais e Política Externa do Brasil*. Porto Alegre. UFRGS. 1998.

ANDERSEN, Lykke E. & MEZA, Maurício. The natural gas sector in Bolivia: An Overview. Instituto de Investigaciones Sócio Economicas. *Universidad Católica Boliviana*. 22/01/2001.

ANDREFF, Wladimir. *Multinacionais Globais*. Bauru. Edusc. 2000.

APLA, 26ª Reunião Anual Latino-americana de Petroquímica. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br>>. Acessado em 16 de novembro de 2006.

ARAÚJO, Heloísa Vilhena de. *Os Países da Comunidade Andina*. Brasília. Funag. 2004.

ARAÚJO JR, José Tavares de. Regulação e Concorrência em Setores de Infra-estrutura. XVII Fórum Nacional organizado pelo INAE – Instituto Nacional de Assuntos Estratégicos 9 a 12 de maio de 2005. Disponível em <[www.ie.ufrj.br](http://www.ie.ufrj.br)> Acessado em 06 de setembro de 2005.

A Tarde On Line. Petrobras ameaça devolver refinarias da Bolívia. <<http://www.atardeonline.com.br>>. Acessado em 12 de junho de 2006.

ATTUCH, Leonardo & NICÁCIO, Adriana. Quem enfrenta a Petrobras? *IstoÉ Dinheiro*. Editora Três. N. 516. 13 de agosto de 2007.

AYALA, Maria Eugenia. Gas Natural en el Chaco Paraguayo: Pasado Efervescente, Futuro Incandescente. <<http://www.ygua.com.pa>>. Acessado em 1 de junho de 2006.

BALDEZ, Coryntho. A crise do gás que ninguém quer ver. *Jornal da UERJ*. Maio de 2006. pág. 12.

BANDEIRA, Luiz Antonio Moniz. Evo e a questão com o Brasil. Disponível em <<http://www.espacoacademico.com.br>>. Acessado em 10 de julho de 2006a.

BANDEIRA, Luiz Antônio Moniz. *Brasil, Argentina e Estados Unidos: da Tríplice Aliança ao Mercosul*. Rio de Janeiro. Revan. 2005. 2 ed.

BANDEIRA, Luiz Antônio Moniz. *Formação do Império Americano*. Rio de Janeiro. Civilização Brasileira. 2006b. 2 ed.

BANDEIRA, Luiz Antônio Moniz. Nacionalização da produção de gás e petróleo da Bolívia. Disponível em <<http://www.desempregozero.org.br>>. Acessado em 10 de janeiro de 2007.

BARNET, Richard J.; MÜLLER, Ronald: *Poder global: a força incontrolável das multinacionais*. Rio de Janeiro. Record, 1974.

BARROCAL, André. Imbróglia Diplomática: Diálogo prevalece e Petrobras e Bolívia Fecham Acordo. *Agência Carta Maior* 11/05/2007.

BARROS, Sebastião do Rego. Diplomacia do Petróleo: A Integração Através da Energia. Disponível em <<http://www.anp.org.br>>. Acessado em 25 de outubro de 2005.

BARRETO, Ranieri Muricy; NETO, Antônio de Pádua & SOUZA, Nádia Vieira de. Cadeia Produtiva Petroquímica: Ressurge o Debate. *Bahia Análise & Dados*. Salvador, v. 13, n. 3 p. 665-675, dez 2003.

BEJAR, Ramon, Casilda El 'consenso de Washington'. *Política Exterior*. Madrid. vol XVI. n 86. marzo/abril 2002.

BELLO, Ubirajara Brasil Dal. A Internacionalização de Empresas Brasileiras e o Marketing. Disponível em <<http://www.ilea.ufrgs.br>> Acessado em 10 de julho de 2006.

BEY, Essad. *A luta pelo petróleo*. Companhia Editora Nacional. 1936.

BOCCOCOLI, Giuseppe. Bolívia: Lições a Serem Aprendidas. *Boletim. COPPE/UFRJ ANP*. Julho de 2005.

BOCCOCOLI, Giuseppe. Uma Vela Para Deus e Outra Para Evo Morales. *Boletim COPPE/UFRJ ANP*. Maio de 2006.

BOCOCCINA, Denize. *Petrobras tem 'apenas certa autonomia' diz Lula em Honduras*. Disponível em <<http://www.bbcbrasil.com.br>>. Acessado em 8/08/2007.

*Bolívia atrai novos interesses pós-nacionalização*. Disponível em <<http://www.reuters.com.br>>. Acessado em 26 de maio de 2006.

*Bolívia*. Disponível em <<http://www.wikipedia.org>>. Acessado em 28 de outubro de 2006.

*Bolívia*. Seminário Sobre a Comunidade Andina Porto Alegre. Funag. 2003.

BONE, Rosemarie Bröker. O potencial petrolífero e gasífero do Brasil. *Perspectiva Econômica*. vol. 37, nº 118, pág. 55-69, abr/jun 2002.

