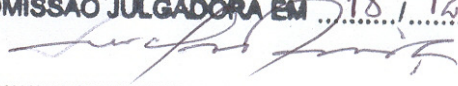


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA  
TESE DEFENDIDA POR Lizett Paola  
López Suárez E APROVADA  
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 18 / 12 / 2006  
  
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

**O papel das Petrolíferas para o  
desenvolvimento da Integração Energética:  
A formação do Mercado de Gás Natural na  
América do Sul**

Autora : Lizett Paola López Suárez  
Orientador: Prof. Dr. Sinclair Mallet Guy Guerra

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**O papel das Petrolíferas para o  
desenvolvimento da Integração Energética:  
A formação do Mercado de Gás Natural na  
América do Sul**

**Autora : Lizett Paola López Suárez**  
**Orientador : Prof. Dr. Sinclair Mallet Guy Guerra**

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como um dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2006.  
S.P. – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

L881p      López Suárez, Lizett Paola  
O papel das petrolíferas para o desenvolvimento da  
integração energética: A formação do mercado de gás  
natural na América do Sul / Lizett Paola López Suárez. -  
-Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Sinclair Mallet Guy Guerra  
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de  
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gás natural. 2. Petróleo - Comércio. I. Guerra,  
Sinclair Mallet Guy. II. Universidade Estadual de  
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III.  
Título.

Título em Inglês: The role of the oil companies in the development of the energy  
integration: the formation of the natural gas market in South  
America.

Palavras-chave em Inglês: Natural gas, Oil - Commerce

Área de concentração: Política Energética

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Shiguenoli Miyamoto e Cláudio Schüller Maciel

Data da defesa: 18/12/2006

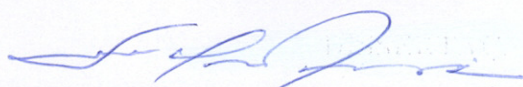
Programa de Pós-Graduação: Engenharia Mecânica.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
MECÂNICA  
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**O papel das Petrolíferas para o  
desenvolvimento da integração energética:  
A formação do mercado de gás natural na  
América do Sul**

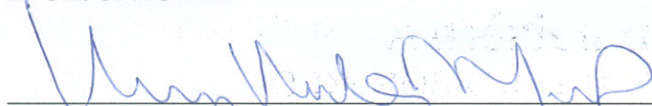
**Autora : Lizett Paola López Suárez**  
**Orientador : Prof. Dr. Sinclair Mallet Guy Guerra**



**Prof. Dr. Sinclair Mallet Guy Guerra, Presidente.  
DE/FEM/UNICAMP**



**Prof. Dr. Shiguenoli Miyamoto  
IFCH/UNICAMP**



**Prof. Dr. Cláudio Schuller Maciel  
IE/UNICAMP**

Campinas, 18 de Dezembro de 2006.

## **Dedicatória:**

Dedico este trabalho especialmente a meu pai Teodoro, a minha mãe Nelly e aos meus queridos irmãos Sanddy e Pool, por serem a força nesta luta compartilhada.

## **Agradecimentos**

Minha sincera homenagem pela vida toda, a todas as pessoas que de forma direta e indireta contribuíram para fazer este esforço realidade, citadas aqui ou não:

A Deus por ficar sempre do meu lado e por me ajudar a vencer os obstáculos que encontrei no caminho.

Aos meus pais que com exemplo de vida me ensinaram a lutar pelos meus ideais, à humildade com que afrontam a vida, agradeço-lhes o incondicional apoio e disposição.

A toda minha querida família, em especial as minhas queridas primas e irmãs Miriam e Jenny, pela força nos momentos mais críticos, pela companhia longe de casa e pelo importantíssimo apoio nesta experiência de vida, minha gratidão por sempre.

Aos meus queridos amigos Juan, Claudia, Glauber, Harold, Raúl, Kamyla, Fabiana, Sr. Geraldo, Sr. Jurandir, pelo apoio, companhia, confiança, palavras de ânimo, quando mais o precisei.

Ao curso de Planejamento de Sistemas Energéticos por me ter aceitado, permitindo assim viver momentos novos, cheios de alegrias, tristezas, ilusões, desencantos, em fim todas lições de vida inesquecíveis.

Ao meu amigo e orientador, Prof. Dr. Sinclair Mallet Guy Guerra, pela oportunidade, paciência, e atenções.

Ao Prof. Dr. Miguel Edgar Morales Udaeta, pela motivação, confiança, paciência e apoio incondicional em todo momento e em toda hora.

Ao Serviço de Apoio ao Estudante (SAE) da Unicamp, em especial às assistentes sociais Cibeles e Patrícia, pela sua ajuda e empatia quando mais o precisei.

À CAPES pelo apoio financeiro.

Muito obrigada!

*“....quaisquer as críticas que possam ser feitas ao comércio internacional, não se pode deixar de reconhecer que lhe coube o papel de motor do desenvolvimento para um número considerável de países, particularmente para aqueles que se caracterizavam por uma grande abundância de recursos naturais...”*

Celso Monteiro Furtado

*Que nosso norte seja nosso sul*

## Resumo

LÓPEZ SUÁREZ, Lizett Paola. *O papel das petrolíferas para o desenvolvimento da integração energética: A formação do mercado de gás natural na América do Sul*. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 138 p. Dissertação (Mestrado).

O objetivo do presente trabalho é apresentar o contexto do processo de integração energética em função das principais petrolíferas atuantes na formação do mercado de gás natural na América do Sul. Tendo como arcabouço metodológico à identificação e análise da atuação das principais petrolíferas regionais e internacionais na indústria de gás natural da região, em função do posicionamento destas frente à integração energética. Os resultados obtidos da minuciosa análise mostraram as perspectivas de dito processo integrador na região, com participação ativa das petrolíferas, assim como também o aporte e ressurgimento das petrolíferas regionais estatais na formação dos mercados de gás natural nos seus países de origem e no desenvolvimento da integração energética. Finalmente, conclui-se que as petrolíferas procuram otimizar seus negócios diversificando suas fontes de abastecimento nos países da região o que a sua vez contribui no desenvolvimento dos mercados de gás e nas iniciativas de integração energética. Assim, espera-se que esta pesquisa possa colaborar nos estudos realizados sobre integração energética, mostrando um panorama mais claro da atuação das petrolíferas nesse processo.

### *Palavras Chave*

Gás Natural; Integração Energética; Petrolíferas.

## **Abstract**

LÓPEZ SUÁREZ, Lizett Paola. *The role of the Oil Companies in the development of the energy integration: The formation of the natural gas market in the South America*. Mechanical Engineering Faculty, State University of Campinas, 2006. 138 p. Dissertation (Masters).

The objective of the present work is to show the context of the energy integration process in function of the main oil companies in the formation of the natural gas market in South America, being had as methodological structure to the identification and analysis of the performance of the regional and international oil companies ones in the natural gas industry in the Region, in function of the positioning of this front the energy integration. The gotten results of the meticulous analysis had shown the perspectives of said process integrator in the Region, with active participation of the oil companies ones, as also the contribution and resurgence of the public oil companies of the Region in the formation of the natural gas markets arrives in its native countries and the development of the energy integration. Finally, one concludes that the oil companies ones look for to optimize their businesses diversifying its sources of supplying in the countries of the Region, which contributes as well in the development of the gas markets and in the initiatives of energy integration. Thus, one expects that this research can collaborate in the studies carried through on energy integration, showing a panorama more clearly of the performance of the oil companies in this process.

### *Key Words*

Natural Gas; Energy Integration; Oil Companies.

## Índice

|                                                                                    |        |
|------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Lista de Figuras                                                                   | xiii   |
| Lista de Gráficos                                                                  | xiv    |
| Lista de Tabelas                                                                   | xv     |
| Nomenclatura                                                                       | xvii   |
| <br><b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO</b>                                                 | <br>01 |
| <br><b>CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE DA INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA</b>                    | <br>07 |
| 2.1 Desenvolvimento Regional e Integração Energética                               | 07     |
| 2.2 Histórico, contexto e perspectivas do desenvolvimento da Integração Energética | 13     |
| 2.2.1 Fluxos de Energia Elétrica na Região                                         | 17     |
| 2.2.2 Convergência Gás natural e Eletricidade                                      | 20     |
| 2.2.3 O Gás Natural como vetor da Integração                                       | 21     |
| 2.3 Aspectos Institucionais da Integração Energética Regional                      | 25     |
| 2.3.1 Na Interconexão Elétrica                                                     | 26     |
| 2.3.2 Na Integração Gasífera                                                       | 27     |
| <br><b>CAPÍTULO 3 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA AMÉRICA DO SUL</b>               | <br>31 |
| 3.1 Origens da Indústria de Gás Natural                                            | 31     |
| 3.1.1 A indústria gasífera na América do Sul                                       | 34     |
| 3.2 Implicações das Reformas do Setor Gasífero no Processo de Integração           | 39     |
| 3.3 Panorama Gasífero Regional                                                     | 51     |

|                                                                                    |     |
|------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.3.1 Oferta                                                                       | 51  |
| 3.3.2 Demanda                                                                      | 53  |
| 3.3.3 Os Negócios relativos ao Gás Natural                                         | 54  |
| 3.3.4 Panorama da Cadeia Gasífera País por País                                    | 56  |
| 3.4 Projetos de Importação e Exportação de GN                                      | 61  |
| 3.4.1 Novas Propostas                                                              | 64  |
| 3.5 Principais <i>Players</i> Internacionais na Indústria de Gás Natural na Região | 67  |
| <br><b>CAPÍTULO 4 – AS PETROLÍFERAS NA INTEGRAÇÃO</b>                              |     |
| <b>ENERGÉTICA NA AMÉRICA DO SUL</b>                                                | 73  |
| 4.1 As empresas Transnacionais e sua Estratégia de Investimento em Hidrocarbonetos | 73  |
| 4.1.1 IED em Gás Natural                                                           | 78  |
| 4.2 As Petrolíferas Estatais e Privadas no Mercado Regional de Hidrocarbonetos     | 81  |
| 4.2.1 As Petrolíferas Estatais Regionais                                           | 83  |
| 4.2.2 A Internacionalização das Estatais e a Integração Energética                 | 88  |
| 4.3 As <i>Majors</i> Petrolíferas na América do Sul                                | 92  |
| <br><b>CAPÍTULO 5 – CARACTERIZAÇÃO DAS PETROLÍFERAS</b>                            |     |
| <b>REGIONAIS E AS TRANSNACIONAIS</b>                                               | 95  |
| 5.1 Petrobrás                                                                      | 95  |
| 5.1.1 Panorama Histórico                                                           | 95  |
| 5.1.2 A Internacionalização                                                        | 98  |
| 5.1.3 Plano de Expansão no Mercado de Gás Natural                                  | 101 |
| 5.1.4 Iniciativas orientadas à Integração Energética                               | 105 |
| 5.2 PDVSA                                                                          | 107 |
| 5.2.1 Panorama Histórico                                                           | 107 |
| 5.2.2 A Internacionalização                                                        | 108 |
| 5.2.3 Plano de Expansão no Mercado de Gás Natural                                  | 109 |
| 5.2.4 Iniciativas orientadas à Integração Energética                               | 110 |
| 5.3 Repsol-YPF                                                                     | 112 |
| 5.3.1 Panorama Histórico                                                           | 112 |

|                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.3.2 A Internacionalização                                                    | 112 |
| 5.3.3 Plano de expansão no Mercado de Gás Natural                              | 115 |
| 5.3.4 Iniciativas orientadas à Integração Energética                           | 117 |
| 5.4 TotalFina-Elf                                                              | 118 |
| 5.4.1 Panorama Histórico                                                       | 118 |
| 5.4.2 A Internacionalização                                                    | 118 |
| 5.4.3 Plano de Expansão no Mercado de Gás Natural                              | 119 |
| 5.4.4 Iniciativas orientadas à Integração Energética                           | 120 |
| 5.5 Resultado físico real da atuação das petrolíferas na integração energética | 120 |
| 5.5.1 Os planos das estatais e a integração energética                         | 122 |
| 5.5.2 A atuação das petrolíferas transnacionais                                | 123 |
| 5.6 As alianças estratégicas entre as petrolíferas                             | 124 |
| <b>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b>                                 | 125 |
| Referências Bibliográficas                                                     | 131 |

## **Lista de Figuras**

|                                                                   |     |
|-------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 2.1 Interconexões existentes na América do Sul             | 19  |
| Figura 2.2 Mapa das reservas de gás natural na região             | 22  |
| Figura 2.3 Integração gasífera na América Latina                  | 24  |
| Figura 3.1 Comparativo das indústrias de gás natural              | 38  |
| Figura 3.2 Sistema gasífero da América do Sul                     | 39  |
| Figura 3.3 Mapa de novos gasodutos na região                      | 67  |
| Figura 4.1 Controle da produção comercial do gás natural no mundo | 82  |
| Figura 5.1 Mercado de gás natural no Brasil                       | 103 |
| Figura 5.2 Produção total de óleo, GNL e gás natural              | 104 |
| Figura 5.3 Mercado de gás natural no Brasil                       | 105 |
| Figura 5.4 Cones energéticos na América do Sul                    | 111 |
| Figura 5.5 Produção futura de hidrocarbonetos na Venezuela        | 113 |

## Lista de Gráficos

|                                                                                              |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Gráfico 2.1 Consumo <i>Per Capita</i> de energia e IDH (2002 – 2003)                         | 11  |
| Gráfico 3.1 Reservas mundiais de gás natural                                                 | 33  |
| Gráfico 3.2 Consumo de gás natural por área geográfica                                       | 34  |
| Gráfico 4.1 As 500 maiores empresas                                                          | 88  |
| Gráfico 5.1 Investimentos da Petrobras na Bolívia                                            | 102 |
| Gráfico 5.2 Reservas provadas internacionais de gás natural da Petrobras<br>por país em 2005 | 106 |
| Gráfico 5.3 Distribuição das reservas provadas netas                                         | 114 |
| Gráfico 5.4 Distribuição da produção de hidrocarbonetos                                      | 115 |

## Lista de Tabelas

|                                                                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 2.1 Inventário de recursos energéticos na América do Sul (2004)                                                | 16 |
| Tabela 2.2 Capacidade de reserva (GW) na América Latina                                                               | 18 |
| Tabela 2.3 Mercado de gás natural - eletricidade na América do Sul, 2003                                              | 21 |
| Tabela 3.1 Participação % do gás natural na matriz energética da América do Sul                                       | 37 |
| Tabela 3.2 Infra-estrutura de gasodutos na América do Sul                                                             | 38 |
| Tabela 3.3 Estrutura da posse e grau de abertura à participação privada na indústria de gás natural na América do Sul | 42 |
| Tabela 3.4 O gás natural na América do Sul (2005)                                                                     | 51 |
| Tabela 3.5 Reservas provadas de gás natural na América do Sul de 1980 a 2005                                          | 52 |
| Tabela 3.6 Produção de gás natural na América do Sul de 1995 a 2005                                                   | 52 |
| Tabela 3.7 Consumo primário de gás natural na América do Sul                                                          | 53 |
| Tabela 3.8 Demanda potencial do gás para o 2030                                                                       | 54 |
| Tabela 3.9 Comércio de gás natural no Cone Sul                                                                        | 55 |
| Tabela 3.10 Reservas de gás e potencial de mercado interno                                                            | 55 |
| Tabela 3.11 Investimento requerido na América do Sul 2005-2010                                                        | 63 |
| Tabela 3.12 Motivação na construção de gasodutos                                                                      | 64 |
| Tabela 3.13 Principais gasodutos em construção e planejamento na América do Sul                                       | 65 |
| Tabela 3.14 Participação acionária no Gasbol                                                                          | 68 |
| Tabela 3.15 Principais empresas petrolíferas atuantes na Região                                                       | 72 |
| Tabela 4.1 Investimento estrangeiro na indústria petrolífera                                                          | 77 |
| Tabela 4.2 Projeções de investimentos em petróleo e gás natural                                                       | 78 |

|                                                                                                                  |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 4.3 Investimento estrangeiro na indústria gasífera                                                        | 79  |
| Tabela 4.4 Investimentos totais em gasodutos em América Latina e o Caribe                                        | 80  |
| Tabela 4.5 América do Sul: Investimentos totais de petrolíferas estatais 1990-2004                               | 86  |
| Tabela 4.6 Ranking das maiores empresas da América Latina em 2005                                                | 87  |
| Tabela 4.7 Empresas trans-latinas de hidrocarbonetos: Principais operações,<br>por segmento e destino geográfico | 91  |
| Tabela 4.8 Integração regional de ativos petrolíferos                                                            | 94  |
| Tabela 5.1 Resumo operacional Petrobras - 2004-2005                                                              | 97  |
| Tabela 5.2 Comparação do lucro líquido da PETROBRAS com outras petrolíferas                                      | 97  |
| Tabela 5.3 Investimentos da Petrobrás na América do Sul                                                          | 100 |
| Tabela 5.4 Planos de negócio da PETROBRAS                                                                        | 101 |
| Tabela 5.5 Produção de gás natural no exterior em 2005                                                           | 102 |
| Tabela 5.6 Resumo operacional da PDVSA em 2006                                                                   | 110 |
| Tabela 5.7 Atuação na área de gás natural na América Latina                                                      | 116 |
| Tabela 5.8 Principais ativos da Repsol-YPF no Cone Sul                                                           | 117 |
| Tabela 5.9 Produção de gás natural por área geográfica                                                           | 120 |
| Tabela 5.10 Principais ativos da TotalFina-Elf no Cone Sul                                                       | 120 |
| Tabela 5.11 Posicionamento das principais empresas da indústria de gás natural<br>na América do Sul em 2005.     | 121 |
| Tabela 5.12 Comparativo das estatais regionais                                                                   | 123 |
| Tabela 5.13 Comparativo das petrolíferas transnacionais                                                          | 123 |