BOZO, Maurício Garrón. El negocio del gas natural y los impactos esperados en Bolivia. Análisis Económico UDAPE. 17 de maio de 2006.

BRAGA, Vanessa Mesquita: A Logística como Diferencial na Indústria do Petróleo: o caso do Downstream Brasileiro. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acessado em 20 de março de 2005.

BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. *Crise econômica e reforma do Estado no Brasil: para uma nova interpretação da América Latina*. São Paulo. Ed. 34. 1996.

BRITO, Agnaldo. Risco de falta de gás forçou Petrobras a assinar acordo. Disponível em <<http://www.estadao.com.br>>. Acessado em 30 de outubro de 2006.

BRINK, Joseph A.; SHREVE, R. Norris: *Indústria de Processos Químicos*. Rio de Janeiro. Guanabara. 4ª ed. 1997.

BUSAN & WAEVER. *Regions and Powers: The Structure of International Security*. Cambridge. Cambridge University Press. 2003.

Camara Boliviana de Hidrocarburos (CBH). Vários documentos. Disponível em <<http://cbh.bo.gov>>. Acessado em 20 de dezembro de 2007.

CAMARGO, Cláudio. À sombra dos quartéis. *IstoÉ*. São Paulo. Editora Três. N° 1.900. 19 de dezembro de 2007, pág 38 a 39.

CAMPBELL. *Oil Crisis*. Bretwood. Multi-Science. 2005.

CANZIAN, Fernando. Crise do gás terá impacto sobre preço de energia no Brasil. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 5 de maio de 2006.

Carosamigos. Entrevista com Ricardo Maranhão. O Petróleo Será Nosso? 21/05/2005.

CARRION, Maria da Conceição & PAIM, Elisangela Soldatelli. IIRSA: Desvendando Interesses. Disponível em <[http://www.riosvivos.org.br/arquivos/iirsa\\_eli.pdf](http://www.riosvivos.org.br/arquivos/iirsa_eli.pdf)> Acessado em 1 de fevereiro de 2007.

CECCHI, José Cesário (coord.). Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. ANP. Rio de Janeiro. 2001. Disponível em <<http://anp.org.br>> Acessado em 25 de maio de 2006.

CEPIK, Marco & CARRA, Marcos. Nacionalização Boliviana e Desafios da América do Sul. Disponível em <<http://observatorio.iuperj.br>> Acessado em 11 de maio de 2006.

Chaco War. Disponível em <<http://www.wikipedia.org>>. Acessado em 28 de outubro de 2006.

CHÁVEZ, Franz. Morales Pisa Fuerte. Disponível em <<http://ips.com>>. Acessado em 5 de maio de 2006.

CHESNAIS, François. *A Mundialização do Capital*. São Paulo. Xamã. 1996.

CHIAVENATO, Julio José. *Guerra do chaco: leia-se petróleo*. São Paulo. Brasiliense. 1980.

COMPODÔNICO, Humberto. La Industria del Gás Natrual y Regulación en América Latina. *Revista Cepal*. Santiago. CEPAL. n° 68, ago/1999, pág 135-153.

COMPODÔNICO, Humberto. Reformas e inversión en la Indústria de Hidrocarburos de América Latina. *Série Recursos Naturales e Infraestrutura*. Santiago. CEPAL. n° 78, 123 pág, out/2004.

CONTRERAS, Edelmira del Carmen Alveal. Estatais Petrolíferas Latinoamericanas no Século XX: Um Complexo Heterogêneo de Trajetórias de um Capitalismo de Intervenção Estatal Frágil. IE/IUFRJ. Disponível em <<http://iufrj.br>> Acessado em 29 de maio de 2006.

CONTRERAS, Edelmira del Carmen Alveal. Evolução da Indústria do Petróleo: Nascimento e Desenvolvimento. *Economia e Gestão em Energia*. COPPEAD-IE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2003a. 18 pág.

CONTRERAS, Edelmira del Carmen Alveal. Evolução da Indústria do Petróleo: A Grande Transformação. *Economia e Gestão em Energia*. COPPEAD-IE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2003b. 17 pág.

CONTRERAS, Edelmira del Carmen Alveal. Fundamentos de Economia do Petróleo. *Economia e Gestão em Energia*. COPPEAD-IE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2003c. 26 pág.

CONTRERAS, Edelmira del Carmen Alveal. *Os desbravadores: a Petrobrás e a Construção do Brasil Industrial*. Rio de Janeiro. Relume Dumará: ANPOCS. 1994.

CONTRERAS, Jesús Mora. La Capitalización de YPF em el Proceso de Transformación de Bolívia em Distribuidor de Gás Natural para el Mercosur. Disponível em <<http://iies.faces.ula.ve>>. Acessado em 18 de maio de 2006.

COSTA, Achyles Barcelos da: “Reestruturação produtiva e padrão de organização industrial”. In. Becker, Dinizar F. (org.). *Competitividade: o (des)caminho da globalização*. Lajeado. FATES. 1997.

COSTA, D. *Estratégia Internacional: a Cooperação sul-americana como caminho para inserção internacional*. Porto Alegre: L & PM, 2004.

COSTA, Nilder. Avança a integração energética sul-americana. Disponível em <<http://www.uol.com.br/folha>>. Acessado em 25 de maio de 2007<sup>a</sup>.

COSTA, Nilder. Brasil promove a integração da América do Sul. Disponível em <<http://www.uol.com.br/folha>>. Acessado em 26 de maio de 2007<sup>b</sup>.

COSTA, Nilder. Petrobras planeja integração sul-americana de gás. Disponível em <<http://www.uol.com.br/folha>>. Acessado em 21 de julho de 2005.

COUTINHO, Lourival & SILVEIRA, Joel. *O petróleo no Brasil: traição e vitória*. São Paulo. Coelho Branco. 1957.

CRESPO, Marcelo Guardiã. Bolívia y Mercosur: em busca de la integración regional. *Cuadernos para el debate*. Buenos Aires. N. 3. 1999. Pág. 5 a 29.

CUNHA, André Moreira. Economia Boliviana: estrutura interna e inserção internacional. *Texto para discussão*. Faculdade de Ciências Econômicas. UFRGS, 34 pág, n<sup>o</sup> 2/2004.

D'ÁVILA, Saul Gonçalves: A indústria petroquímica brasileira. Disponível em <<http://www.comciencia.com.br>>. Acessado em 3 de maio de 2005.

DIAS, José Luciano & FILHO, Raimundo de Araújo Castro. Petrobrás. Disponível em <<http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes.htm>>. Acessado em 17 de maio de 2005.

DIAS, José Luciano de Mattos; QUAGLINO, Maria Ana. *A Questão do Petróleo no Brasil: uma História da Petrobras*. Rio de Janeiro. CPDOC-FGV. 1993.

DICCO, Ricardo A. De. Analisis de la participacion de los principales conglomerados empresarios en las diversas fases de la cadena gasífera y en otros segmentos del mercado energetico de Argentina (partes I e II). Informes especiales. 12/05/2005. Disponível em <<http://www.argenpress.info>>. Acessado em 19 de maio de 2006.

DURAND, Daniel. *La Politique Pétrolière Internationale*. Paris. Presses Universitaires de France. 1978. 4ed.

EGLER, Cláudio A.G. *Eixos Nacionais de Integração e Desenvolvimento: Prováveis Impactos Ambientais*. 1999.

FARIA, Alexandre & GUEDES, Ana Lucia Guedes. Internacionalização de empresas: explorando interfaces governo-empresa e governança-gerência. Disponível em <<http://www.fgvsp.br>>. Acessado em 7 de junho de 2005.

FELTRE, Ricardo. *Fundamentos da Química*. São Paulo. Editora Moderna. 1990.

FERNANDES, Eliana SL & SILVERIA, Joyce Perin. A Reforma do Setor Petrolífero na América Latina: Argentina, México e Venezuela. Nota Técnica ANP 005 de março de 1999. Disponível em <<http://www.anp.br>>. Acessado em 16 de maio de 2006.

FILHO, Ernani Teixeira Torres. O Papel do Petróleo na Geopolítica Americana in: FIORI, José Luis (org). *O Poder Americano*. Petrópolis. Vozes. 2004. 2ª ed.

FILHO, Ernani Teixeira Torres. O gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos econômicos e desafios de mercado. *Revista do BNDES*. BNDES. Rio de Janeiro. v.9; nº17, pág 99-116, jun. 2002.

FILHO, Jorge Pereira. Bolívia: Movimentos mantêm reivindicações. Disponível em <<http://www.voltairenet.org>>. Acessado em 20 de fevereiro de 2006.

FILHO, Milton da Rocha; LEONEL, Josué, XAVIER, Luciana. A reação do governo é inexplicável. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 10 de maio de 2006.

FIORI, José Luís. O Poder Global dos Estados Unidos: Formação, Expansão e Limites in: FIORI, José Luis (org). *O Poder Americano*. Petrópolis. Vozes. 2004. 2ª ed.

FIORI, José Luís. Globalização, hegemonia e império in: FIORI, José Luis & TAVERES, Maria da Conceição(org). *Poder e dinheiro: uma economia política da globalização*. Petrópolis. Vozes. 1997. 4ª ed.

FRANCIOSI, Marcelo Remião. *Interesse Nacional e Integração Energética: A Política Externa do Brasil Para a América do Sul*. Orientador Marco Aurélio Chaves Cepik Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Relações Internacionais. UFRGS. Porto Alegre, 2004. 131 pág.