## **Nomenclatura**

### *Abreviações*

**ABB** – Argentina – Bolívia – Brasil

**E&P** – Exploração e Produção

**D** - Distribuição

**G&E** – Gás e Energia

**GdE** – Gás del Estado

**GN** – Gás Natural

**GNL** – Gás Natural Liquefeito

**GTB** – Gás Transboliviano

**PN** – Plano de Negócios

**T** - Transporte

**T&D** – Transporte e Distribuição

**TGB** – Transportadora Brasileira de Gás

**TGN** – Transportadora Gas del Norte

**TGM** – Transportadora de Gas del Mercosur

**TGP** – Transportadora de Gas del Perú

**TGS** – Transportadora Gas del Sur

**TSB** – Transportadora Sul-Brasileira de Gás

### *Siglas*

**AIE** – Agência Internacional de Energia

**ANCAP** – Administração Nacional de Combustíveis, Alcool y Portland

**ANP** – Agencia Nacional de Petróleo e Gás Natural

**ALADI** – Associação Latino-Americana de Integração

**ALALC** – Associação Latino-Americana de Livre Comércio

**ARPEL** – Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás em Latino-América e o Caribe.

**BG** – British Gas

**BID** – Banco Interamericano de Desenvolvimento

**BM** – Banco Mundial

**BP** – British Petroleum

**BRASPETRO** – Petrobrás Internacional S.A.

**CAN** – Comunidade Andina de Nações

**CAF** – Corporación Andina de Fomento

**CNE** – Comisión Nacional de Energía de Chile

**CEPAL** – Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe

**CIER** – Comissão de Integração Energética Regional

**CONPES** – Conselho Nacional de Política Econômica e Social de Colômbia

**CREG** – Comissão de Regulação de Energia e Gás

**EIA** – Energy Information Administration

**ECOPETROL** – Empresa Colombiana de Petróleos

**ENAP** – Empresa Nacional del Petróleo

**ENERGAS** – Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina

**FMI** – Fondo Monetario Internacional

**FONPLATA** – Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata

**GASBOL** – Gasoduto Bolívia – Brasil

**IDH** – Índice de Desenvolvimento Humano

**IEA** – International Energy Agency

**IED** – Investimento Estrangeiro Direto

**IEH** – Iniciativa Energética Hemisférica

**IGU** – International Gás Union

**IIRSA** – Iniciativa pela Integração da Infra-estrutura da América do Sul

**MERCOSUL** – Mercado Comum do Sul

**OCDE** – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

**OLADE** – Organização Latina Americana de Energia

**OPEP** – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

**OSINERG** – Organismo Supervisor de la Inversión en Energía del Perú

**PDVSA** – Petróleos de Venezuela S.A.

**PEMEX** – Petróleo de México

**PETROBRAS** – Petróleo de Brasil S.A.

**PETROECUADOR** – Empresa Estatal Petróleos del Ecuador

**PETROPAR** – Petróleos Paraguayos

**PETROPERU** – Petróleos del Perú

**PNUD** – Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

**PIW** – Petroleum Intelligence Weekly

**SIRESE** – Sistema de Regulação Setorial

**YPF** – Yacimientos Petrolíferos Fiscales

**YPFB** – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

### *Unidades*

**bcf** – Bilhões de pés cúbicos

**bcm** – Bilhões de metros cúbicos

**bbl** – Barris de petróleo

**boed** – Barris equivalentes de óleo por dia

**GWh/ano** – GigaWatt hora por ano

**kWh/hab** – QuiloWatt hora por habitante

**Mbepd** – Milhões de barris equivalentes de petróleo por dia

**MMm<sup>3</sup>** – Milhões de metros cúbicos

**MMm<sup>3</sup>/d** – Milhões de metros cúbicos por dia

**Mscfd** – Thousand Standard Cubic Feet per day

**MW** – MegaWatt

**TMC** – Trilhões de Metros Cúbicos

**TPC** – Trilhões de Pés Cúbicos

## **Capítulo I**

### **Introdução**

O mundo e especialmente as economias em desenvolvimento encontram-se em um ciclo econômico que significa cada vez maior demanda do produto global, energia. Ao mesmo tempo em que aparecem dúvidas sobre o abastecimento desta, resultando ser uma problemática complexa pela sua necessidade intrínseca de ser sustentável. Contudo o problema da “segurança energética” no mundo é um tema chave. E é conveniente se referir a ela no contexto da integração da América do Sul, já que certamente deveria fazer parte essencial de uma estratégia de desenvolvimento para a região no contexto de uma complexa fase de transição energética.

E não poderia ser de outra forma. Pois a energia se tem constituído, nos últimos tempos, em um dos âmbitos prioritários da cooperação internacional e tem chegado a se conceber como matéria propícia para a integração. Como se apreciou na Europa e atualmente de forma específica, no continente americano. Sendo assim, a situação energética da América do Sul apresenta características que a favorecem, sem duvidas a região se esforça em conseguir acordos que a levem ao aproveitamento racional dos recursos naturais que dispõe e que faz evidente que integração e energia são dois conceitos que vem unidos da mão. O que permitiria aos países da região o aproveitamento das suas fortalezas e a redução das suas debilidades.

Nesse contexto as redes internacionais são essenciais para processos de integração econômica ou energética em bloco ou de países vizinhos, dado que sob estas fluem bens e

pessoas (transporte), energia (rede energética) e informação (rede de telecomunicações). Sendo considerado dito processo unificador uma opção estratégica de política exterior, necessária para a participação da América do Sul, em melhores condições no processo de globalização ou mundialização.

Sendo assim, no caso da integração energética, a idéia central desta é assinalar a contribuição que o setor energético, característico de cada país, pode oferecer ao processo de desenvolvimento econômico e social em um esquema de política de integração regional (UDAETA, 2005). Logicamente esclarecendo que o mencionado processo é uma consequência e não o fim, dado que sempre aparece como oportunidade. Como aconteceu, durante a crise do petróleo da década de 1970, que contribuiu à revalorização dos vastos recursos energéticos da região criando o clima para impulsionar a interconexão dos mercados regionais como foi o caso dos empreendimentos hidrelétricos ou na construção de alguns gasodutos.

No caso do tendido dos gasodutos, estes se emolduraram no projeto de integração gasífera na América do Sul, e assim como qualquer projeto envolve a participação de diversos agentes, de diferentes origens, importância e poder de influência no andamento deste. Entre esses agentes estão os governos, as empresas de petróleo e gás natural (GN) regionais e internacionais, as entidades regionais, os consumidores, as organizações não governamentais, outros blocos econômicos, e instituições multilaterais de crédito, os quais, são exemplos de partes afetadas com dito processo. De tal forma que se consiga equilíbrio entre os interesses dos países, as necessidades da população e a eficiência setorial.

Então foi o potencial de hidrocarbonetos (petróleo e gás) na região o que resultou atrativo para os interesses de empresas de petróleo e gás, regionais e internacionais chamadas neste trabalho de “petrolíferas”, as quais viram a investir nos diferentes elos da cadeia do gás natural e na execução de gasodutos binacionais. Desta forma, no intuito de mostrar como as decisões destes agentes têm impacto no processo integrador, propô-se investigar, na presente dissertação, a relação entre as petrolíferas - os mercados de gás na região e - a integração energética.

Tendo em consideração todo esse panorama energético na região, o presente estudo teve como marco de referência os seguintes fatos:

- **Crescimento da infra-estrutura de interconexões e as suas perspectivas.** Durante a década de 1990 se consolidaram na região obras de interconexão energética, e de transporte de gás em particular<sup>1</sup>, que facilitaram a penetração e substituição de outros combustíveis por este energético. As exportações de gás desde a Argentina e Bolívia com destino aos mercados do Chile, Brasil e mais recentemente para o Uruguai, significaram 18% da demanda da região em 2002. Os prognósticos para o ano 2010 são que dito intercâmbio alcance quase 30% da demanda da região (GARCÍA CONSULTORES, 2003).
- **Abertura dos mercados de energia.** Na América do Sul, possibilitou-se a entrada de empresas internacionais de petróleo e gás natural, assim como a internacionalização de empresas regionais denominadas “*translatinas*” (CEPAL, 2005). Verificando-se um aumento considerável das fusões, aquisições e troca de ativos entre algumas empresas internacionais. Assim, o novo porte dessas empresas de energia as tornou capazes de exercer influência sobre o processo de integração da região por meio da facilidade de maiores investimentos. Elas são, certamente, uma das partes cujos interesses alteram e são alterados pela integração energética regional.  
  
E com isso, é necessário identificar em que grau e em que condições lhes interessam a integração, pois, em determinados casos, haverá a necessidade de ação direta por parte das autoridades seja no sentido de incentivar, seja no de limitar ou coibir a atuação das empresas.
- **A dinâmica do setor e o relançamento do processo de integração.** Dada a crescente participação do gás natural na matriz energética dos países da região e as novas propostas de interconexão gasífera na região, que definem premissas e objetivos de uma visão compartilhada do mercado energético comum.

---

<sup>1</sup> Segundo consta no relatório da ARPEL (2003), para o ano 2002 ditos vínculos tinham totalizado uma extensão de aproximadamente 8.200 km de gasodutos e investimentos de US\$ 4, 3 bilhões.

Nesse contexto, o objetivo da presente pesquisa é analisar o processo de integração energética em função das principais empresas de petróleo atuantes na indústria de gás natural na América do Sul. Considerando a premissa de que ditas empresas possuem seus próprios interesses e objetivos que podem, em maior ou menor grau, contribuir para o avanço ou para o atraso (ou desvio) da integração dos mercados de gás na região. Para esta análise se citam as petrolíferas internacionais e regionais atuantes na América do Sul, como PETROBRAS, PDVSA, REPSOL-YPF e TOTALFINA-ELF.

Neste sentido, as principais contribuições do presente estudo são:

- Mostrar as perspectivas da integração energética na América do Sul;
- Destacar o aporte das petrolíferas regionais no desenvolvimento dos mercados de gás nos seus países de origem, assim como dos países onde têm presença;
- Mostrar o panorama do ressurgimento das empresas petrolíferas estatais da região;
- Apresentar o grau de interesse e participação das empresas nos futuros projetos gasíferos.

Como resultado do estudo feito e, no intuito de mais adequadamente estruturar o encaminhamento da análise, a presente dissertação foi dividida em 6 capítulos.

Por trata-se da parte introdutória, no Capítulo I, são colocados o objetivo, a justificativa, a metodologia, as contribuições e o contexto no qual será desenvolvido o presente estudo.

No segundo capítulo é apresentado “O Estado da Arte da Integração Energética”, o qual é dividido em 3 partes. Na primeira parte se aborda o Desenvolvimento Regional e Integração Energética, sendo que estes são elementos inerentes aos governos e também, intrinsecamente, convergem nas rotas para a indústria energética. Na segunda parte se realiza uma análise do Histórico, contexto e perspectivas do processo de Integração Energética na região, descrevendo as origens dos projetos energéticos, para entender a dinâmica atual de ditos projetos e analisar o futuro dos mesmos. A terceira parte, ocupa-se da discussão do aspecto institucional da integração energética regional, o qual está constituído pelas entidades que atuam diretamente com questões

relacionadas ao setor energético ou à integração econômica mais ampla na qual está inserida a integração energética da região.

No capítulo III é analisada “A Indústria do Gás Natural na América do Sul”, ficando dividido em cinco seções, sendo a primeira parte uma descrição das Origens da Indústria de GN, a segunda parte trata das Implicações das reformas do setor gasífero no processo de integração. A terceira seção mostra o Panorama gasífero regional, para ter claro conhecimento do potencial da região já seja em reservas, demanda e oferta. Já na quarta parte se mostram os projetos de importação e exportação de gás, e suas possibilidades de se viabilizar. Por último na quinta seção se chega ao reconhecimento dos Principais *Players* internacionais na Indústria de GN na região, como é que estas empresas estão distribuídas nos países.

O capítulo IV trata sobre “As Empresas Petrolíferas e a Integração Gasífera na América do Sul”, dividida em três partes. A primeira parte aborda o tema das Empresas Transnacionais e sua Estratégia de Investimento em Hidrocarbonetos (petróleo e GN), sendo que estas tiveram grande presença nos anos de 1990 resultante de um ascenso sem precedentes do Investimentos Estrangeiro Direto, em exploração e desenvolvimento, como consequência das políticas de abertura ao investimento privado em quase todos os países petroleiros da América Latina. Na segunda parte, trata-se das Petrolíferas estatais e privadas no mercado regional de hidrocarbonetos, a abertura ao investimento privado permitiu às petrolíferas privadas, maior diversificação geográfica de suas operações nas atividades *upstream*. Embora na maioria desses países, sobre tudo em vários latino-americanos, o Estado tem conservado a propriedade das empresas petrolíferas públicas ou também denominada estatais. Na terceira parte, analisa-se as *Majors* petrolíferas ou “*Global Players*” atuantes na América do Sul, dado que a abertura dos mercados de energia, possibilitou a entrada de empresas internacionais como Exxon-Mobil, Chevron-Texaco e Shell e, especificamente de empresas criadas a partir da privatização de estatais européias Repsol-YPF, ENI-Agip, TotalFina-Elf e British Petroleum-Amoco.

No capítulo V é apresentada “A Caracterização das Petrolíferas Regionais e as Internacionais”. Analisando-se para isso as petrolíferas de maior desempenho na região. A PETROBRAS, a trajetória bem sucedida sempre marcada por grandes desafios, aponta para a

estratégia de liderar, nos próximos anos, o mercado de petróleo, gás natural e derivados na região, assim como fortalecendo cada vez mais sua atuação internacional. A PDVSA, projeta-se como grande agente integrador na América do Sul, pois procura integrar os esforços das empresas estatais em áreas tais como desenvolvimento de infra-estrutura, refino conjunto e coordenação do suprimento de hidrocarbonetos na região. A REPSOL-YPF, na sua estratégia de expansão gerencia seus ativos na Argentina, Brasil e Bolívia (ABB) para capturar sinergias e eficiências entre segmentos e países. A companhia é, assim, parte do projeto de integração gasífera regional, sendo uma das principais investidoras na indústria de GN no Cone Sul. A TOTALFina-ELF, tem demonstrado interesse na participação dos gasodutos que integram os países do Cone Sul. Na parte final do presente capítulo, mostra-se como as petrolíferas posicionam-se frente à integração energética, comparando para isso as atividades que estas realizam em prol de dito processo.

No capítulo VI, considerando que com a liberalização dos modelos energéticos na região, as petrolíferas internacionais passaram a realizar grandes investimentos que facilitaram de certa forma com os esforços de integração energética na América do Sul, assim também o fizeram as petrolíferas estatais regionais. É nesta perspectiva que o presente capítulo apresentam-se as conclusões do estudo.

A autora desta dissertação não teve a pretensão de responder todas as questões, e tampouco identificar e analisar todos os aspectos relacionados ao tema da Integração Energética, tema polemico ainda mais pelos fatos acontecidos em 2005 e 2006 na Bolívia. O aprofundamento em algumas questões fica como sugestão para futuras pesquisas.

## **Capítulo II**

### **Estado da Arte da Integração Energética**

Este capítulo analisa o estado da arte da integração energética, abordando a eletricidade e o gás natural<sup>2</sup> no âmbito da América do Sul. Para tanto, considera-se que o desenvolvimento de vínculos energéticos entre os países e a intensificação do comércio no setor de energia fortalece e impulsiona a integração da mencionada região. Este processo se faz evidente devido aos problemas internos de cada país, problemas esses que surgem da crise momentânea, por vezes contribuindo e outras obstruindo, de qualquer forma a integração energética sempre visaria contribuir à ampliação e, conseqüentemente, para a consolidação de um mercado comum.

#### **2.1. Desenvolvimento regional e integração energética**

A energia é a única moeda corrente universal, que deve ser transformada para começar qualquer coisa. A evolução da sociedade humana sempre foi dependente da conversão de grandes quantidades das mais concentradas e versáteis formas de energia (SMIL, 1994, p.1), porque esta em suas várias formas (mecânica, química, elétrica, térmica, e de radiação eletromagnética), é uma variável importante, mas não primordial, para todas as aspirações e serviços demandados pela sociedade. Assim, está intimamente ligada a uma série de questões sociais.

---

<sup>2</sup> Esses dois energéticos são abordados, considerando a potencialidade hídrica e gasífera da região e porque é com relação a eles que se empreenderam importantes projetos de integração tanto bilaterais como multilaterais. Embora a integração energética poderia acontecer considerando energéticos como o petróleo, carvão mineral e biocombustíveis.

A qualidade e quantidade dos serviços de energia, e como são supridos, não só têm efeito em questões sociais como saúde, educação e redução dos níveis de pobreza, como também garantem que máquinas, equipamentos e veículos possam ser utilizados (separando o desenvolvimento econômico anterior ao da Primeira Revolução Industrial, no século XVIII, onde a única força motriz era do homem e dos animais). Além disso, por onde passam cabos de eletricidade, passam também ductos de água, petróleo, gás, cabos de telecomunicações, estradas de ferro e auto-estradas. Pode-se afirmar então que o desenvolvimento econômico de uma região depende, em parte, do desenvolvimento primário e da garantia do suprimento de energia (elementos inerentes aos governos), porque estes convergem nas rotas para a indústria energética e contribuem para o bem-estar da sociedade. Desse modo, como bem assinala Grimoni *et al* (2004, p. 34) o desenvolvimento não é uma consequência, e sim um estado de coisas que se consegue e se procura através do tempo, independentemente do paradigma temporal de “desenvolvimento” que se assuma em uma determinada época.