FRANZINI, Alfredo Fernandez. La privatizacion de los servicios publicos en Argentina: el caso de los segmentos gas natural, eléctrico y ferrocarriles (partes I e II). Informes especiales. 15/05/2005. Disponível em <<http://www.argenpress.info>>. Acessado em 25 de maio de 2006.

FREITAS, Adriana Gomes & FURTADO, André Tosi: Nacionalismo e Aprendizado no Programa de Águas Profundas da Petrobras. *Revista Brasileira de Inovação*. Vol. 3, nº. 3, pág. 55 a 81, jan/jun. 2004.

FREITAS, Newton. Agências de Classificação (Ratings). Disponível em <<http://www.newton.freitas.nom.br>>. Acessado em 30 de outubro de 2007.

GALL, Norman. Gás na Bolívia: conflitos e contratos. São Paulo. *O Estado de São Paulo*. 26 de novembro de 2006.

Gas Energy. Disponível em <<http://www.gasenergy.com.br>>.

Gás e Energia. Disponível em <<http://www.gasenergia.com.br>>.

GIAMBIAGI, Adriano Pires & RODRIGUES, Adriano Pires. A agenda de médio prazo no Brasil e o futuro da Petrobrás. *Revista de Economia Política*. Vol. 18, nº. 3, jul/set. 1998.

GILPIN, Robert. *O Desafio do Capitalismo Global: A Economia Mundial no Século XXI*. Rio de Janeiro. Record. 2004.

GILPIN, Robert. *A Economia Política das Relações Internacionais*. Brasília. UnB. 2002.

GINESTA, Jacques. *El Mercosur y su Contexto Regional e Internacional* Porto Alegre. UFRGS. 1999.

GÓIS, Anselmo. O grito do Ipiranga I, II, III, IV e V. Disponível em <<http://www.oglobo.com.br>>. Acessado em 17 de março de 2007.

GOMES, Gabriel, DVORSAK, Peter & HEIL, Tatiana. Indústria Petroquímica Brasileira: Situação Atual e Perspectivas. *BNDS Setorial*, Rio de Janeiro, n. 21, p. 75/104, mar. 2005.

GOMES, Gabriel Lourenço & ROSA, Sérgio Eduardo Silveira da. O Pico de Hubbert e o Futuro da Produção Mundial de Petróleo. *Revista do BNDES*. Rio de Janeiro v. 11. N.22 p. 21/49. dez de 2004.

GONÇALVES, Reinaldo (org). *A Nova Economia Internacional: Uma Perspectiva Brasileira*. São Paulo. Campus. 1998.

GONÇALVES, Reinaldo. *Empresas Transnacionais e Integração da Produção*. Petrópolis. Vozes. 1992.

GONÇALVES, Reinaldo. *Ô Abre-Alas, A Nova Inserção do Brasil na Economia Mundial*. Rio de Janeiro. Relume-Dumará. 1994.

GONZALES, Raul Raiz. *Bolivia: el prometeo de los Andes*. Buenos Aires. Platina. 2000.

Governo da Bolívia prepara novo golpe contra a Petrobras. Disponível em <<http://www.maracaju.news.com.br1.htm>>. Acessado em 6 de novembro de 2006.

GRUPO INFORMAL COLOMBIA. Bolivia nacionalizó a los hidrocarburos. Cedido por <[gcolombia@planalto.gov.br](mailto:gcolombia@planalto.gov.br)>. Recebido em 2 de maio de 2006.

GRUPO INFORMAL COLOMBIA. Texto íntegro del decreto de nacionalización de los hidrocarburos. Cedido por <[gcolombia@planalto.gov.br](mailto:gcolombia@planalto.gov.br)>. Recebido em 2 de maio de 2006.

GUILHERME, Olympio. *Roboré: a luta pelo petróleo boliviano*. Rio de Janeiro. Freitas Bastos. 1959.

GUMUCIO, Mariano Baptista. *Breve História Contemporânea de Bolívia*. México. Fondo de Cultura. 1996.

HAAG, Carlos. Gás Encanado: Crise entre Brasil e Bolívia tem mais razões geopolíticas do que econômicas. Disponível em <<http://www.revistapesquisa.fapesp.br>>. Acessado em 31 de outubro de 2006.

HAGE, José Alexandre Alahyde. As Razões do Gás Natural Boliviano Disponível em <<http://www.revistapesquisa.fapesp.br>>. Acessado em 27 de novembro de 2007.



HIRST, Monica. História da Diplomacia Brasileira. Disponível em <<http://www2.mre.gov.br>>. Acessado em 20 de outubro de 2006.

HIRST, Paul & THOMPSON, Graham. *Globalização em Questão*. Petrópolis. Vozes. 1998.

Historia de YPFB. Disponível em <<http://www.bolivia.gov.bo>>. Acessado em 28 de maio de 2005.

HOLANDA, F. M. B de. *O gás natural no mercosul: uma perspectiva brasileira*. Brasília: FUNAG, 2001.

HOURCADE, Odile. Integración Regional. *Observatório de Bolívia*. Nº 3, out-nov. 2006. Pág 17 a 33.

IEA. Regulatory Reform in Argentina's Natural Gas Sector. Disponível em <<http://www.iea.org.br>>. Acessado em 25 de maio de 2006.

JANÚNCIO, Danilo. Especial Folha 50 Anos da Petrobrás. História: "O Petróleo é nosso" leva à criação do monopólio. Disponível em <<http://www.folha.com.br>> Acessado em 20 de fevereiro de 2005.

KRUGMAN, Paul R. *Economia internacional: teoria e política*. São Paulo. Makron Books. 2001. 5ed.

KAUPPI, Mark V & VIOTTI, Paul R. *International relations theory: realism, pluralism, globalis, and beyond*. Boston. Ed. Allyn and Bacon. 1999. 3rd ed.

KUPFER, David. Estrutura e Estratégia na Cadeia Petroquímica. UFRJ/IE. *Fórum LatinoPlast*. Gramado, 23 de Setembro do 2004.

LACOSTE, Pablo. *Argentina-Chile e sus vecinos (1810-2000)*. Córdoba. Caviar Bleu. 2005.

LAHOUD, Gustavo & TORRECILLA, Felicitas. Bolívia: el Recurso del Gás Natural, Oportunidad Histórica, Desafio Presente. Disponível em <<http://www.argenpress.info>>. Acessado em 25 de julho de 2006.

LAMEIRINHAS, Roberto. Bolívia não negociou porque "não tinha que fazer isso". Disponível em <<http://www.agenciaestado.com.br>>. Acessado em 3 de maio de 2006.

Las relaciones de la Argentina con Bolivia y Paraguay. Disponível em <<http://www.argentina-rree.com/9/9-051.htm>>. Acessado em. 09/06/05.

LAUREANO, Fernanda Helena Garcia Cobas. *A Indústria de Gás Natural e as Relações Contratuais: Uma análise do Caso Brasileiro*. Orientador: Maurício Tiommo Tolmasquim. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético. COPPE/UFRJ. maio 2005. Disponível em <<http://www.anp.org.bo>>. Acessado em 8 de junho de 2006.

Lei do Petróleo - Nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997. *Diário Oficial da União*. Brasília.

LERROY, Jean Pierre & MALERBA, Julianna. (orgs.). *Petrobras: Intergacion o explotacion?* Rio de Janeiro. FASE/Projeto Brasil Sustentável e Democrático. 2005.

LEY Nº 1.689 de 30 de abril de 1996. Disponível em <<http://www.ypfb.gob.bo>>. Acessado em 1 de junho de 2006.

LOBATO, Monteiro. *O escândalo do petróleo*. São Paulo. Cia Editora Nacional. 1936.

LÓPEZ, Andrés. *Las multinacionales latinoamericanas: sus estrategias en un mundo globalizado* in: CHUDNOVSKY, Daniel, KOSACOFF, Bernardo & LÓPEZ, Andrés. Buenos Aires. Fondo de Cultura. 1999.

LÓPEZ, Carlos Alberto. Nacionalización? Disponível em <<http://www.lostiempos.com.bo>>. Acessado em 05 de maio de 2006.

MAISONNAVE, Fabiano. Bolívia indica desconhecidos e militares para a Petrobras. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 10 de maio de 2006a.

MAISONNAVE, Fabiano, Brasil pressiona Bolívia para evitar confisco. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 1 de maio de 2007.

MAISONNAVE, Fabiano. Estatal venezuelana auxilia nacionalização. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 4 de maio de 2006b.

MAISONNAVE, Fabiano & TREVISAN, Cláudia. Governo Morales quer alta de 45% em preço do gás. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 5 de maio de 2006c.

MAISONNAVE, Fabiano. Morales usou 2º Turno para Pressionar País. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 1 de novembro de 2006d.

MALIN, Mauro. Na Bolívia o pior ainda está por vir. Disponível em <<http://www.observatoriodaimprensa.com.br>>. Acessado em 1 de junho de 2006e.

MARIACA, Enrique. Historia de los Descubrimientos de Gas y Los Contratos de Explotación como Marco de la Propuesta de una Nueva Ley de Hidrocarburos in: Relaciones Energéticas

Bolívia-Brasil. Disponível em <<http://www.fobomade.org.bo>>. Acessado em 20 de dezembro de 2006.

MARIN, Denise Chrispim. Brasil não aceitará saída de Petrobras da Bolívia sem indenização. 22 de maio de 2006.

MARINGONI, Gilberto. Lei boliviana desmente cobertura da mídia brasileira. Disponível em <<http://agenciacartamaior.com.br>>. Acessado em 17 de maio de 2006.

MARINHO JÚNIOR, I. *Petróleo: política e poder*. Rio de Janeiro, José Olympio, 1989.