Além de ser fator essencial para o desenvolvimento de uma vida moderna, sendo a energia considerada um serviço público e os recursos disponíveis para sua produção como pertencentes à riqueza da sociedade, as questões de tarifas de serviços ou preços de fontes de energia, segurança no abastecimento e qualidade, passam a ser particularidades da integração energética. Subjacente a esse tema, há a discussão sobre relações entre as esferas pública e a privada e os limites de cada uma. Por exemplo, o que se espera da aplicação do capital público na geração de energia é que este garanta a busca do desenvolvimento econômico e sustentável das populações, que contribuíssem com aquele capital através do pagamento de impostos.

Segundo Saghir<sup>3</sup> (2004), os países em desenvolvimento devem dar uso moderno à energia, ter eficiência e sustentabilidade ambiental na sua oferta e uso, e contribuir para a estabilidade macroeconômica e fiscal do país. Deste modo, abraçarão a visão denominada por ele de

---

<sup>3</sup> Discurso do Jamal Saghir, diretor de Energia e Água do Banco Mundial, no evento “Energia para o Desenvolvimento”, realizado em 2004 na Holanda: “os países que mostram melhoria na redução da pobreza investiram em infra-estrutura energética e na implementação de programas de longa escala na previsão de serviços de energia, mas mesmo que estes investimentos foram feitos o consumo per capita é mais nos países desenvolvidos em comparação aos países em desenvolvimento, o crescimento econômico de muitos países está confinado ainda pelo uso de energias caras e poluidoras e o consumo de energias renováveis é uma parte muito pequena do total consumido”.

“segurança de energia para o desenvolvimento”, que será a força das discussões sobre energia nos países em desenvolvimento e que estará no marco da *Commission on Sustainable Development*.

Respalhando-se na idéia de que o setor energético não é fim em si mesmo, e sim um meio para atingir as bases de um crescimento sustentado e de um processo de desenvolvimento sustentável, Koprach<sup>4</sup> (2003) sugere que essa ambicionada segurança de energia ou segurança no abastecimento poderia ser obtida por meio: do acesso a fontes regionais de abastecimento, diminuindo custos de logística e riscos de desabastecimento; da captura de sinergias entre os diferentes mercados e fontes de recursos energéticos, e da maximização do uso da infra-estrutura existente em cada um dos países da região. Esta idéia também foi abarcada pela Comissão Econômica para América Latina e o Caribe (CEPAL), nas décadas de 50-70 do século XX, como um modelo de desenvolvimento regional. Seu objetivo era mitigar e/ou amenizar os problemas advindos da utilização desmedida de políticas neoliberais.

Segundo Ferranti *et al* (2003) no relatório do Banco Mundial, a América Latina, uma das regiões com maior desigualdade no mundo, precisa de investimentos em segurança energética para contribuir na busca do crescimento econômico sustentado e desenvolvimento sustentável desejados pelas populações. Nos termos do relatório "Desigualdade na América Latina e no Caribe: rompendo com a história?<sup>5</sup>", o banco ressaltou que, especificamente no caso da América do Sul, que é uma região rica em recursos naturais e com um grande potencial (especialmente para o seu suprimento de energia), ainda são necessários esforços para propiciar o acesso de energia a toda a população. Além disso, as economias dos países estão em crescimento, mas não diminuem os problemas de pobreza, desemprego e exclusão. O Brasil e o Chile são dois exemplos de economias fortes que mostram muitas desigualdades, pois os 10% mais ricos da população, nesses países, recebem até 47% do montante nacional.

---

<sup>4</sup> Gerente Geral da Empresa Nacional del Petróleo de Chile (ENAP), durante o Primeiro Simpósio de Integração Energética em 2003, organizado pela Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás em América Latina e o Caribe (ARPEL).

<sup>5</sup> Os 10% mais ricos da população recebem entre 40% e 47% dos ingressos totais gerados pela região, enquanto os 20% mais pobres só recebem entre 2% e 4%. Ou seja, a riqueza está concentrada em poucas mãos. Segundo o relatório, a desigualdade na região é "enorme e extrema", só comparável à que ocorre em alguns países da África e alguns estados da ex- União Soviética.

Como já mencionado, as economias dos países da região vêm apresentando um significativo crescimento econômico, demonstrado no “*Balance de las Economias de América Latina y el Caribe 2005*” da CEPAL, segundo o qual:

- A Argentina em seu processo de reestruturação *pós-default*<sup>6</sup>, apresentou em 2004 um crescimento de seu Produto Interno Bruto (PIB) de 9,0%. Em 2005 a atividade novamente se incrementou e estima-se que o crescimento tenha sido de 9,1%;
- Em 2005, a economia boliviana cresceu aproximadamente 3,8%, taxa que representou um incremento de 0,2% pontos percentuais com relação a 2004;
- O Brasil teve uma boa recuperação em 2004, com crescimento de 4,9%, embora não tenha dado continuidade em 2005, com aumento do PIB de 2,3%;
- Em 2005, a taxa de crescimento do PIB no Chile atingiu pelo segundo ano consecutivo 6% anual, o que consolida a recuperação econômica do país;
- Em 2005, a economia colombiana cresceu mais de 4%, impulsionada tanto pelo bom comportamento da demanda interna, quanto pelo investimento;
- Estima-se que, em 2005, o crescimento da economia no Equador tenha sido de 3%, menos da metade registrada em 2004 (6,9%), principalmente devido à desaceleração do crescimento da atividade petrolífera;
- O Peru teve crescimento de 5% em 2004, semelhante ao do Brasil, 6% em 2005;
- A Venezuela, com surpreendentes 17,3% em 2004, e 9% em 2005, foi a economia que mais cresceu na América do Sul, recuperando-se do colapso político-econômico iniciado em 2001 e agravado com a crise de sua petrolífera estatal PDVSA, em 2003.

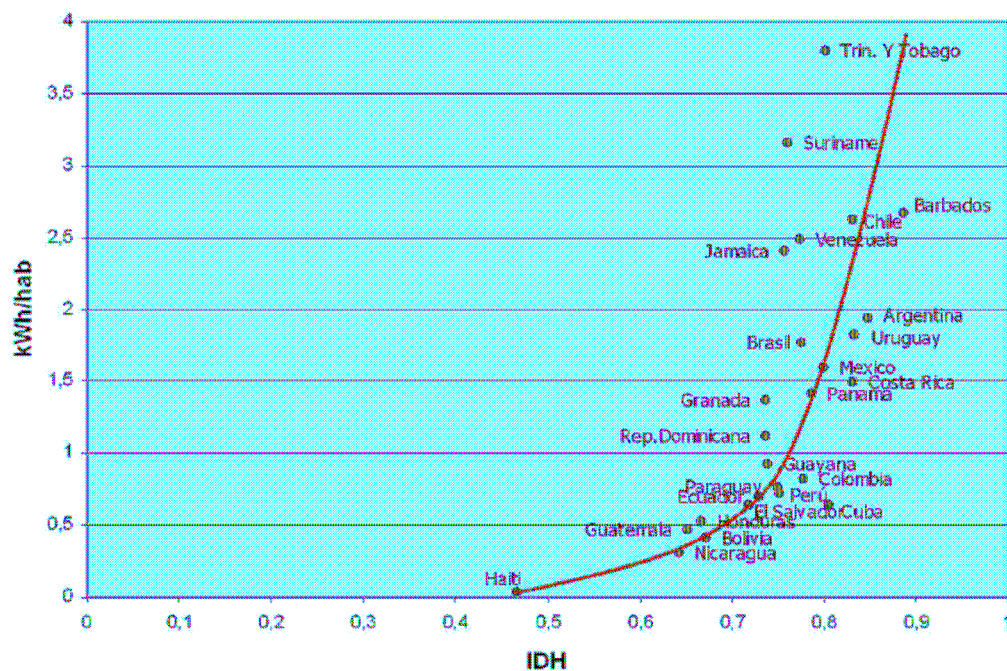
Porém, mesmo que os valores sendo altos para os padrões latino-americanos, tais resultados basearam-se principalmente em exportações de *commodities* (agrícolas e minerais) e aumento da participação de serviços governamentais no PIB. Ao mesmo tempo, a demanda por energia sempre acompanhou de forma próxima esses índices de crescimento (a média da demanda nos países da região cresceu a uma taxa um pouco maior do que a do PIB). Assim, os investimentos

---

<sup>6</sup> Logo do processo que se prolongou por mais de três anos, efetuou-se a troca pública que não foi paga (default), a mesma que se materializou quando os entes financeiros, *Wall Street*, os bancos e os fundos de investimento, que são os possuidores da dívida Argentina, comunicaram que o país não poderia pagar esses compromissos.

nessa área deveriam ser sólidos e bem estruturados, apresentando seriedade no comprometimento político em questão.

Todas as tentativas de integração na região, sejam no âmbito econômico, político ou energético, orientam-se a erradicar a pobreza ou pelo menos diminuir a brecha de desigualdades. No Gráfico 2.1, é apresentado o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), que mede o nível de desenvolvimento humano dos países, utilizando como critérios indicadores: a educação (alfabetização e taxa de matrícula), longevidade (esperança de vida ao nascer) e renda (PIB *per capita*). Ao ser relacionado com o consumo de energia, esse índice mostra uma boa indicação da prosperidade da sociedade. Assim, conforme o gráfico, os países com menor crescimento econômico relativo são os que consomem menos energia *per capita*.



**Gráfico 2.1** Consumo *Per Capita* de energia e IDH (2002 – 2003)  
**Fonte:** Udaeta, sobre a base de dados da OLADE e do PNUD, 2005.

Segundo o Gráfico 2.1, o consumo *per capita* na América Latina está muito aquém do verificado nos países desenvolvidos. Segundo compilações do Udaeta (2004, p. 91), vários especialistas em energia consideram que o nível de 3.000 kWh/hab seria um patamar mínimo aceitável, o qual, como observado, não foi atingido por nenhum dos países da região. O processo de integração energética poderia trazer conseqüências diretas para o desenvolvimento humano

dos países sul-americanos, à medida em que trabalha dentro de princípios de eficiência, que é obtida através da otimização de sistemas operacionais e da redução de impactos ambientais.

Dentro de um balanço da década passada, os atores envolvidos na integração energética para o desenvolvimento da América do Sul devem avaliar, tanto em nível energético como geral: as reformas (mudanças atuais e objetivos das “novas regras de jogo” dos principais mercados energéticos: petróleo, gás e eletricidade no continente), as características do setor (regulação, preço e qualidade, competitividade, planificação e serviços, e aspectos ambientais) e a prospecção (possíveis desenvolvimentos futuros), além de incluir conscientemente a eficiência e as novas fontes e formas de energia (BID, 2001).

É de se considerar também que os empreendimentos de integração energética na América do Sul são instrumentos para o desenvolvimento sustentável, porque possibilitam as integrações nos aspectos políticos, culturais, econômicos, ambientais e sociais (inclusive a inclusão no mercado global). Isso porque, dentre todas as classes de infra-estrutura (logística, saneamento, comunicações e energia), a de energia é a base para garantir o desenvolvimento das demais e o mais rápido desenvolvimento econômico e humano (social). Porém, há de se destacar que a idéia central da integração energética é assinalar a contribuição que o setor energético, característico de cada país, poderá oferecer ao processo de desenvolvimento econômico e social, em um esquema de política de integração regional. Pensando nas oportunidades atuais, a participação dos atores privados no setor de energia deve respaldar e assimilar os planos dos entes públicos (UDAETA, 2002, p.69-110; BOERIA, 2006). Neste trabalho, adotou-se como hipótese que a integração energética permite ganhos substanciais de competitividade para as economias da região. Estes ganhos seriam decorrentes tanto da melhoria da confiabilidade dos sistemas energéticos nacionais quanto da redução de custos, principalmente de investimento, graças aos ganhos de escala e de escopo oferecidos pela ampliação dos mercados energéticos.

## **2.2. Histórico, contexto e perspectivas do desenvolvimento da integração energética na região**

Considera-se que a integração energética se insere em um processo mais abrangente, que é a integração regional. Segundo Oxilia (2006), a integração energética regional na América Latina, enquanto processo histórico, apresenta uma realidade mais complexa que a relação meramente comercial. Ela pressupõe o estabelecimento de laços duradouros que geralmente – mas não necessariamente – implicam relações que vão além dos aspectos econômicos, envolvendo também aspectos culturais, políticos e sociais. Por isso, considera-se o processo de integração energética regional como um caso específico da integração regional, mas com características que lhe são próprias.

Desse modo, a integração, seja econômica<sup>7</sup> ou energética, pode ser entendida como “um elemento tático e estratégico da política exterior”. A noção da CEPAL (2006) sobre a integração respalda este ponto de vista, já que considera a integração energética como um assunto dos estados e dos governos, que não implica a exclusão dos setores empresariais privados. Para Figueroa (2004), a integração energética da região é um dos meios para garantir o suprimento a longo prazo quando no país de origem existem recursos abundantes e, em consequência, o potencial para novos descobrimentos. Entretanto, devem se dar as condições para que realizem investimentos obrigatórios em exploração e desenvolvimento nos países provedores.

Se a integração for observada em termos de infra-estrutura, a história remonta ao fim do século XIX, com a construção de estradas e hidrovias entre os países do norte e do sul da América do Sul. Um dos primeiros registros escritos da preocupação com a integração regional encontra-se no trabalho “A junção do Amazonas ao Prata<sup>8</sup>” do engenheiro Eduardo Jose de Moraes, editado no Rio de Janeiro, em 1890. Esse projeto, identificado como XXXI Memória

---

<sup>7</sup> Definida como o tratado mediante o qual dois ou mais países concordam em eliminar progressivamente as barreiras econômicas entre os membros da comunidade, assim como estabelecer políticas comerciais, micro e macroeconômicas, aplicáveis aos membros desta comunidade e frente a terceiros (BALASA, 1964; JANAMPA, 2004).

<sup>8</sup> A bacia do Prata é a segunda maior bacia hidrográfica da América do Sul. É formada pelos rios Paraguai, Paraná e Uruguai que juntos drenam uma área correspondente a 10,5% do território brasileiro, com 3,2 milhões de quilômetros quadrados. Das cabeceiras até a foz, atravessa quatro países: Brasil, Paraguai, Argentina e Uruguai. No Brasil, abrange os Estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (AMBIENTE BRASIL, 2006). Disponível em: <http://www.ambientebrasil.com.br>.

solicitava ao governo brasileiro as concessões indispensáveis para a união das bacias do Amazonas e do Prata. Quase um século depois, no final da década de 1960, estudos do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) apresentaram uma proposta de junção das bacias do Orinoco, Amazonas e Prata (com uma extensão de 9.818 quilômetros), em um relatório da Comissão da Bacia do Rio da Prata de 1969 (LARRAÑAGA, 2002).

A interconexão das infra-estruturas energéticas iniciou-se na América do Sul a partir da crise do petróleo dos anos 1970, tendo sido pouco relevante até então. A perspectiva de preços elevados para o petróleo fez com que se revalorizasse os vastos recursos energéticos da região, o que criou o clima necessário para impulsionar a interconexão dos mercados regionais, começando pelos empreendimentos hidrelétricos binacionais. Sendo assim, a integração energética começou no contexto do desenvolvimento dos dois principais processos de integração econômica regional, a Comunidade Andina de Nações (CAN) e o Mercado Comum do Sul (MERCOSUL), instaurados após o esvaziamento definitivo da Aliança Latino-americana de Livre Comércio (ALALC), criada em 1960. Assim, foram elaboradas políticas energéticas de desenvolvimento sustentável, assinados acordos internacionais para o fornecimento de energia e construídos projetos de produção e transporte de energia que ultrapassaram as fronteiras nacionais.

Já na década de 1990, foi lançada uma nova proposta de integração energética<sup>9</sup> que abarcava toda a América Latina, no contexto das reformas estipuladas na Iniciativa Energética Hemisférica (IEH), anunciada em Miami, em 1994. A privatização dos serviços de infra-estrutura e a reestruturação destes setores tornaram-se imperativas, como condições para a efetivação das referidas mudanças. Hoje, percebe-se que tais reformas não conseguiram os resultados esperados, especialmente naqueles países que venderam suas empresas estatais de petróleo e gás natural. Os pilares da IEH, baseados na privatização, abertura comercial e desregulamentação do setor, têm começado a ser questionados, ao mesmo tempo em que têm surgido novas propostas de cooperação e integração energética (RUIZ, 2006; CRUZ, 2004).

---

<sup>9</sup> A Iniciativa para as Américas, proposta pelos Estados Unidos em 1989, deu origem à cúpula das Américas, que foi celebrado em Miami, em dezembro de 1994. Nessa cúpula, foi inaugurada a denominada “Iniciativa Energética Hemisférica” na qual se delinearam as reformas do Consenso de Washington, realizado em novembro de 1989 (RUIZ, 2006).

Pode-se dizer que o processo de integração energética é também produto de vontades políticas e estratégicas, que dependem do delineamento político local. Do mesmo modo, é produto às vezes da construção dos grandes capitais, podendo facilitar a exploração dos recursos locais em favor de multinacionais. Dessa forma, a integração energética foi proposta como uma necessidade para que os países pudessem ter melhores condições no processo de globalização ou mundialização.

O estudo feito para o BID pela consultora Mercados Energéticos, em 2002, diz que os projetos de integração energética ocorrem por múltiplas razões, entre as quais se destacam:

- Distribuição desigual dos recursos energéticos entre os distintos países;
- Nível desigual de exploração;
- Diferente valoração econômica ou tarifação dos recursos energéticos;
- Desbalanceamento entre oferta e demanda dentro de cada país;
- Diferenças temporais nos diversos países, que podem ser relativamente permanentes, estacionais ou, inclusive, instantâneas;
- Diferenças nas disposições de proteção ambiental;
- Diferenças nas políticas de desenvolvimento, etc.

A razão mais importante das anteriormente mencionadas é constituída pelas dotações naturais na América do Sul<sup>10</sup>, por serem extremamente heterogêneas. Em consequência, também o são as características de seus sistemas energéticos, considerando desde a diversidade biológica até a diversidade energética. Entretanto, traduzir esse potencial em benefício mútuo não tem sido simples. Na Tabela 2.1, são mostrados os recursos energéticos da região, que se comparados com as reservas mundiais representam 8% do petróleo, 4% do gás natural, 2% do carvão mineral e 25% do potencial hídrico.

---

<sup>10</sup> “Região que possui mais de 17 milhões de quilômetros quadrados de extensão e 361 milhões de habitantes. Seu PIB se aproxima de US\$ 973 bilhões, com US\$200 bilhões em exportações. Apresenta um quarto das espécies animais do mundo, 10% da superfície cultivável, 30% das florestas de madeira e uma das maiores reservas de água doce, petróleo e gás do planeta” (discurso inaugural da Comunidade Andina de Nações, dezembro de 2004).

**Tabela 2.1.** Inventário de recursos energéticos na América do Sul (2004).

| Potencial hidrelétrico | 580.606 MW – 3.146,072 GWh/ano |                                |                                        |
|------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------------------|
| Potencial utilizado    | 26%                            |                                |                                        |
| <b>Energético</b>      | <b>Reservas Provadas</b>       | <b>Unidade</b>                 | <b>Relação Reserva/Produção (anos)</b> |
| Petróleo               | 112,80                         | 10 <sup>6</sup> bbl            | 31                                     |
| Gás natural            | 7,52                           | 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> | 47                                     |
| Carvão mineral         | 21,0                           | 10 <sup>6</sup> T              | 280                                    |

**Fonte:** OLADE, 2006; baseado em dados do SIEE<sup>11</sup>, 2005.

Assim, comparativamente, a região conta com vantagens que resultam em um grande potencial para que fluxos regionais de comércio de energia sejam desenvolvidos, favorecidos pelos baixos custos de oportunidades dos energéticos. Isso garante a possibilidade de se constituir, na América do Sul, um centro de suprimento compartilhado através do estabelecimento de estratégias cooperativas, buscando a segurança do abastecimento regional. Considerando as fontes de energia oriundas dos países e as mudanças que se introduziram em suas matrizes energéticas, encontram-se países com excedentes de geração, que podem exportá-los. Estes países são a Venezuela, Colômbia, Argentina, Paraguai, Peru e a Bolívia. Por outro lado, os países deficitários que necessitam comprá-la são o Uruguai e o Chile. No caso do Brasil, em abril de 2006, foi conquistada sua auto-suficiência em petróleo<sup>12</sup>. O gás natural nacional, entretanto, ainda não abastece suficientemente o mercado interno, razão pela qual o Brasil precisa do gás dos países vizinhos, como a Bolívia. Isso ocorre porque as maiores reservas encontram-se no mar, mas planeja-se que sejam exploradas até 2010.

Na região, são dois os referenciais de interconexão física já implementados, que historicamente marcam a viabilidade da integração energética: os fluxos de energia elétrica e de gás natural. Este último será desenvolvido em um subtítulo à parte.

<sup>11</sup> Refere-se ao Sistema de Informação Estatística Energética (elétrica e de hidrocarbonetos) da OLADE, com um histórico de séries desde 1970.

<sup>12</sup> A auto-suficiência do país nesse produto é verificada apenas em termos líquidos, o qual não significa que o país irá parar de importar. O Brasil compra o chamado petróleo leve, que não é muito encontrado por aqui.

### 2.2.1 Fluxos de energia elétrica na região

As iniciativas de integração energética na América do Sul começaram no Cone Sul, como já mencionado, nas décadas de 1970 e 1980. As centrais hidrelétricas binacionais situadas nos rios fronteiriços exerceram, historicamente, o papel motor na interconexão elétrica regional. Assim surgiu Itaipu (Brasil – Paraguai, inaugurada em 1984), que deteve até muito recentemente o título de ser a maior do mundo em capacidade de geração. Outras centrais, como Salto Grande (Argentina – Uruguai, em 1979) e Yaciretá (Argentina – Paraguai, em 1983), foram construídas para aproveitar as variações hidrológicas e os excedentes, determinados a partir das diferenças existentes nas demandas locais. No passado, tanto a construção de centrais elétricas binacionais como de linhas de interconexão elétrica<sup>13</sup> entre países responderam às decisões dos governos, que eram levadas a cabo por empresas públicas (BID, 2001; WIEGERS, 1996).

Já na atualidade, foram iniciados importantes projetos de energia na América do Sul. Este é o caso da interconexão elétrica entre Venezuela, Colômbia e Equador, que entrou em operação em 2003, com capacidade para transportar 250 MW. Como resultado, o fluxo elétrico entre a Colômbia e o Equador multiplicou-se por 10 nesse mesmo ano. Para 2010, está programado um conjunto de novas linhas que permitirá ampliar para cerca de 1800 MW a capacidade de transporte de eletricidade entre os países da região, incluindo o Peru e a Bolívia no corredor de exportação. Além dessas linhas, está programada uma conexão de 300 MW entre a região e os mercados do istmo centro-americano, e outra de 200 MW<sup>14</sup> entre a Venezuela (central de Guri) e a cidade de Boa Vista, no norte do Brasil. Na Argentina, há pouco tempo opera uma central térmica de ciclo combinado (642 MW) para atender o Norte do Chile, criando um vínculo forte, no plano elétrico, entre esses dois países. Além dessas centrais, estão em condições operativas diversas linhas de transmissão que conectam os mercados dos países da região. Cabe destacar a linha (2000 MW) que conecta Rincón (Argentina) a Itá (Brasil), construída durante a crise elétrica brasileira de 2001 (CISNEROS, 2005a; UDAETA, 2005).

---

<sup>13</sup> Uma linha de transmissão internacional pode movimentar fluxos em determinado sentido e funcionar depois em sentido contrário (MARTINEZ, 2002, p. 9).

<sup>14</sup> Dos quais 60 MW estão atualmente operacionais.

Conforme se mostra na Tabela 2.2, a capacidade de reserva (MW) na América Latina é de 41%, tendo o Mercosul 43% e a região andina 39%. Esse dado confirma a existência de energia em reserva, necessária para garantir a dinâmica das interconexões elétricas na região.

**Tabela 2.2** Capacidade de Reserva (MW) na América Latina.

|                   | <b>América Latina</b> | <b>Mercosul</b> | <b>Andina</b> | <b>América Central</b> |
|-------------------|-----------------------|-----------------|---------------|------------------------|
| <b>Capacidade</b> | 186,2                 | 130,5           | 43,8          | 7,9                    |
| <b>Demanda</b>    | 110,0                 | 74,3            | 26,9          | 5,2                    |
| <b>Reserva</b>    | 76,2                  | 56,2            | 16,9          | 2,7                    |
| <b>% Reserva</b>  | 41%                   | 43%             | 39%           | 35%                    |

**Fonte:** CIER, 2005<sup>15</sup>.

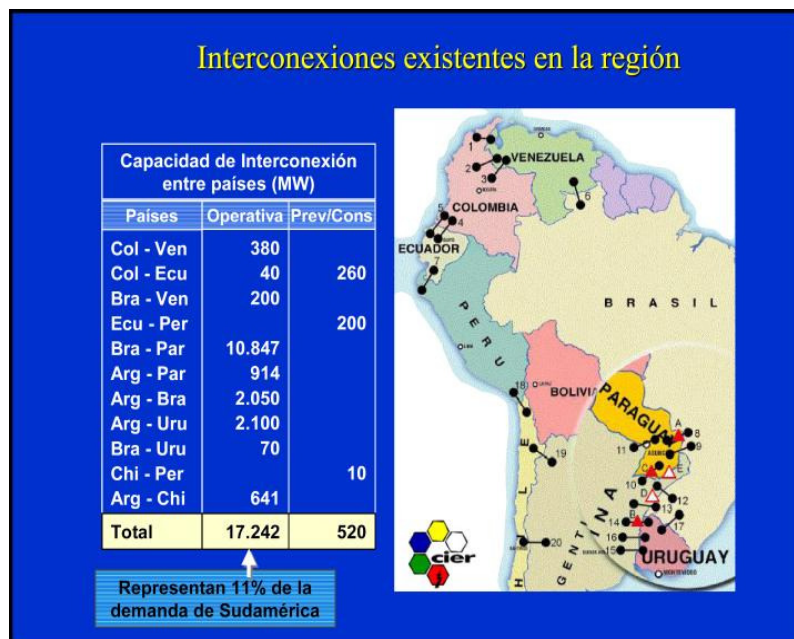
Segundo a *Comisión de Integración Energética Regional* (CIER), a energia anual consumida na América do Sul, em 2005, foi de 793 TWh, além de 60 TWh potenciais que poderiam ser otimizados por compra e venda através das interconexões. Conforme os estudos da CIER, previu-se que para otimizar esses 60TWh deveriam ser realizados ou desenvolvidos 17 projetos de interconexão. Para isso, deveria ser investido US\$ 1,3 bilhão, do qual já foram utilizados US\$ 300 milhões. O US\$ 1,0 bilhão restante será aplicado em redes, e cerca de 7% dessa quantia será aplicada em linhas de transmissão até 2010. Atualmente, os intercâmbios de eletricidade através das interconexões representam 5,7 TWh, ou seja, 0,7 % do total da demanda de energia na América do Sul. A utilização da totalidade do potencial destas interconexões faria seu valor chegar a 4 %.

O estudo feito pela CIER (2005) também estimou os benefícios econômicos por poupança de custos operativos, relativos aos projetos de integração dos mercados elétricos latino-americanos, e os resultados foram auspiciosos. No caso dos países andinos, os estudos sugerem que a integração elétrica permitirá economizar cerca de US\$ 310 milhões em custos operacionais anuais. Além desse ganho, haveria o benefício de sensível melhoria na confiabilidade dos sistemas elétricos de todos os países da região. No Cone Sul, a utilização plena das linhas de transmissão já construídas e em construção permitiria reduzir os custos operacionais dos sistemas da região em cerca de US\$160 milhões. A maior parte dessa economia (US\$120 milhões) ocorreria na conexão do mercado argentino com o mercado do sudeste do Brasil.

<sup>15</sup> Dados baseados na apresentação de Pablo Cisneros, Diretor Executivo da CIER, no PRONERG 2005.

Os ganhos de eficiência dos sistemas elétricos indicados nos estudos da CIER resultariam, em larga medida, do melhor uso da hidraulicidade das centrais. A integração dos mercados vizinhos viabilizaria a exploração da diversidade hidrológica, bem como da diversidade das curvas de carga dos mercados elétricos. Dessa forma, seria possível não apenas minimizar o consumo de combustíveis fósseis nas centrais térmicas, como também reduzir a necessidade de investimentos na ampliação do parque instalado e, de forma muito importante, aumentar a confiabilidade do suprimento de eletricidade. A integração elétrica, segundo o CIER, beneficiaria os consumidores, as empresas de energia elétrica e o meio ambiente.

Como se pode observa na Figura 2.1, os fluxos elétricos entre os países do Cone Sul têm sido significativos. A Argentina é o país que demonstra até hoje maior coerência nos negócios energéticos transfronteiriços. Porém, esse resultado não é determinado pela decisão de adquirir eletricidade produzida nos países vizinhos. Apesar da política de liberalização dos mercados nacionais, adotada pelos países da região na década de 1990, ter estimulado a construção de linhas de transmissão conectando os mercados nacionais, os volumes expressivos de importação de eletricidade refletem a comercialização de excedentes de energia paraguaio e uruguaio de usinas hidrelétricas binacionais.



**Figura 2.1** Interconexões existentes na América do Sul.

**Fonte:** CIER, 2003.

### 2.2.2 Convergência gás natural e eletricidade

Desde os anos noventa, a estratégia de integração das empresas petrolíferas tem como objetivo estender-se também ao segmento de gás natural, em uma cadeia gás-eletricidade<sup>16</sup> que vai desde as reservas até o consumidor final, tanto de gás como de eletricidade gerada de gás natural.

Desse modo, que o gás natural e a eletricidade são dois mercados em processo de convergência em todo o mundo, com aspetos tanto comuns quanto específicos de cada região. Tal processo coincide com a abertura de mercados de energia quanto de gás natural, e está combinado com investimentos maciços em termelétricas de geração a partir de gás. É assim que a tradicional separação entre usos elétrico e calórico, que delimitava a fronteira entre o mercado elétrico e o mercado de combustíveis, vem sendo erodida pela emergência de novas tecnologias. Estas permitem ao gás natural competir com a eletricidade (como por exemplo, na geração de frio), e à eletricidade atender a demanda de energia em segmentos tradicionalmente supridos com combustíveis (como o setor de transportes). A articulação entre esses dois mercados vem sendo processada principalmente por meio da difusão das centrais de ciclo combinado e de motores flexíveis no transporte rodoviário (OLIVEIRA, 2005).

Não é apenas na geração elétrica que o gás vem assumindo um papel mais expressivo, e sim em toda a matriz energética, tanto regional quanto mundial. Em 2003, na América do Sul, foram produzidos e consumidos 93 bilhões de metros cúbicos (bcm) de gás natural, dos quais 25 bcm foram usados para produzir eletricidade. Como mostra a Tabela 2.3, o consumo de GN é altamente concentrado, sendo que seis países – Argentina, Brasil, Bolívia, Chile, Colômbia e Venezuela - apresentam 93% da produção, 97% do consumo primário e 96% do GN que é usado na geração de eletricidade.

---

<sup>16</sup> Esta cadeia gás-eletricidade foi favorecida pela liberalização e privatização dos mercados de eletricidade e gás natural em grande parte dos países da OCDE (Organização para Cooperação e o Desenvolvimento Econômico, e dos países em desenvolvimento). Assim se multiplicaram as alianças estratégicas entre empresas petrolíferas e empresas elétricas de distribuição de gás (CEPAL, 2002, p. 148).

**Tabela 2.3** Mercado de GN - Eletricidade na América do Sul, 2003.

|                       | Consumo Primário de GN<br>em bcm |                     | Parte de GN no<br>consumo primário<br>de energia % | Parte de GN<br>na geração de<br>eletricidade % |
|-----------------------|----------------------------------|---------------------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------|
|                       | Total                            | Em geração elétrica |                                                    |                                                |
| Argentina             | 36                               | 11                  | 51                                                 | 52                                             |
| Bolívia               | 1                                | 0,5                 | 23                                                 | 18                                             |
| Brasil                | 15                               | 3                   | 7                                                  | 4                                              |
| Chile                 | 8                                | 3                   | 26                                                 | 35                                             |
| Colômbia              | 7                                | 2                   | 20                                                 | 14                                             |
| Equador               | 0,5                              | 0,2                 | 5                                                  | 8                                              |
| Peru                  | 0,7                              | 0,4                 | 5                                                  | 5                                              |
| Uruguai               | 0,1                              | 0,0                 | 2                                                  | 0                                              |
| Venezuela             | 23                               | 5                   | 41                                                 | 18                                             |
| <b>América do Sul</b> | <b>91</b>                        | <b>25</b>           | <b>20%</b>                                         | <b>14%</b>                                     |

**Fonte:** IGU, a partir de IEA (Non-OECD Energy Statistics and Balances), 2005.

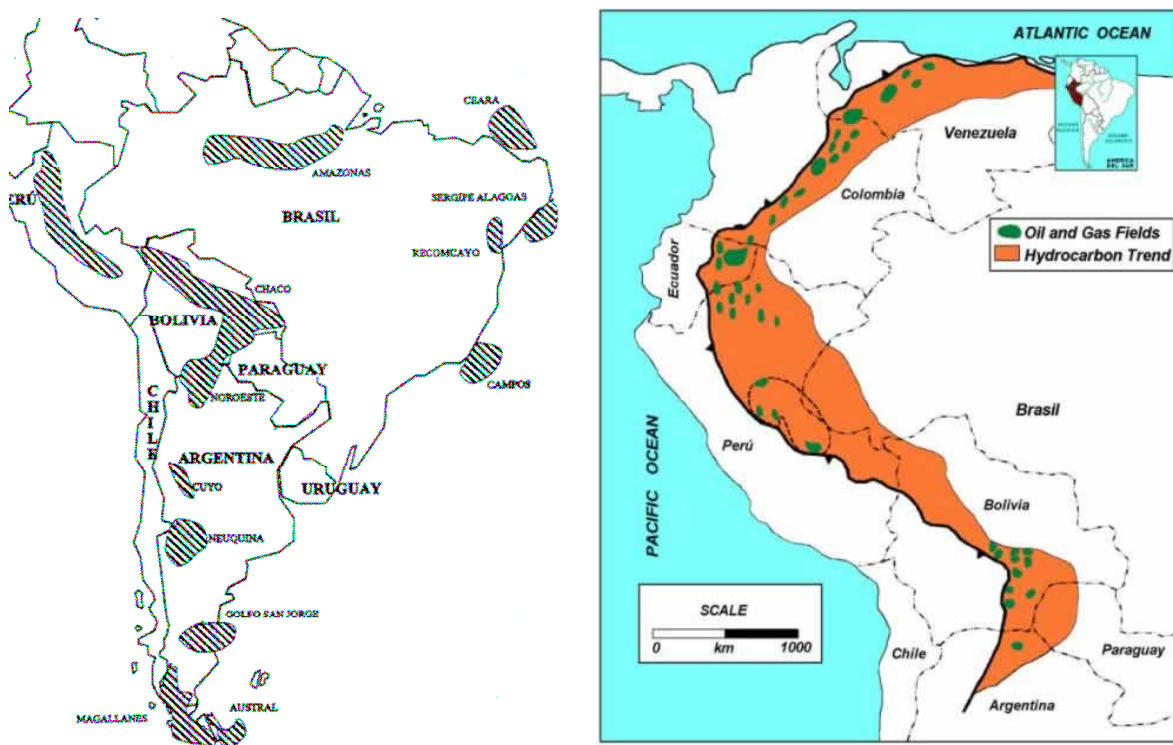
Cerca de 58% da geração latino-americana são hidroeletricidade e 38% termoeletricidade. A integração de sistemas energéticos permitiria que a geração hidrelétrica e a termelétrica se complementassem. A geração elétrica seria o principal impulsor, dado o crescimento da demanda de GN, enquanto que a expansão da infra-estrutura para o transporte de GN torna possível a geração termelétrica em novas áreas (BNAMERICAS, 2005).