MARINS, Renata Moreira. Tratamento das contas das empresas estatais produtivas no orçamento do setor público: o exemplo da Petrobras. Dissertação de Mestrado. FGV. Rio de Janeiro. 2005. Disponível em <<http://www.fgv.br>>. Acessado em 7 de junho de 2007.

MASCARENHAS, Anderson O. *Roboré: um torpedo contra a Petrobrás*. São Paulo. Fulgor. 1959.

MATAIS, Andreza. Bolívia quer preço do gás mais próximo do pago nos EUA. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 5 de maio de 2006.

MATTOS, Carlos de Meira. *Brasil: geopolítica e destino*. Rio de Janeiro. Bibliex. 1975.

MATTOS, Carlos de Meira. *Uma geopolítica pan-amazônica*. Rio de Janeiro. Bibliex. 1980.

MAYA, Emílio da. *O Brasil e o drama do petróleo*. Rio de Janeiro. José Olympio. 1938.

Memorandum de Entendimento Entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) de la República de Bolívia y la Empresa Braskem SA De La República Federativa do Brasil Disponível em <<http://www.cbh.bo.gov>>. Acessado em 28 de dezembro de 2007.

MESSARI, Nizar & NOGUEIRA, João Pontes de. *Teoria das relações internacionais*. São Paulo. Campus. 2005.

MINADEO, Roberto. *Petróleo: a maior indústria do mundo*. Rio de Janeiro. Thex. 2002.

Ministério das Minas e Energia. Disponível em <<http://www.minaseenergia.gov.br>>. Acessado em 30 de agosto de 2007.

Ministério das Relações Exteriores. Disponível em <<http://www.exteriores.gov.br>>. Acessado em 17 de setembro de 2007.

Ministério do Planejamento. Disponível em <<http://www.planejamento.gov.br>>. Acessado em 29 de novembro de 2007.

MIRANDA, Ricardo. *Petróleo para o futuro*. Disponível em <<http://www.correiobraziliense.com.br>>. Acessado em 9 de novembro de 2007.

MOREIRA, Regina da Luz & SARMENTO, Carlos Eduardo Barbosa: *A Petrobras e a flexibilização do monopólio de exploração do petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro. FGV. 2003.

Nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia ¿para bien o para mal? Disponível em <<http://capacitacionencostos.blogia.com>>. Acessado em 5 de maio de 2006.

NASSIF, Luis. O Petróleo Boliviano. *Folha de São Paulo*. São Paulo. Folha. 2/05/2006.

NAU, Henry R.: *O mito da decadência dos estados unidos*. Rio de Janeiro. Zahar, 1990.

Netto, Antonio Borges. O gás natural e a indústria brasileira. Disponível em <<http://usinagembrasil.com.br>>. Acessado em 20 de outubro de 2007.

NOGUEIRA, Danielle. *Diplomacia do gás: a Petrobras na política externa de Cardoso e a integração energética com a Bolívia (1995-2002)*. Orientador: Letícia de Abreu Pinheiro. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Relações Internacionais PUC-IBRI, 2007. Disponível em <<http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br>>. Acessado em 28 de junho de 2007.

*Nosso Século*. São Paulo. Abril. 1981.

O'CONNOR, Harvey. *O império do petróleo*. Rio de Janeiro. Zahar. 1959.

O'CONNOR, Harvey. *Petróleo em crise*. Rio de Janeiro. Zahar. 1962.

OJEDA, Igor. Petróleo: Bolívia revê a atuação da Petrobras. Disponível em <<http://www.brasildefato.com.br>>. Acessado em 24 de fevereiro de 2006.

O processo de transformação da Petrobras: de monopolista a referência como empresa estatal competitiva. Agosto de 2001. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br>>. Acessado em 3 de outubro de 2007.

OLIVEIRA, Marcelo Fernandes & VIGEVANI, Tullo. A Política Externa Brasileira na era FHC: um exercício de autonomia pela integração. Política Externa Brasileira 21/24 julho 2004 (PUC) Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.cienciapolitica.org.br>>. Acessado em 27 de maio de 2005.

PAMPLONA, Nicola. Estatal Venezuelana amplia Presença na Bolívia. 23 de maio de 2006.

Para Petrobras, Evo cai em 3 mese se quebrar contrato. <<http://www.jornalatarde.com.br>> Acessado em 16 de maio de 2006.

PASSOS, Maria Fátima Salles Abreu. Gasoduto Bolívia – Brasil. Disponível em <<http://www.mpo.gov.br/>>. Acessado dia 8 de maio de 2006.

PEREIRA, Wesley Robert & TEIXEIRA, Rodrigo Correa. Bolívia: centralidade e geopolítica na América do Sul. Cenários PUC Minas. *Conjuntura Internacional*. Belo Horizonte. 16 de fevereiro de 2006.