### 2.2.3 O gás natural como vetor da integração

O gás natural se constituiu como vetor de referência para integração energética na região, dado que é um recurso energético abundante, que ocupa o terceiro lugar no mundo entre as fontes de energia primárias mais utilizadas, e representa 23% do consumo energético em escala mundial (GASNATURAL, 2006). Ele é menos poluente, motivo pelo qual é cada vez mais utilizado. Além disso, seu rendimento energético é superior ao das centrais de combustível e de carvão, e também é mais aceito que a energia nuclear. Por isso, transformou em um recurso estratégico quase tão valorizado quanto o denominado 'ouro negro'.

As reservas do Cone Sul estão espalhadas em quatro zonas fronteiriças: (i) a jazida do noroeste argentino, geologicamente vinculada à zona de Santa Cruz, na Bolívia; (ii) a jazida Neuquina, na Argentina, vizinha ao Chile; (iii) a jazida Austral, onde se vinculam

geologicamente Argentina e Chile; e (iv) a jazida de Camisea, no Peru, que se pode integrar no futuro com as da Bolívia. Na Figura 2.2, são exibidas duas figuras: a da esquerda mostra as jazidas de hidrocarbonetos (petróleo e GN) no cone sul, e a da direita mostra as tendências gasíferas na região andina, onde se estima que cerca de 75% das reservas provadas da região sul-americana se encontram. Entretanto, o consumo na região andina é relativamente baixo e seu mercado pouco diversificado em comparação ao Cone Sul (KOZULJ, 2004).



**Figura 2.2** Mapa das reservas de GN na região.  
**Fonte:** PETROPERU, 2005; WIEGERS, 1996.

A política restritiva de financiamento em infra-estrutura energética por parte dos organismos multilaterais de crédito aos países da região induziu junto com a queda dos preços do petróleo posteriores à crise dos 70, substituição de energias, como a geração hidrelétrica pelo gás natural (CAMPODÓNICO, 1998). As principais razões foram: o interesse de investidores privados, avanço da tecnologia em geração térmica de eletricidade, prazos curtos de instalação e a abundância de recursos gasíferos (em 1980, a reserva de GN foi de 2,6 bcm). Somadas a isso, estavam as pressões internacionais para a proteção do clima e a demonstração de que o gás

natural tem melhor combustão e, portanto, menores emissões de poluentes. Então, as circunstâncias financeiras, econômicas e ambientais foram propícias para um câmbio institucional na atividade energética (gasífera, neste caso) em muitos países.

Tendo em conta este cenário, as iniciativas de integração no setor gasífero aconteceram, em um primeiro momento, no âmbito do Cone Sul. Em 1950, foi assinada uma Carta de Entendimento entre os Governos do Brasil e da Bolívia para o aproveitamento da produção de gás boliviano no Brasil, compromisso este que não foi efetivado. Já em 1972, Bolívia e Argentina vincularam-se fisicamente, com a concretização e entrada em operação do primeiro gasoduto (o histórico YABOG<sup>17</sup>). Este leva o gás desde os campos de Santa Cruz de la Sierra – Bolívia - até o extremo norte do sistema de gasodutos argentino, prolongando-se até a cidade de Buenos Aires.

Mais de duas décadas depois, começaram os projetos significativos de gasodutos que integraram o Chile e a Argentina (GASANDES – 1997), e a Argentina e o Uruguai (PETROURUGUAI - 1998). Finalmente em 1999, quando cessou a exportação de gás da Bolívia à Argentina, mudou-se a direção do fluxo para levar o gás dos campos do sul da Bolívia até a planta de compreensão do Rio Grande. Este foi o ponto de início do gasoduto Bolívia Brasil, concretizado depois de 49 anos. Hoje, ele é responsável pelo suprimento de cerca de 27 milhões de metros cúbicos ao dia (MMm<sup>3</sup>/dia) para o Brasil (GASBOL – 1999), como se mostra na Figura 2.3. Verifica-se, pois, que no Cone Sul houve um desenvolvimento significativo da rede de gasodutos na última década, especialmente daqueles conectando os mercados nacionais (D'APOTE, 2006; MARES, 2004).

---

<sup>17</sup> Com a exportação à Argentina de 6 MMm<sup>3</sup>/d de gás, através de um gasoduto de 500 quilômetros de comprimento em território boliviano.



**Figura 2.3** Integração gasífera na América Latina.  
**Fonte:** MARES, 2004.

Atualmente, existem no Cone Sul uma malha de gasodutos, entre eles: sete gasodutos entre a Argentina e o Chile, com capacidade total de transporte de 41,1 MM m<sup>3</sup>/d; um entre a Argentina e o Brasil, com capacidade máxima de 2,8 MM m<sup>3</sup>; três entre a Argentina e o Uruguai (5,1 MM m<sup>3</sup>); quatro entre a Bolívia e a Argentina (10 MM m<sup>3</sup>), e dois entre a Bolívia e o Brasil (33,2 MM m<sup>3</sup>).

O consumo desse combustível vem crescendo rapidamente no Brasil e no Chile, criando amplo mercado para as reservas disponíveis na Argentina e na Bolívia. Em 2002, as importações atenderam 18% do consumo regional, e estima-se que elas irão representar 30% do consumo em 2010. Isso indica a importância da integração dos mercados nacionais para o desenvolvimento do mercado do gás natural. A Argentina, por sua posição geográfica e pelo fato de ter o mercado mais desenvolvido para o gás natural na região, ocupa papel relevante no equilíbrio dos fluxos de gás natural entre os países citados.

Os avanços na infra-estrutura gasífera, somente no período 1996 e 2003, são consideráveis. Passou-se de uma capacidade instalada de 107 MMm<sup>3</sup>/d para 185 MMm<sup>3</sup>/d, o que representa investimentos equivalentes a US\$ 4,770 milhões, com um volume de exportação de gás que aumentou para 28,9 MMm<sup>3</sup>/d no ano de 2002. Esse crescimento foi facilitado devido: à abertura do setor energético na Argentina, realizada a partir de 1990; à infra-estrutura gasífera existente nesse país desenvolvida previamente pelo *Gas del Estado* e a abertura dos mercados da Bolívia, Chile e Brasil. O dinamismo do setor empresarial, uma vez dado o marco adequado, desempenhou um papel fundamental na procura de novas reservas na Argentina, Bolívia e Brasil, de mercados para sua monetização e a construção de gasodutos ou “*pipelines*”.

Pode-se concluir que, com a interconexão elétrica e integração gasífera na América do Sul, vem-se formando o pólo e o anel de suprimento regional, respectivamente. Para integrar o subcontinente energeticamente e consolidar a integração econômica do bloco, é necessário atingir os mercados (OLIVEIRA, 2005). Entretanto, isso vai muito além de uma simples interconexão física de sistemas elétricos, gasodutos ou oleodutos. Deve-se procurar um mesmo entorno técnico, econômico e de regulamentação para lograr eficiência na utilização de recursos e da infra-estrutura existente.

### **2.3 Aspectos institucionais da integração energética regional**

Como descrito nos parágrafos anteriores, o processo de integração energética vem acontecendo há muitos anos, com a realização de projetos de interconexão física, mas também no tocante à criação de organismos regionais, como o CIER e a Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás em Latino-América e o Caribe (ARPEL), criados na década de 1960, e a Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), criada na década de 1970, na mesma época da primeira grande crise do petróleo (1973). Cabe destacar aqui a importância que tem a cooperação para a integração física, por exemplo, o programa “Iniciativa pela Integração da Infra-estrutura da América do Sul” (IIRSA)<sup>18</sup>, que demonstra como avançar na integração física e abre portas de comunicação para a região em seu conjunto.

---

<sup>18</sup> Abarca as 12 sub-regiões, compreende os setores de transporte, energia e telecomunicações, com o respaldo financeiro do BID, CAF e FONPLATA. Na área de energia, o IIRSA constituiu os Grupos Técnicos Executivos para trabalhar no processo setorial de Integração Energética, tendo como primeiro objetivo desenvolver os Marcos Normativos do Mercado Regional Energético, que incrementará as políticas de livre comércio.

Estas entidades atuam diretamente com questões relacionadas ao setor energético ou à integração econômica mais ampla, na qual está inserida a integração energética. Tais organismos constituem-se nos fundamentos institucionais para:

- Apoiar a tomada de decisões pelos países da região, dados o desenvolvimento de estudos, a promoção de debates, o estabelecimento de normas e tratamento de informações;
- Realizar importantes estudos sobre projetos de integração energética;
- Aproximar empresas e governos dos países, criando um espaço propício para o diálogo internacional;
- Apoiar os governos na definição de políticas e marcos regulatórios que fomentem um desenvolvimento sustentável do setor energético;
- Obter agentes chaves de mitigação de riscos políticos, resolução de controvérsias e financiamento de estudos e projetos.

Porém, cabe ressaltar que nenhum projeto de integração energética teve como executores esses organismos, pois esta tarefa foi, e é, exercida pelos próprios Estados.

Com relação à normatividade, que ampara os projetos de integração energética na região, esta foi dada pela Associação Latino-americana de Integração (ALADI), CAN e pelo MERCOSUL, como a seguir é demonstrado:

### **2.3.1 Na interconexão elétrica**

A regulamentação que respalda as interconexões elétricas na América Latina encontra-se no marco da ALADI, em que tais interconexões são consideradas dentro dos Acordos de Alcance Parciais como Complementações Econômicas. No marco desses acordos, consideram-se os protocolos adicionais, os quais tratam sobre as *"Normas que regulam a interconexão elétrica e o suprimento de energia elétrica"*.

Entre esses acordos estão:

- Acordo de Complementação Econômica, subscrito entre as Repúblicas da Argentina e do Chile, em 29 de dezembro de 1997.

No marco da CAN, em 2001, os países membros assinaram o Acordo de Cartagena. Sua finalidade é promover a adaptação dos regimes jurídicos internos que permitam a livre comercialização, exportação, importação e acesso ao uso de redes de transmissão de energia elétrica entre os países. O acordo incluiu a promoção de um marco normativo comum.

Em 2002, para dar início ao projeto de interconexão nos países da CAN, determinou-se o marco geral para a integração sub-regional de sistemas elétricos e intercâmbio comunitário de eletricidade na decisão CAN 536. Para isso, foi criado o Comitê Andino de Organismos Normativos e Reguladores de Serviços de Eletricidade. Este Comitê demonstra que há consciência na procura de regimes jurídicos que permitam o livre acesso e regras para a comercialização e operação das interconexões internacionais. Além disso, reconhece a necessidade de acesso a toda informação requerida para possibilitar o intercâmbio entre os países.

Na região do Mercosul, avanços significativos têm-se concretizado em direção à regulação comercial dos mercados de energia, com a criação em 1991 do Sub-Grupo No. 9 do GMC (Grupo Mercado Comum), encarregado da identificação e eliminação das medidas restritivas ao comércio de energia e minérios. Já no ano de 1998, a Decisão 10 CMC (Conselho do Mercado comum) estabeleceu o memorando de entendimento relativo aos intercâmbios elétricos e integração elétrica, assim como estabeleceu princípios de simetrias mínimas para garantir o livre comércio de energia elétrica, de acordo com a legislação vigente em cada país.

### **2.3.2 Na integração gasífera**

No marco da CAN, na reunião de Bogotá realizada em 19 de junho de 2003, aprovou-se o Plano de Ação do Conselho de Ministros de Energia, Eletricidade, Hidrocarbonetos e Minas da Comunidade Andina. Este plano incorporou a interconexão via gás natural como um novo

componente da política andina de integração energética. Além disso, impulsionou as posições comuns andinas nos âmbitos de negociação frente a terceiros (em especial, frente aos Estados Unidos), dadas as características do mercado de petróleo e gás e as possibilidades competitivas da região.

- Acordo entre o Ministério de Minas e Energia da República de Colômbia e o Ministério de Energia e Minas da República de Venezuela para a Cooperação em Matéria de Gás, em 26 de outubro de 1999.

No âmbito do Mercosul, para o ano de 1999, o subgrupo de energia desenvolveu um importante memorando de entendimento, o qual trata diretamente da integração gasífera. Esse documento concorda com a necessidade de promover a integração dos mercados de gás natural, de modo a: desenvolver um mercado competitivo de suprimento de gás a curto e longo prazo entre os estados-membros; promover o desenvolvimento de uma infra-estrutura de comunicação; e estabelecer os enlaces necessários para coordenar a operação física dos gasodutos, permitindo um intercâmbio de dados e informações sobre os mercados. Talvez o mais importante seja que este memorando convida os estados a se envolverem nos estudos e nos investimentos necessários à formação da infra-estrutura para a criação do mercado.

Por sua vez, os países membros comprometem-se a outorgar autorizações, licenças ou concessões para a construção, operação e exploração de gasodutos que vinculem os sistemas gasíferos dos Estados Parte, baseado no livre intercâmbio comercial de gás natural acordado entre empresas públicas e privadas dos Estados Partes, as que deveriam observar a legislação, as normas reguladoras, técnicas e ambientais vigentes em cada um dos Estados Parte.

O problema de abastecimento e comercialização do gás natural no Mercosul é agora o principal interesse dos países do Cone Sul. Assim, na cúpula presidencial do Mercosul realizada em Assunção, em 20 de junho de 2005, um dos temas de destaque foi o projeto do Anel Energético<sup>19</sup> do Cone Sul (MERCOSUL, 2005). O dito projeto propõe a ampliação da rede de

---

<sup>19</sup> A iniciativa foi originalmente debatida em junho, em um encontro entre os presidentes do Chile, Ricardo Lagos e da Argentina, Néstor Kirchner.

gasodutos na região, com o objetivo de prover o Chile com o gás natural de Camisea, no Peru. Por sua vez, o Chile encarregar-se-ia de inverter o fluxo de gás para o norte da Argentina, reforçando-o com *swaps* para toda a região integrada.

Em suma, constata-se que na América do Sul existem, em princípio, os cenários e entidades de caráter comercial para a integração. Através destes, de fato, vem se realizando o processo de regulamentação comercial para as transações intra-regionais de energia. Por sua vez, isso quer dizer que existem na região os fundamentos institucionais e a normatividade que respaldam tal processo. Não se reuniram, porém, evidências suficientes para fazer uma avaliação e análise acerca da efetividade e suficiência dessas instituições e organizações.

## **Capítulo III**

### **A indústria de gás natural na América do Sul**

Este capítulo analisa a situação da indústria de gás natural nos países da região, a qual emergiu recentemente como um de seus mercados crescentes e de desenvolvimento mais rápido. O setor tem atraído significativos investimentos na exploração e na produção, em plantas processadoras de gás, gasodutos, instalações do Gás Natural Liquefeito (GNL) e geração de eletricidade. Assim, procurou-se identificar os problemas atuais e previsíveis para o seu desenvolvimento da mesma e a integração futura dos mercados, descrever as reformas que experimentou tal indústria, e abordando a cadeia do GN em cada um dos países, identificando os atores que participam em cada etapa. Por fim, foram descritos os projetos de integração que já existem, os que estão em execução e os planejados.

#### **3.1 Origens da indústria de gás natural**

A indústria de GN teve sua origem nos Estados Unidos, no século XIX. O primeiro gasoduto com fins comerciais entrou em operação em 1821, no Estado de Nova York (SANTOS, 2002, p. 190-192). No início, o GN era considerado produto caudatário do petróleo e teve um desenvolvimento empresarial menos vitorioso que ele. Com consumo restrito aos países mais desenvolvidos - devido aos entraves na distribuição e no transporte, que eram transponíveis mais facilmente nesses países -, surgiu como indústria no cenário mundial nos primeiros anos do século XX (MARTA, 2002). Sua utilização ocorreu, inicialmente, em substituição ao carvão gaseificado (gás manufaturado), que era utilizado desde 1790 na iluminação de casas e ruas. Tal

deslocamento implicou a criação de toda uma nova infra-estrutura, bem como o desenvolvimento de novos métodos de manuseio, distribuição e comercialização do produto, como a invenção do queimador Bunsen em 1885, e a criação na Europa de um gasoduto à prova de vazamentos, com extensão de 160 km, em 1890 (CENCIG, 2005).

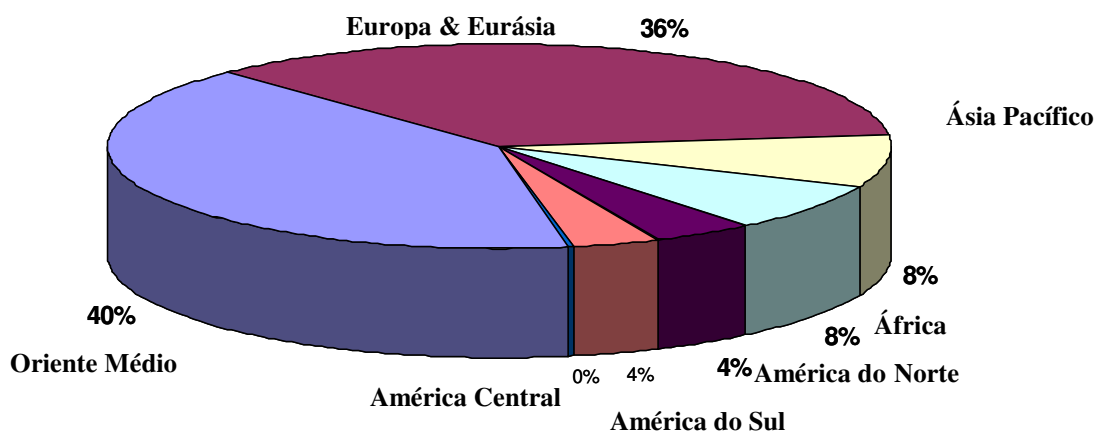
Em seguida, importantes avanços tecnológicos ocorreram no desenvolvimento de novos equipamentos já desenhados para o novo combustível, viabilizando o transporte de gás natural para longos percursos. Tais avanços impulsionaram, nos anos de 1930 e 1940, a rápida expansão da indústria norte-americana de GN, dado que entre 1927 e 1931 já existiam mais de 10 gasodutos de grande porte, mas sem alcance interestadual.

Já que o gás tornou-se extremamente disponível, as construções pós-Segunda Guerra Mundial consideraram a instalação de milhares de quilômetros de dutos, proporcionada pelos avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos. A partir da década de 1960, constituíram-se empresas e interesses para construir gasodutos e navios criogênicos, viabilizando o transporte e o consumo de grandes volumes desse combustível. O crescimento do consumo de gás na América do Norte, e depois na Europa, foi brutal neste período. No caso do Japão, o transporte marítimo permitiu utilizar em suas térmicas o gás produzido em Oriente Médio e nas Ilhas do Pacífico (MARTA, 2002).

A indústria de GN desenvolveu-se, historicamente, sob a ótica de grandes empresas, muitas vezes estatais, que atuavam sob a forma de monopólios regionais verticalmente integrados. Nessas condições, a atividade de comercialização estava associada às atividades de transporte e distribuição e às transações regidas por complexos contratos de longo prazo. Tais restrições verticais geraram um ambiente favorável à execução de altos investimentos necessários à construção de infra-estrutura de transporte e distribuição, reduzindo as incertezas e os incentivos a comportamentos oportunistas. Os compradores compravam gás natural dos produtores e revendiam aos consumidores sem que houvesse distinção entre as parcelas referentes à atividade de transporte do gás.

Após a crise energética dos anos 1970, verifica-se que a indústria do gás se globalizou rapidamente, procurando abranger uma série de países emergentes e menos industrializados. Estes, verificando a experiência das nações mais desenvolvidas, passaram a considerar o GN como uma fonte de energia privilegiada e estratégica que precisava ser desenvolvida e utilizada. Em geral, esses países adentraram-se no mundo do gás como produtores e exportadores, procurando valorizar os seus recursos naturais. Considera-se como principal alavanca desta indústria a evolução das tecnologias de geração térmica em ciclo combinado, que reforçou a tendência à concentração e centralização de capitais (emergida nos anos 1980 e ampliada com o avanço das reformas nos mercados de energia) (SANTOS, 2002; ALMEIDA e MACHADO, 2001).

No Gráfico 3.1, são mostradas as reservas mundiais de GN para o ano de 2005, sendo que estas se concentravam principalmente no Oriente Médio (com 40% das reservas). A Rússia possuía 47 trilhões de metros cúbicos (TMC) e, pela sua vez, a América do Sul concentrava 4% dessas reservas. A Venezuela possuía 4,15 TMC e ocupava o segundo lugar no hemisfério ocidental, depois dos Estados Unidos, com 5,23 TMC.

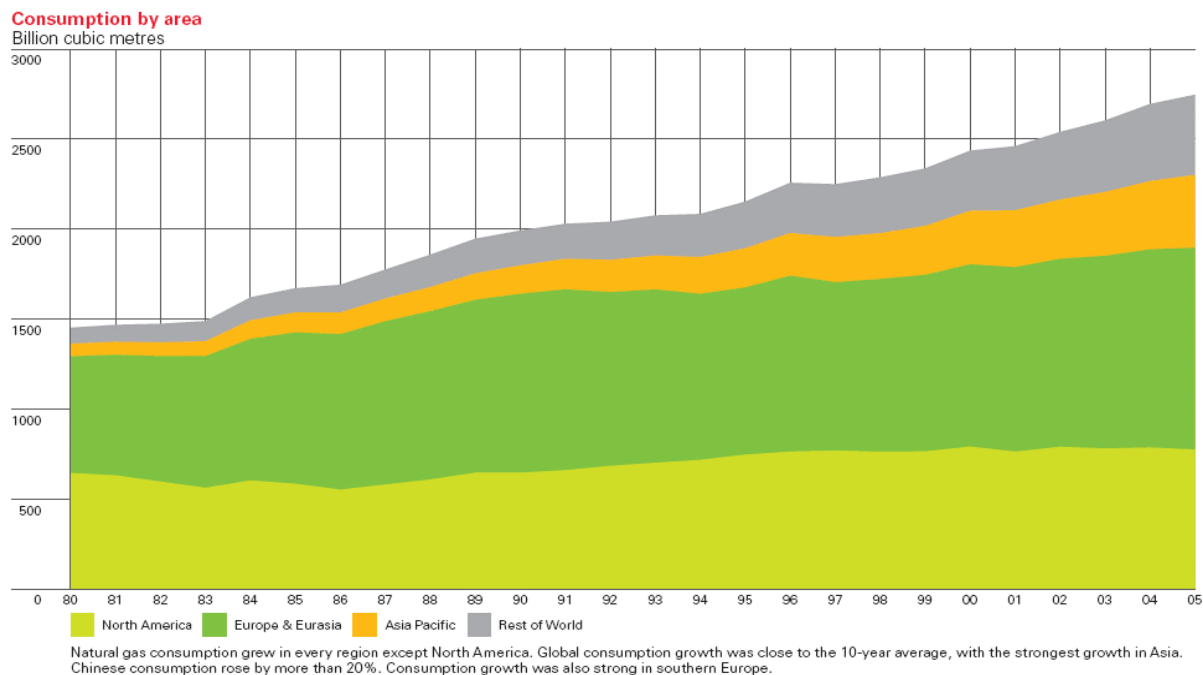


**Gráfico 3.1** Reservas mundiais de Gás Natural, 180 TMC (6,337 TPC).

**Fonte:** BP, Statistical Review of World Energy 2005.

O gás natural detém 24% do consumo primário de energia mundial, concentrado na América do Norte, Europa Ocidental e ex-URSS. Atualmente, a dispersão e a globalização crescente dos mercados de gás são notáveis. Sua importância tornou-se cada vez maior na matriz energética internacional nas quatro últimas décadas, quando sua participação relativa no consumo

de energia mundial de 720,2 bcm em 1965, a 1452,1 bcm em 1980, chegando a 2749,6 bcm em 2005 (Gráfico 3.2) (BP, 2005).



**Gráfico 3.2** Consumo de gás natural por área geográfica.

**Fonte:** BP, 2005.

### 3.1.1 A indústria gasífera na América do Sul

Como resultado da descoberta de novas reservas, do ingresso de novos produtores e do progresso técnico, a organização industrial do GN tendeu para uma estrutura submetida a um novo regime regulatório, que objetiva a introdução de pressões competitivas e a desverticalização. Essa orientação mudou a agenda estratégica dos grandes *global players* da indústria, deslocando-a, em uma intensa competência, dos mercados domésticos para os grandes mercados regionais emergentes, de modo a controlar os recursos de exploração. Este foi o caso da América do Sul, que como já mencionado detém 4% das reservas provadas mundiais de GN.

O crescente interesse pela utilização do gás foi o responsável pela elevação das reservas e do consumo do combustível na região. Neste processo, cabe destacar as descobertas no Brasil, na Colômbia e no Peru. Entretanto, os avanços mais destacados encontram-se em indústrias mais maduras, como a argentina e a venezuelana, bem como no crescimento das reservas bolivianas

após a entrada de capitais estrangeiros no *upstream*, e na concretização dos acordos para a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).

Na América do Sul, a Argentina é o país que mais tem usado o gás em todos os setores da sua economia. A produção do energético no país começou na década de 1920, mas foi no início da década de 1950 que começou seu desenvolvimento mais dinâmico. A produção estava a cargo da petroleira estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), e o transporte e distribuição, a cargo da empresa estatal Gas del Estado (GdE). Até a criação desta última empresa, em 1946, o transporte e a distribuição foram realizados pela YPF. Os segmentos de exploração e produção de petróleo e gás natural na Argentina, ainda na atualidade, são regulados pela Lei nº 17.319, de junho de 1967 (KOZULJ, 2004).

Na Bolívia, tem-se produzido gás natural desde 1960, com os descobrimentos das primeiras jazidas importantes no departamento de Santa Cruz (campos Caranda, Colpa e Rio Grande). Entretanto, a produção só aumentou em 1972, quando a Bolívia começou exportar para Argentina devido aos bons resultados da exploração (TORECILLA, 2005). As reservas de GN encontradas na Argentina, por outro lado, fizeram com que se diminuísse a demanda pelo gás boliviano. A abertura do setor de energia da Bolívia ao investimento privado, em 1994, e a perspectiva do fornecimento de gás para o Brasil através do GASBOL atraíram grandes companhias regionais e internacionais para o setor de exploração e produção (E&P) do país.

No Brasil, as descobertas de jazidas de GN ocorreram em 1940, no estado da Bahia (Bacia de Recôncavo). Porém, os esforços para a sua produção iniciaram-se apenas em 1954, sendo que a concentração do energético se encontra em poucas áreas do território brasileiro (a maior parte das reservas está associada ao petróleo). A hegemonia da Bahia perdurou até o final dos anos 1970, quando das descobertas de petróleo e gás na Bacia de Campos, no Estado de Rio de Janeiro. A descoberta desta última bacia foi o impulso para o crescimento do mercado de gás, uma vez que os poços estão mais próximos dos centros produtivos e de prestação de serviços. Este fato foi o impulso para introduzir a nova fonte na região sudeste do país. A partir de 1990, a produção de gás natural estendeu-se para novas regiões, tais como o litoral de São Paulo e a Floresta Amazônica, que possui a segunda maior reserva explorável do Brasil nos campos de

Urucu e Juruá (nas duas regiões, as reservas de gás não são associadas ao petróleo e ocorrem em volumes significativos) (DA COSTA, 2003, p. 53)<sup>20</sup>.

No Chile, a história do GN iniciou-se em 1961, com a construção, pela ENAP, de gasodutos e redes de distribuição de mais de 1.600 km, na região de *Magallanes*. Em 1981, distribuiu-se comercialmente a mais cidades, como *Punta Arenas*, *Porvenir* e *Puerto Natales*. A partir da metade da década de 1990, o Chile passou a enfrentar seu principal desafio em matéria de energia: satisfazer o crescimento da demanda de energia em um país com escassez interna de recursos competitivos.

Esta breve descrição das origens da indústria de GN em alguns países da América do Sul permite concluir que, embora os países sul-americanos contem hoje com indústrias de petróleo e de hidroeletricidade desenvolvidas, a indústria de GN ainda se encontra na sua fase infante (D'APOTE, 2003). Mesmo assim, mostra ter grande potencial de crescimento, devido às reservas significativas e à participação crescente do gás na matriz energética regional. Há também relevante potencial para interconexão entre mercados consumidores (que visam garantir o suprimento) e produtores (que objetivam monetizar as reservas) deste energético. Contudo, a mencionada indústria requer grandes investimentos para expandir suas redes de transporte e distribuição (T&D), bem como para desenvolver o mercado para o gás.

O desenvolvimento desta indústria, portanto, implica o estabelecimento de incentivos suficientes - desde o ponto de vista da regulação, para fomentar o aumento da exploração das reservas e incrementar a produção de forma sustentável, até o necessário aumento da penetração do gás na matriz energética dos países, que geraria um incremento na demanda, particularmente nos setores que têm maior impacto sobre o crescimento do consumo. Segundo o BID, o crescimento mais rápido produzir-se-ia através do setor industrial e da geração termoeletrica.

Pode-se dizer que a viabilidade de uma matriz energética regional equilibrada, sustentável e eficiente dependeria de uma ótima acomodação entre esses setores industrial e de geração

---

<sup>20</sup> As reservas gasíferas brasileiras, na sua maioria, estão localizadas *off-shore*, muitas vezes a mais de 2000 metros de profundidade. Este fato exige um investimento que o Estado não poderia bancar. A única solução viável é o desenvolvimento de políticas de importação de gás (DELCHI, 2001).

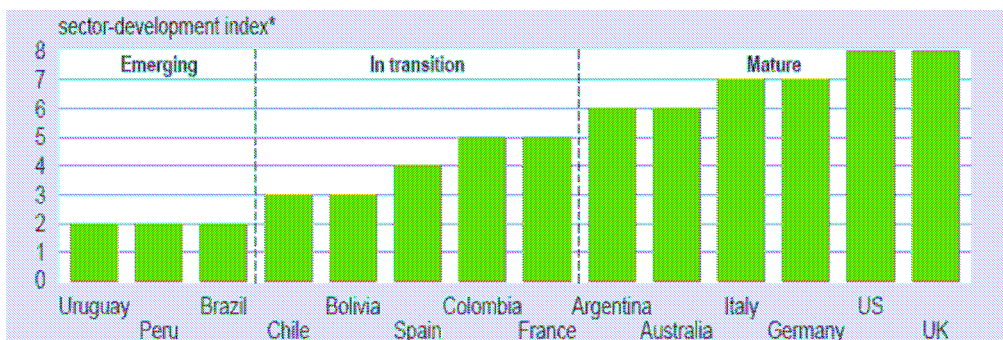
termoelétrica (que ora são complementares, ora são competidores), assim como de um equilíbrio ótimo entre a lógica do mercado (produtores, transportadores e consumidores) e as regras que defendam o interesse público e estratégico dos cidadãos e países da região. Na Tabela 3.1, é mostrado como o gás natural já apresenta presença significativa nos países da América do Sul.

**Tabela 3.1** Participação % do gás natural na Matriz Energética da América do Sul.

|                                | <b>Hidroeletricidade</b> | <b>Gás Natural</b> | <b>Carvão</b> | <b>Petróleo</b> | <b>Nuclear</b> | <b>Outros</b> |
|--------------------------------|--------------------------|--------------------|---------------|-----------------|----------------|---------------|
| <b>Argentina<sup>(a)</sup></b> | 5                        | 50                 | 1             | 38              | 3              | 3             |
| <b>Bolívia</b>                 | 4                        | 26                 | -             | 46              | -              | 24            |
| <b>Brasil<sup>(b)</sup></b>    | 14,4                     | 8,9                | 6,7           | 39,1            | 1,5            | 29,4          |
| <b>Chile<sup>(c)</sup></b>     | 20                       | 23,8               | 8,7           | 33,5            | -              | 14            |
| <b>Colômbia</b>                | 17,9                     | 9,1                | 10,4          | 48,6            | -              | 14            |
| <b>Equador<sup>(d)</sup></b>   | 7,0                      | 4,19               | -             | 82,29           | -              | 6,52          |
| <b>Peru</b>                    | 22,6                     | 14,5               | 0,1           | 38,8            | -              | 24            |
| <b>Uruguai</b>                 | 19                       | 2,5                | 0,03          | 65              | -              | 13,47         |
| <b>Venezuela</b>               | 17                       | 42                 | -             | 37              | -              | 4             |
| <b>América do Sul</b>          | <b>14%</b>               | <b>20%</b>         | <b>3%</b>     | <b>48%</b>      | <b>0.5%</b>    | <b>14,7%</b>  |

**Fonte:** <sup>(a)</sup>BE Argentina- 2004; <sup>(b)</sup>BEN-2005; <sup>(c)</sup>CNE-2005; <sup>(d)</sup>MEM-2004; Petrobras, 2005.

Como mostrado na Figura 3.1, dentre os países da região, é a Argentina quem tem a indústria mais desenvolvida, devido ao alto grau de penetração do gás no consumo de energia e a sua ampla infra-estrutura. A Bolívia e o Peru têm grandes reservas, mas seus mercados de gás são pequenos e limitados. O Brasil e o Chile possuem um mercado de gás que cresce a taxas acima de 10% a.a., e dependem das importações para o seu atendimento. No caso da Venezuela e Colômbia, estas possuem reservas significativas de gás associado ao petróleo e buscam aumentar seu consumo. A produção de gás nestes países, porém, continua dependente da produção de petróleo, e é pouco provável que seus mercados domésticos sejam suficientes para incentivar a exploração e produção de gás não associado (D'APOTE, 2003).