Perez Compac SA. IE/IUFRJ. Disponível em <<http://iufrij.br>> Acessado em 16 de maio de 2006.

PERTUSIER, Rafael R. Petrobras Amplia a Atuação no Exterior com a Compra da Pérez Compac. *Petróleo & Gás Brasil*, IE-UFRJ n° 5, pág 3-7, mai. 2003.

*Petrobras Ameaça Devolver as Refinarias à Bolívia*. Disponível em <<http://www.atardeonline.com.br.br>>. Acessado em 12 de junho de 2006.

*Petrobras investirá US\$ 262 milhões na Bolívia em 2008, diz jornal*. Disponível em <<http://br.invertia.com>>. Acessado em 28 de dezembro de 2007.

*Petróleo Brasileiro SA (PETROBRAS)*. Disponível em <<http://www2.petrobras.gov.br/>>.

*Planos Estratégicos da Petrobras 2000-2010; 2003-2007; 2015 e 2020*; Disponível em <<http://www2.petrobras.gov.br/>>. Acessado em 20 de maio de 2007.

POMERANIEC, Hinde. Cómo fueron y por qué fracasaron los anteriores intentos de nacionalización en Bolívia. Disponível em <<http://www.clarin.com/diario/2006/05/09/um/m-01192605.htm>>. Acessado em 31 de outubro de 2006.

RADA, Andrés Soliz. Bolívia: el Mapa Vacio. Disponível em <<http://ar.groups.yahoo.com.>>. Acessado em 19 de maio de 2006.

REAL, Rodrigo Valle: *Estratégias das Empresas de Gás Natural no Cone Sul*. Monografia de Bacharelado. UFRJ/IE. Disponível em <<http://www.anp.org.br>>. Acessado em 8 de junho de 2006.

*Relatório Anual da Petrobras 2004, 2005 e 2006*; Disponível em <<http://www2.petrobras.gov.br/>>. Acessado em 20 de maio de 2007.

*Resenha Energética Brasileira 2006*. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/>>.

RIBAS, Oswaldo. Petrobras 50 Anos. *Problemas Brasileiros*. São Paulo, SESC. vol. 357, Ano 41, pág. 4-11, mai/jun 2003.

ROCHA, Cidar Ramón Oliva. *Exequibilidade da Industrialização do Gás Natural na Bolívia e a Sustentabilidade de Abastecimento à Mercados Além de suas Fronteiras*. Orientador Francisco Burani. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades Pós-Graduação em Energia/USP. São Paulo. 2006. 147 pág.

RODRIGUES, Anastácia. *O apagão no Brasil e a motivação para o Programa Prioritário de Termelétricidade*. Mestrado em Engenharia e Gestão de Tecnologia, 27 de maio de 2003.

RODRIGUES, Cid. A viabilidade do gasoduto no contexto da integração Brasil-Argentina. *Cadernos FEE*. Porto Alegre. v.17, no 4, pág. 102-109, 1990;

ROSA, Luís Pinguelli da. Os Dois Lados da Questão da Bolívia. Disponível em <<http://www.uol.folha.com.br.>>. Acessado em 8 de maio de 2006.

ROSA, Luís Pinguelli da. Uma proposta para a crise elétrica. São Paulo, 22 de maio de 2000. Disponível em <<http://www.race.nuca.ie.ufrj.br>>. Acessado em 20 de dezembro de 2005.

RUCHANSKY, Beno. A Indústria de Gás Natural no Uruguai: um breve panorama sobre sistemas de transporte e distribuição. Análise de Conjuntura das Indústrias do Petróleo & Gás. Dezembro de 2003. Ano 4 n.12. IEE/UFRJ. Disponível em <<http://ie.ufrj.br/infopetro>>. Acessado em 16/05/2006.

SAMPSON, Antony. *As Sete Irmãs*. Rio de Janeiro. Artenova. 1976.

SANTOS, Chico & SOARES, Pedro. *Especial Folha 50 Anos da Petrobrás. Influência: Desde Vargas, Petrobras atua como instrumento de política econômica*. Disponível em <<http://www.uol.com.br/folha,03/10/05>>. Acessado em 19 de maio de 2005.

SCHOOL, Warton. Bolívia: populismo desafia as companhias de petróleo. Disponível em <<http://www.whartonschool.org>>. Acessado em 24 de maio de 2006.

SEGABINAZZI, Alessandro. *A Atuação da Petrobras no Mercado de Gás Natural da Argentina e da Bolívia e Possíveis Convergências com a Política Externa Brasileira*. Orientador Marco Aurélio Chaves Cepik Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Relações Internacionais. UFRGS. Porto Alegre, 2007. 122 pág.

SENJU, Eliana Kiyomi Adati & QUEIROZ, Antonio Marcos de: Eixos de Integração Nacional e os Impactos Sobre o Desenvolvimento Regional Brasileiro. Disponível em <<http://www.alfa.br/revista/pdf/2eco.pdf>>. Acessado em 24 de janeiro de 2007.