**Figura 3.1** Comparativo das indústrias de Gás Natural.

**Fonte:** WEC (2006), segundo dados da BP e da Petrobrás.

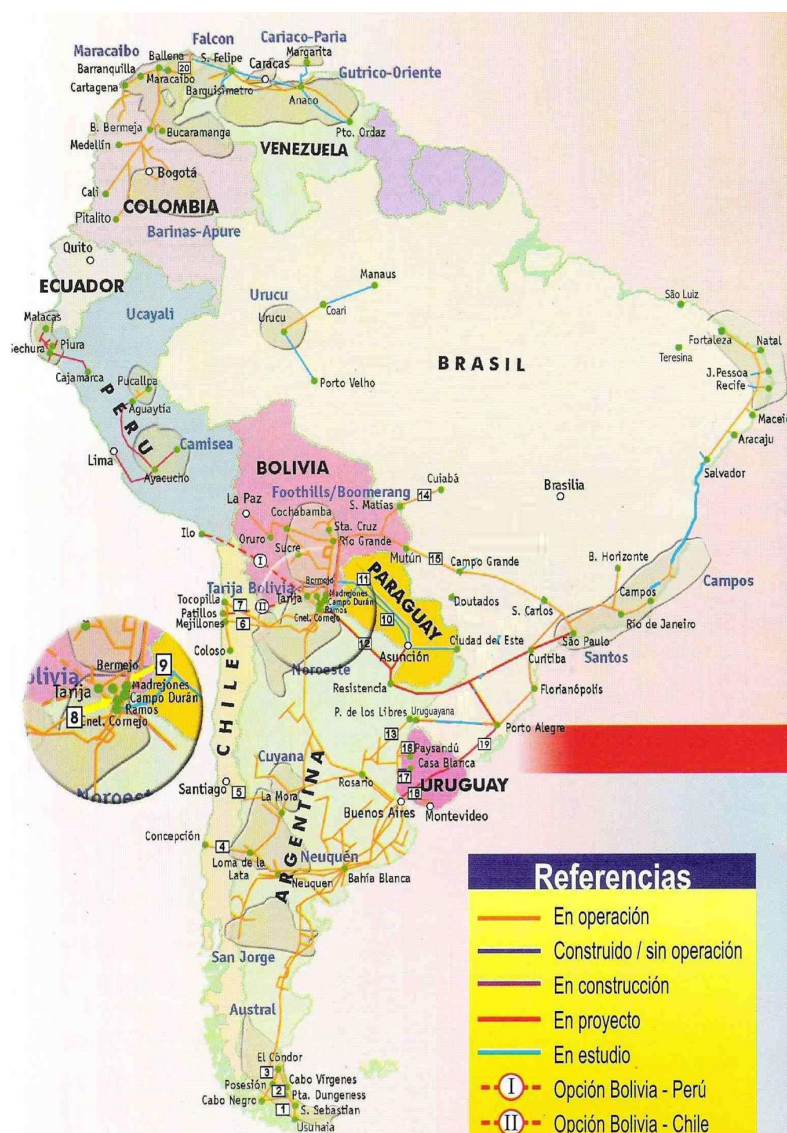
\* Índice calculado com base na participação do GN no consumo de energia primaria, extensão e densidade da rede de gás, grau de diversificação do setor, e pelo número de *players* no setor.

Na Tabela 3.2, é mostrada a atual infra-estrutura gasífera, podendo-se observar que os principais fluxos do energético ocorreram da Argentina para o Chile, da Bolívia para o Brasil, e da Bolívia para a Argentina. Além disso, na Figura 3.2, que mostra geograficamente todo o mapa de gasodutos em 2005, esse panorama é corroborado. Ambas, Tabela 3.2 e Figura 3.2, representam uma síntese das informações energéticas dos países da CIER até 2004.

**Tabela 3.2** Infra-estrutura de gasodutos na América do Sul.

| Item | Origem                | Destino                     | Diâmetro<br>(polegadas) | Capacidade<br>(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /d) | Situação    |
|------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|---------------------------------------------------|-------------|
| 1    | San Sebastián - AR    | Punta Arenas - CL           | 14" - 10"               | 4 - 2                                             | Em Operação |
| 2    | Pta. Dungeness - AR   | Cabo Negro - CL             | 10" - 8"                | 2,8 - 2                                           | Em Operação |
| 3    | El Cóndor - AR        | Posesión - CL               | 12"                     | 2                                                 | Em Operação |
| 4    | Loma La Lata - AR     | Concepción - CL             | 24" - 20"               | 10                                                | Em Operação |
| 5    | La Mora - AR          | Santiago - CL               | 24"                     | 10 - 9                                            | Em Operação |
| 6    | Cnel. Cornejo - AR    | Mejillones - CL             | 20"                     | 9 - 8,5                                           | Em Operação |
| 7    | Gas. Norte - AR       | Tocopilla - CL (Norandino)  | 20" - 12"               | 9 - 7,1 - 1,6                                     | Em Operação |
| 8    | Bermejo - BO          | Ramos - AR                  | 13"                     | 1,5                                               | Em Operação |
| 9    | Madrejones - BO       | Campo Durán - AR            | 12"                     | 2,5 - 1,2                                         | Em Operação |
| 10   | Vuelta Grande - BO    | Asunción - PY               | -                       | -                                                 | Em Estudo   |
| 11   | Cnel. Cornejo - AR    | Cuidad del Est - PY         | -                       | -                                                 | Em Estudo   |
| 12   | Cnel. Cornejo - AR    | São Paulo / P. Alegre - BR  | -                       | -                                                 | Em Estudo   |
| 13   | Aldea Brasileira - AR | Uruguiana - BR              | 24"                     | 10                                                | Em Operação |
|      | Expansão de Uruguiana | Porto Alegre - BR           |                         |                                                   | Em Estudo   |
| 14   | San Miguel - BO       | Cuiabá - BR                 | 18"                     | 2,8                                               | Em Operação |
| 15   | Rio Grande - BO       | Porto Alegre - BR           | 32" - 16"               | 30                                                | Em Operação |
| 16   | Gas. Entrerriano - AR | Paysandú - UY (Del Litoral) | 10"                     | 2,5 - 1                                           | Em Operação |
| 17   | Gas. Entrerriano - AR | Casa Blanca - UY            | 16"                     | 5 - 2                                             | Construído  |
| 18   | Buenos Aires - AR     | Montevideo - UY             | 24" - 18"               | 6 - 5                                             | Em Operação |
| 19   | Colonia - UY          | Porto Alegre - BR           | 24"                     | 12                                                | Em Projeto  |
| 20   | Est. Ballena - CO     | Maracaibo - VE              | 18"                     | 4,2                                               | Em estudo   |

**Fonte:** CIER, 2004.



**Figura 3.2 Sistema Gasífero da América do Sul.**

**Fonte:** CIER, 2004.

### **3.2 Implicações das reformas do setor gasífero no processo de integração**

A partir da década de 1980, o modelo tradicional de desenvolvimento das indústrias energéticas (no caso das indústrias de rede, como eletricidade e gás natural) foi questionado nos países desenvolvidos<sup>21</sup> e em desenvolvimento, mesmo tendo origens diferentes. Surgiu, assim,

<sup>21</sup> Os países desenvolvidos experimentaram forte deterioração do desempenho das suas empresas de energia e preços elevados do gás e da eletricidade, resultantes dos choques do petróleo na década de 1970. Como consequência, a percepção foi a de que a organização industrial vigente não era mais eficiente para fazer frente à queda dos preços. A solução passou então a ser vista como a introdução de concorrência no setor. As reformas implementadas nesses países tiveram como pilares centrais a desverticalização, a introdução de pressões

um movimento internacional de reformas das indústrias de energia, a mesma que influenciou os países da América Latina, onde se precisava de fortes investimentos para o atendimento da demanda crescente e para o amadurecimento dos mercados. No caso da América do Sul, durante a década de 1990, iniciou-se um modelo de desenvolvimento energético comum baseado na integração regional, na extensão do uso do gás natural e o ingresso de companhias privadas em todas as áreas do negócio energético (exceto o Chile, que iniciou as transformações uma década antes).

As origens dessas reformas<sup>22</sup> foram a redução do desempenho econômico das empresas energéticas, que não refletiam a maturidade destes mercados, e a deterioração das condições macro-econômicas da região (crise da dívida), que afetaram fortemente as condições de financiamento para as empresas regionais (ALMEIDA e PINTO JR., 1999). Esses fatos precipitaram o esgotamento do modelo de financiamento do setor, baseado no crédito internacional a baixo custo. Sendo assim, após a crise, apenas instituições multilaterais de crédito, como o Banco Mundial (BM) e o BID, continuaram a fornecer financiamento externo ao setor energético latino-americano. Este contexto deu a elas o poder de condicionar a liberação de financiamentos (dado que eram as encarregadas de outorgar os fundos para os grandes empreendimentos do setor energético) à implementação de reformas estruturais, de acordo com regras ditadas por elas. Estas diretrizes apontadas pelos bancos iam na mesma direção das medidas adotadas nas reformas implementadas nos países em desenvolvimento.

Dentre as medidas sugeridas pelo BM<sup>23</sup>, destacaram-se aquelas que impulsionaram a eliminação das barreiras institucionais ao capital estrangeiro, o término dos monopólios públicos

---

competitivas nas atividades de produção e comercialização, e o estabelecimento de regras para os serviços de transporte e distribuição, com a instituição do livre acesso às redes (CAMPODONICO, 2004).

<sup>22</sup> Tais transformações foram inspiradas em modelos importados principalmente da Inglaterra e dos EUA, durante os períodos de governo de M. Thatcher e R. Regan, respectivamente. A difusão destes modelos foi posteriormente discutida e enquadrada no que se chamou Consenso de Washington, e passou a ter orientação do FMI e do Banco Mundial nos países denominados emergentes. Nesses países, os organismos criados em *Bretton Woods* exerceram pressão sobre seus governos, a qual se revelou através da liberação dos empréstimos retraídos e do controle sobre as linhas de crédito para ações de crescimento e desenvolvimento (GUERRA e MARTA, 2006).

<sup>23</sup> Em 1992, o BM lançou sua nova estratégia energética em um documento intitulado “*El rol del Banco Mundial en el sector electricidad*”. Nele se sentaram as bases da nova ordem para a energia mundial: fomento da inversão privada, orientação comercial das empresas estatais, novos marcos regulatórios e integração regional. O Banco Mundial também advertiu expressamente que não outorgaria empréstimos aos países que não se ajustassem a sua nova política (HONTY, 2006, p. 15).

e a privatização de empresas públicas (estratégicas ou não), o que decorreu do pós-Consenso de Washington (LAUREANO, 2005). O BID, por sua vez, seguiu os mesmos delineamentos, embora seu documento de estratégia tenha sido publicado apenas em 2000. Suas metas fundamentais foram: a consolidação das reformas estruturais e reguladoras, a integração dos mercados energéticos, o acesso de toda a população às fontes de energia modernas e preservação do meio ambiente. A lógica do BM e do BID consistiu em cortar o estilo de financiamento impulsionado até então, para que os países da região fossem obrigados a atrair fundos privados (especialmente capitais estrangeiros) para o financiamento de obras no setor. Cada país procurou oferecer as melhores condições para captar esses fundos, que lhes permitiriam construir centrais elétricas, procurar petróleo ou explorar gás natural.

Apesar de seguirem em linhas gerais o diagnóstico e as recomendações do Banco Mundial, as reformas nos países da América do Sul foram bem heterogêneas, assim como seu ritmo de implementação, como apresentado na Tabela 3.3. O grau de intensidade das mesmas esteve associado às condições iniciais características de cada país. Entre elas, cabe especial consideração às condições políticas e econômicas e à disponibilidade de recursos naturais (PAULA, 2002).

A necessidade de adequação da indústria de gás natural às condições propostas introduziu mudanças institucionais. Essas transformações incluíram: a abertura das atividades, em menor ou maior grau, aos novos atores, mediante a privatização de ativos; a desintegração vertical e horizontal das etapas da cadeia gasífera, como parte de um processo de reorganização ou para facilitar a abertura de espaços a novos atores; a segmentação do mercado, identificando supridores e demandantes de produtos e serviços; a introdução de mecanismos de livre comércio; e finalmente, a instalação de marcos regulatórios, como consequência da separação entre as atividades empresariais e administrativas do Estado, e da incorporação de novos atores em atividades com características de monopólio natural.

Quanto às reformas adotadas para o setor de gás natural na América do Sul, pode-se dividi-las em dois grupos: reformas no *upstream* e no *downstream*.

- No *upstream*, as reformas propiciaram condições mais flexíveis em diferentes aspectos técnicos dos contratos. Essencialmente, as reformas incidiram na diminuição dos impostos aos operadores privados e na livre disponibilidade comercial do gás natural extraído, tendendo a suprimir o monopólio público (CAMPODÓNICO, 1998);
- No *downstream*, as reformas suprimiram as barreiras ao investimento privado já que na maioria dos países de América do Sul este segmento estava reservado às companhias estatais. Foram eliminados os subsídios e controles de preços em alguns países, sendo o livre comércio interno e externo permitido (CAMPODÓNICO, 1998).

Na Tabela 3.3, é apresentado o resumo dos principais pontos das reformas na indústria gasífera ocorridas nos países da América do Sul:

**Tabela 3.3** Estrutura da posse e grau de abertura à participação privada em indústrias de gás natural em América do Sul

|                | Sistema predominantemente estatal |                         | Sistemas mistos   | Sistemas predominantemente privados                |
|----------------|-----------------------------------|-------------------------|-------------------|----------------------------------------------------|
|                | Com abertura limitada             | Com total abertura      |                   |                                                    |
| <b>E&amp;P</b> | Venezuela                         | Brasil, Chile, Colômbia | Bolívia           | Argentina, Peru                                    |
| <b>T</b>       | Venezuela                         | Brasil                  | Bolívia, Colômbia | Argentina, Chile, Peru, Uruguai                    |
| <b>D</b>       | Venezuela                         |                         | Brasil            | Argentina, Bolívia, Colômbia, Chile, Peru, Uruguai |

**Fonte:** IEA, 2003.

**E&P:** Exploração e produção; **T:** transporte e **D:** distribuição.

### 3.2.1 ARGENTINA

A reforma na indústria argentina de óleo e gás começou em 1989. Já no início de 1991, o setor foi amplamente desregulamentado, com a promulgação da Lei N° 24076 do Marco

Regulatório e a privatização da Gás do Estado. Isso permitiu a participação da iniciativa privada, tanto em parcerias com a YPF quanto para investimentos diretos.

O aspecto chave da reforma foi a privatização da YPF, que até 1991 tinha a seu cargo as atividades no *upstream*, além de ter contratos com empresas privadas que lhe vendiam sua produção. Anteriormente à reforma, a YPF era usada como instrumento político e precisava de maior capacitação institucional, ganhando a ampla reputação de companhia ineficiente. Depois da sua privatização, toda a produção de gás ficou em mãos de empresas privadas, as quais dispunham livremente dela. A nova YPF, por sua vez, adquiriu os ativos da petrolífera Maxus, atingindo dimensões internacionais. Em 1999, foi totalmente adquirida pela empresa espanhola Repsol, transformando-se em Repsol-YPF.

Por outro lado, no caso do *downstream*, a companhia *Gas del Estado* era responsável pelo transporte, tratamento e distribuição do gás natural. Ela a recebia da YPF S.E. para que fosse comercializado a um preço de transferência fixado pela Secretária de Energia. A privatização da Gas del Estado foi iniciada em 1990 e completada em 1992. Para implementar a privatização do *downstream*, a estatal foi desmembrada em duas transportadoras, Gas del Sur (TGS) e Gas del Norte (TGN), e oito empresas distribuidoras locais.

Dado que o transporte e a distribuição de gás natural são considerados como atividades de serviço público na Argentina, o Estado exerce uma importante função reguladora. Para isso, foi criada uma autoridade regulatória independente, o Ente Nacional del Gas (ENERGAS), que é responsável pela interpretação da Lei do Gás e regula as novas empresas privatizadas.

Desde o início da reformas, os mercados de exportação foram crescendo até representar 18% da demanda total, assim como as vendas para geração elétrica (dado que o processo de reformas no setor elétrico criou uma sobrecapacidade de oferta considerável, parcialmente baseada na instalação de ciclos combinados de alto rendimento). A expansão das redes de distribuição de gás evoluiu rapidamente. Segundo Pistonesi (2001), entre 1992 e 1998, a rede aumentou 45%.

### 3.2.2 BOLÍVIA

As reformas foram executadas dentro da estratégia denominada “Triângulo Energético”, a qual compreendeu três pilares fundamentais: i) a capitalização (privatização) da empresa estatal de hidrocarbonetos Yacimientos Petrolíferos Fiscales Boliviano (YPFB); ii) a Lei de Hidrocarbonetos; e iii) o contrato de compra-venda de gás natural ao Brasil, o qual incluía a construção do gasoduto Bolívia-Brasil.

O processo hiperinflacionário dos anos 1980 impulsionou um programa de ajustamento econômico estrutural monitorado pelo Fundo Monetário Internacional (FMI). Este programa resultou em uma redefinição do papel do Estado, segundo a qual este deixaria de atuar como produtor para concentrar-se na regulamentação. As mudanças culminaram na privatização da maioria das empresas estatais de energia, através da Lei de Privatização n° 1330, de 1992, e da Lei de Capitalização n° 1544<sup>24</sup>, de 1994. Com estas leis, iniciaram-se as reformas, e o governo da Bolívia abriu as companhias estatais à entrada de capitais privados. Como resultado do processo de capitalização da YPFB em 1996 e princípios de 1997, as empresas privadas controlam atualmente toda a produção de gás natural através de contratos de risco compartilhado com a YPFB. Adicionalmente, a fim de completar a reforma no setor de hidrocarbonetos, promulgou-se em 1996 a Lei 1689, chamada a Lei de Hidrocarbonetos. Esta estabelece as modalidades de desenvolvimento da indústria de gás natural, as características do ente regulador e os mecanismos e modalidades de regulação do mercado; tanto em relação à exportação quanto ao consumo interno, porém com uma clara orientação a favor das exportações. A lei também determina que os produtores devam satisfazer a demanda de gás natural.

Já em 1994, foi criado o Sistema de Regulação Setorial (SIRESE), com o objetivo de controlar e supervisionar as indústrias de infraestrutura. A regulação das atividades a montante (exploração e produção) ficou sob a responsabilidade do Vice-ministério de Energia e Hidrocarbonetos.

---

<sup>24</sup> Que autorizava ao poder executivo aportar os ativos das empresas estatais para a constituição de novas sociedades de economia mista, com participação dos trabalhadores, distribuindo uma parte do pacote acionário aos cidadãos.