SENNES, Ricardo. *As Mudanças da política externa brasileira nos anos 80: uma potência média recém industrializada*. Estudos Internacionais. UFRGS. 2003.

SERRANO, Franklin. Relações de Poder e a Política Macroeconômica Americana, de Bretton Woods ao Padrão Dólar Flexível in: FIORI, José Luis (org). *O Poder Americano*. Petrópolis. Vozes. 2004. 2ª ed.

SILVA, Edilson Adão C. Brasil-Bolívia e o Cenário Geopolítico Sul-Americano. Disponível em <<http://uol.com.br>>. Acessado em 24 de maio de 2006.

SILVA, Gen Golbery do Couto e. *Geopolítica do Brasil*. Rio de Janeiro. José Olympio. 1967.

SILVA, Heloisa Conceição Machado da. *Da Substituição de Importações à Substituição de Exportações*. Porto Alegre. UFRGS. 2004.

SOUVIRON, Alberto. ¿La tercera es la vencida? Disponível em <<http://bbc.com>>. Acessado em 5 de maio de 2006.

SZKLO, Alexandre Souza; MATHIAS, Melissa & OLIVEIRA, Ricardo Gorini. A polifonia da reforma do setor energético. *Ciência Hoje*. Rio de Janeiro. SBPC. Vol. 33, nº 197, pág 18-26, set. 2003.

SUSLICK, Saul B. Conhecer as incertezas: o desafio da indústria do petróleo. Disponível em <<http://www.comciencia.com.br>>. Acessado em 3 de maio de 2005.

TAVARES, Maria da Conceição, BELLUZZO, Luis Gonzaga. A Mundialização do Capital e a Expansão do Poder Americano. in: FIORI, José Luis (org). *O Poder Americano*. Petrópolis. Vozes. 2004. 2ª ed.

TAVARES, Maria da Conceição. A retomada da hegemonia norte-americana in: FIORI, José Luis & TAVARES, Maria da Conceição(org). *Poder e dinheiro: uma economia política da globalização*. Petrópolis. Vozes. 1997. 4ª ed.

*THE NEW ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA*: 50ª ed. at. Chicago, Encyclopaedia Britannica Incorporated, 1990, 32 vols.

TISDELL, Clem A: *Microeconomia*. São Paulo. Atlas. 1978.

TORRECILLA, Felicitas. Bolívia: Integración Gasífera Sudamericana, Processo Incluyente? Disponível em <<http://argenpress.info>>. Acessado em 25 de julho de 2006.

USHER, Abbott Payson. *Uma História das Invenções Mecânicas*. São Paulo. Papyrus. 1993.  
VASCONCELLOS, Gilberto Felisberto & VIDAL, José Walter Bautista. *Petrobrás: Um Clarão de História*. Brasília. Do Sol. 2001. 1 ed.

VELLOSO, João Paulo dos Reis (Org.): *A nova ordem internacional e a terceira revolução industrial*. Rio de Janeiro. José Olympio, 1991.

VELLOSO, João Paulo dos Reis (Org.): *A nova ordem mundial em questão*. Rio de Janeiro. José Olympio, 1992.

VIOTTI, M. L. R. As Relações Brasil-Bolívia sob o Signo da Cooperação Energética. In: ALBUQUERQUE, J. G. (org) *Sessenta anos de política externa brasileira (1930-1990): o desafio geoestratégico*. São Paulo: NUPRI/USP, 2000. V.3.

VIZENTINI, Paulo Gilberto & WIESEBRON Marianne. *Neohegemonia americana ou multipolaridade? pólos de poder e sistema internacional*. Estudos Internacionais. UFRGS 2006.

VIZENTINI, Paulo Gilberto. *A Política Externa do Regime Militar Brasileiro*. Porto Alegre. UFRGS. 2004.

YERGIN, Daniel. *Petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo. Scritta. 1992. 2 ed.

YPFB. Disponível em <<http://ypfb.bo.gov>>. Acessado em 20 de setembro de 2007.

ZAPATA, Eduardo. La Industria de Los Hidrocarburos Impactos Sobre la Cadena de Servicios y Cadena de Valor. CEARE. 2005. Disponível em <<http://www.ceare.com.ar>>. Acessado em 24 de outubro de 2006.

ZIBECHI, Raúl. Brasil: El difícil camino hacia el multilateralismo. Disponível em <<http://www.ircamericas.org>>. Acessado em 1 de junho de 2006.

ZIMMERMAN, Patrícia. Petrobras deve vender refinarias por US\$ 10 milhões a pedido de Lula. Disponível em <<http://uol.com.br/folha>>. Acessado em 9 de maio de 2007.

ZYLBERSTEIN, David. Moléculas de Gás não tem Ideologia. *Folha de São Paulo*. São Paulo. Editora Folha. 26/05/2006.