A reforma do setor de gás natural boliviano resultou em um grande afluxo de investimentos estrangeiros para a aquisição e desenvolvimento de reservas de gás natural. A construção do gasoduto Bolívia-Brasil foi essencial nessa nova fase de desenvolvimento da indústria, pois abriu um mercado para o aproveitamento do potencial gasífero do país. Além disso, mais reservas de gás natural foram descobertas, aumentando, segundo Birhuet e Fernandez (2002), 7,6 vezes entre 1996 e 2000.

### 3.2.3 BRASIL

A reforma no setor de petróleo e gás natural deste país começou em 1995, com a emenda constitucional que permitiu a participação do setor privado na prospecção e exploração de hidrocarbonetos. Em 1997, a regulamentação da Lei N° 9478 acabou com o monopólio de quatro décadas da Petrobrás (verticalmente integrada): além de permitir a sua associação com empresas privadas, abriu a possibilidade de permitir licitações em áreas de exploração ao setor privado, sob seu próprio risco. Essa mesma lei criou a ANP (Agência Nacional do Petróleo). Entretanto, a Petrobrás continua mantendo o monopólio no transporte, uma vez que é sócia majoritária da Transportadora Brasileira de Gás (TGB), através da sua subsidiária Gaspetro (KOZULJ, 2004).

A administração dos direitos de exploração e produção de gás natural centraliza-se na ANP. A agência também é responsável pela regulação do transporte de GN até os pontos de entrega para as companhias distribuidoras (*city gates*<sup>25</sup>). A partir daí, a regulação fica a cargo dos estados da federação, seja através de agências reguladoras estaduais ou das secretarias estaduais de energia. Essa divisão tem causado uma série de complicações na produção e na comercialização, especialmente porque os estados da federação têm optado pela concessão de exclusividade de mercado e pela proibição do *by pass*<sup>26</sup> físico e comercial por longos períodos (que variam de 10 a 30 anos).

---

<sup>25</sup> “Portão da cidade”, ou ponto onde o distribuidor recebe o gás do transportador.

<sup>26</sup> *By pass* são contratos nos quais os grandes usuários podem negociar a compra de gás diretamente com os produtores. Esse tipo de contrato tem duas modalidades: o *by pass* físico, no qual o grande usuário se conecta diretamente com o sistema de transporte, desvinculando-se completamente do distribuidor; e o comercial, no qual o grande usuário trata diretamente com o produtor e usa a rede de distribuição, abonando um imposto (CMA, 2005).

No tocante à distribuição, antes a cargo do governo federal, a reforma determinou a privatização de algumas distribuidoras, convertendo-as em empresas de capital misto desde 1993. Além disso, permitiu no Rio de Janeiro e São Paulo a outorga de concessões de distribuição, a empresas de capital privado, após a chegada de gás importado proveniente da Bolívia em 1999. Até o momento, as três maiores distribuidoras de gás brasileiras (COMGÁS, do Estado de São Paulo, e CEG e Riogás, do Estado do Rio de Janeiro) foram privatizadas. Além destas, existem mais 17 empresas de distribuição no país, com capital majoritariamente estatal. O ambiente criado pelas alterações implementadas (de maneira incompleta) e as incertezas geradas pelo novo modelo desencorajaram investimentos privados em nova capacidade de geração, o que, somado à paralisação dos investimentos estatais (devido à orientação macroeconômica do governo), levaram o país a sofrer sérios racionamentos (e “apagões”) de energia elétrica em 2001 (VILAS, 2004).

### **3.2.4 CHILE**

Na década de 1980, determinaram-se novas regras no mercado energético, as quais, entre outras coisas, estipularam os preços livres para o petróleo e seus derivados (PALÁCIOS, 2001). A legislação no Chile permite a livre comercialização, importação, exportação e transporte do gás natural. A participação do setor privado na exploração e desenvolvimento é feita através de contratos de operação com o governo. Estipulou-se que a operação dos gasodutos deveria ser regida pelo sistema de acesso aberto, e também que não haveria discriminação entre consumidores, independentemente de sua situação geográfica, proporcionalidade relativa e tratamento tributário. As disposições regulatórias estão no âmbito da Comissão Nacional de Energia (CNE).

Apesar de, no Chile, as atividades do *downstream* serem desempenhadas por empresas privadas, a ENAP, empresa estatal produtora de petróleo e gás, não foi privatizada. O Chile propôs-se aumentar o consumo interno de gás natural, baseando-se na importação de gás da Argentina, onde a produção está nas mãos do capital privado. Assim, os governos dos dois países assinaram um protocolo, em 1995, através do qual se liberalizou o intercâmbio de gás natural. O desenvolvimento da indústria de gás está inteiramente em mãos de empresas privadas e, nesse

processo, a integração gasífera com a Argentina cumpre um papel fundamental (CAMPODÓNICO, 1998).

### **3.2.5 COLÔMBIA**

Desde 1991, a estratégia energética da Colômbia tem procurado incrementar o consumo interno de gás natural. Foi assim que o “Programa de Massificação do Consumo de Gás”, definido pelo Conselho Nacional de Política Econômica e Social (CONPES), foi lançado em 1993. Este programa foi crucial para o desenvolvimento da indústria de gás natural. Nesse mesmo ano, a CONPES definiu diretrizes para que a ECOPETROL, empresa estatal, liderasse a interconexão (construção de gasodutos) e o desenvolvimento do marco regulatório da indústria de gás natural, e também promoveu a iniciativa privada.

Antes de 1994, o estado auto-regulava e auto-avaliava sua administração, sendo o grande promotor e investidor. Existia uma forte estrutura monopolista de ECOPETROL em toda a cadeia de fornecimento. Com a promulgação da Lei 142, de 1994 - Lei dos Serviços Públicos -, foram reestruturadas a regulação do transporte, a distribuição e a comercialização ao atacadista. Esta lei resultou na reestruturação do setor de gás natural na Colômbia. A lei separou as funções do Estado: a parte política ficou a cargo do Ministério de Minas e Energia e a parte da regulação, a cargo da Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG). A lei também trouxe como consequência a forte participação privada, a desagregação das funções, a competitividade e eficiência, e a introdução de critérios de equilíbrio econômico e financeiro (GONZÁLES, 2004).

Em 1997, constitui-se a empresa ECOGAS, cujo objetivo é operar, manter e explorar os gasodutos próprios ou de terceiros, pelos quais paga-se uma tarifa de disponibilidade. Este esquema se baseia no processo de desintegração vertical, mesmo quando a ECOGAS é financiada pela ECOPETROL (Empresa Colombiana de Petróleos).

### 3.2.6 PERU

A gestão de exploração e produção de gás natural ficou a cargo da Petróleos del Perú (PETROPERU), empresa que em 1993 foi privatizada em sua maioria parte. Posteriormente, ela dirigiu o processo de concessões ligadas ao desenvolvimento da significativa jazida de Camisea, em Cuzco<sup>27</sup>.

A Lei 27.133, de 1999 - chamada Lei de Desenvolvimento da Indústria do Gás natural -, tem por objetivo estabelecer as condições específicas para promover o desenvolvimento da indústria do gás natural, fomentando a competição e propiciando a diversificação das fontes energéticas que aumentam a confiabilidade do fornecimento de energia e a competitividade do aparato produtivo do país (GONZÁLES, 2004).

O ordenamento do setor recaiu no Ministério de Minas e Energia, através da Direção Geral de Hidrocarbonetos (DGH). O ente fiscalizador, *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía* (OSINERG), foi criado em 1996, com a promulgação da Lei 26.734. Por sua vez, a regulação das tarifas foi atribuída à Comissão Reguladora de Energia (KZOULJ, 2004).

### 3.2.7 URUGUAI

A política de reformas propôs uma maior participação privada, que se reflete nas concessões outorgadas para serviços de distribuição a consórcios internacionais. A definição da política energética a seguir encontra-se em estudo pela Oficina de Políticas Públicas, sendo que a chegada do gás natural obriga a uma reforma institucional que é objeto de controvérsias entre os atores dominantes nos setores de petróleo e eletricidade (ANCAP e UTE, respectivamente) (KOZULJ, 2004).

---

<sup>27</sup> Com a decisão de outorgar a concessão no *upstream* ao consorcio liderado pela Pluspetrol, e no *dowstream* (transporte) ao consorcio liderado pela Techint (PROJETO CAMISEA, 2004). Disponível em: [www.camisea.com.pe/esp/project.asp](http://www.camisea.com.pe/esp/project.asp).

A importação, o transporte e a distribuição de GN ocorrem através de agentes estatais (ANCAP, estatal que possui e opera o *Gasoducto del Litoral*) e privados, os quais são regulados pela URSEA (Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua).

### **3.2.8 PARAGUAI**

O Paraguai não passou por uma experiência de reforma estrutural no setor energético, manteve sua empresa estatal e transitou vagarosamente para sistemas de propriedade mista. A estrutura institucional do Paraguai é caracterizada pela participação do Estado como principal empresário e pela elevada dispersão institucional. Não existe um órgão específico responsável pela elaboração da política energética e pela regulação do setor. Vários ministérios influenciam a elaboração das políticas energéticas, o que dificulta a coordenação das mesmas. Ao mesmo tempo, o Estado executa a gestão empresarial dos setores de eletricidade e petróleo através de duas empresas estatais, respectivamente, a Administração Nacional de Eletricidade (ANDE) e a Petróleos Paraguaio (PETROPAR). A ANDE é uma empresa estatal verticalizada, que tem exclusividade no fornecimento do serviço de energia para os clientes ligados à rede nacional de transmissão e distribuição. Além disso, a ANDE ainda atua como operadora, poder concedente, regulador e vetor de controle inflacionário e de políticas sociais (MERCOSUL, 2003).

Desde 1996, diversas versões de projetos de lei já foram propostas, no Paraguai, para reformar o setor energético e introduzir alterações na direção da abertura, separação de atividades, criação de um órgão regulador e estabelecimento de consumidores livres, sempre preservando a ANDE e a PETROPAR como empresas estatais. Em virtude de uma “cooperação financeira entre FMI, BID e o Gabinete do Vice-ministério de Minas e Energia do Paraguai, foi contratado um consórcio de empresas internacionais e nacionais de consultoria para a elaboração de um anteprojeto de lei do marco regulatório energético” (MERCOSUL, 2003). No entanto, até o presente momento, nenhum desses projetos foi aprovado pelo Congresso, em função da grande instabilidade política existente no país.

Nos últimos anos, o Paraguai chegou a demonstrar interesse na introdução do gás em sua matriz energética, inclusive firmando acordos de estudos de viabilidade de gasodutos, que atravessariam o país da Bolívia para o Brasil. Porém, a grande super-oferta de eletricidade

inviabiliza grandes projetos termoeletricos e não torna atrativo o trajeto de gasodutos pelo Uruguai, pois o pequeno mercado potencial não justifica os investimentos necessários.

### 3.2.9 VENEZUELA

A atividade é regida basicamente pela Lei de Hidrocarbonetos, de 1943, e pela Lei de 1971 que declarou de interesse nacional o gás natural, cedendo à Corpoven sua exploração. Houve uma abertura no *upstream* à participação privada na exploração de GN. Na área de desenvolvimento, a participação é maior nos projetos orientados à exploração de GNL.

Como já mencionado, a participação dos atores privados é ainda reduzida, e consiste em alianças estratégicas no *upstream*. Um exemplo foi o denominado Projeto *Cristóbal Colón*, em 1995, no qual a PDVSA combinou com Mitsubishi, Exxon e Shell a exploração de gás natural no leste do país. Isso possibilitou a participação estrangeira com maioria de ações. No final da década de 1990, foi criada uma nova filial da PDVSA, a PDVSA Gás, para coordenar todo o negócio gasífero.

Em 12 de setembro de 1999, foi publicada através do decreto Nº 310 a Lei Orgânica de Hidrocarbonatos Gasosos. Esta lei permite que a exploração do gás - associado ou não ao petróleo - e outros fósseis, assim como seu transporte e distribuição (incluindo o comércio interior e exterior), sejam exercidos: diretamente pelo Estado; por meio de entidades de sua propriedade; ou por pessoas privadas, nacionais ou estrangeiras - com ou sem a participação do Estado (GONZÁLES, 2004).

A primeira ronda de licitações para gás natural foi realizada em 2001. A partir desse ano, o setor de gás na Venezuela passou a ter um “Plano Nacional”, que permite vislumbrar o desenvolvimento estratégico e operativo por um período de dez anos.

### 3.3 Panorama gasífero regional

As reservas provadas na América representam 4% da reservas mundiais. No ano de 2005, somam 6348 TPC, dos quais 69% estão localizados na Venezuela. Representando. A Tabela 3.4 mostra a participação do gás natural na América do Sul.

**Tabela 3.4** O GN na América do Sul (2005)

| <b>País</b>         | <b>Reservas Provasdas (TPC)</b> | <b>Participação Reserva Região %</b> | <b>Produção (TPC)</b> | <b>Consumo (TPC)</b> | <b>Produção/ Consumo (TPC)</b> | <b>Relação R/P (anos)</b> |
|---------------------|---------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Argentina           | 17.8                            | 8                                    | 1.6                   | 1.42                 | 0.18                           | 11                        |
| Bolívia             | 26.1                            | 12                                   | 0.4                   | 0.0002               | 0.3998                         | 65                        |
| Brasil              | 10.9                            | 5                                    | 0.4                   | 0.71                 | (0.31)                         | 27                        |
| Chile*              | 0.9                             | 0.4                                  | 0.04                  | 0.29                 | (0.25)                         | 22                        |
| Colômbia            | 4.0                             | 1,8                                  | 0.24                  | 0.24                 | -                              | 17                        |
| Equador             | 0.3                             | 0.14                                 | -                     | 0.2                  | (0.2)                          | -                         |
| Paraguai            | -                               | -                                    | -                     | -                    | -                              | -                         |
| Peru                | 11.5                            | 5,2                                  | 0.04                  | 0,04                 | -                              | 286                       |
| Uruguai             | -                               | -                                    | -                     | 0.00001              | (0.00001)                      | -                         |
| Venezuela           | 152.3                           | 69                                   | 1.01                  | 1.01                 | -                              | 151                       |
| <b>Total Região</b> | <b>220.5</b>                    | <b>4%</b>                            | <b>2.34</b>           | <b>2.41</b>          | <b>(0.18021)</b>               | <b>31</b>                 |
| <b>Total Mundo</b>  | <b>6348.1</b>                   | <b>100%</b>                          | <b>96.7</b>           | <b>96.2</b>          | <b>0.5</b>                     | <b>66</b>                 |

**Fonte:** A partir de BP Statistical Review of World Energy June 2005, e

\*EIA - International Energy Annual, 2005.

\*\* Os valores entre parêntesis correspondem a valores negativos.

#### 3.3.1 Oferta

##### 3.3.1.1 Reservas

A América do Sul tem experimentado um crescimento sem precedentes nas reservas provadas de GN nos últimos anos, tendo-se incrementado 50% desde 1990 e triplicado desde 1980, conforme Tabela 3.5. Esse incremento ocorreu, sobretudo no Brasil, na Bolívia e no Peru, induzido pela atividade exploratória nestes países. É interessante notar que, na Argentina (o mercado gasífero mais maduro do continente sul-americano), as reservas apresentaram um pequeno declínio. Isto foi um reflexo, em boa parte, do desaquecimento da atividade exploratória decorrente da desestabilização política e econômica ocorrida nos últimos cinco anos.

**Tabela 3.5** Reservas provadas de GN na América do Sul, de 1980 a 2005, em TMC.

| <b>Países</b>         | <b>1980</b>  | <b>1990</b>  | <b>2000</b>   | <b>2001</b>   | <b>2002</b>   | <b>2003</b>   | <b>2004</b>   | <b>2005</b>   |
|-----------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Argentina             | 0.57         | 0.67         | 0.75          | 0.76          | 0.66          | 0.61          | 0.55          | 0.50          |
| Bolívia               | 0.13         | 0.12         | 0.52          | 0.78          | 0.81          | 0.78          | 0.76          | 0.74          |
| Brasil                | 0.04         | 0.12         | 0.23          | 0.22          | 0.25          | 0.25          | 0.33          | 0.31          |
| Chile                 | 0.13         | 0.11         | 0.095         | 0.094         | 0.093         | 0,09          | 0.11          | 0.03          |
| Colômbia              | 0.12         | 0.10         | 0.13          | 0.13          | 0.12          | 0.11          | 0.12          | 0.11          |
| Equador               | 0.12         | 0.11         | 0.103         | 0.104         | 0.115         | 0,01          | 0,14          | 0,01          |
| Peru                  | 0.04         | 0.34         | 0.25          | 0.25          | 0.25          | 0.25          | 0.33          | 0.33          |
| Venezuela             | 1.25         | 2.99         | 4.15          | 4.18          | 4.18          | 4.22          | 4.29          | 4.32          |
| <b>América do Sul</b> | <b>2.52</b>  | <b>4.56</b>  | <b>6.12</b>   | <b>6.52</b>   | <b>6.48</b>   | <b>6.32</b>   | <b>6,63</b>   | <b>6.35</b>   |
| <b>Mundo</b>          | <b>83.83</b> | <b>131.0</b> | <b>160.76</b> | <b>174.39</b> | <b>176.18</b> | <b>179.21</b> | <b>179.01</b> | <b>179.83</b> |

**Fonte:** Elaboração própria, a partir de BP, 2005.

### 3.3.1.2 Produção

A produção de GN na América do Sul, mostrada na Tabela 3.6, chegou a 106,6 bcm em 2005, mostrando um crescimento de 60% desde 1995.

**Tabela 3.6** Produção de GN na América do Sul entre 1995 e 2005.

| <b>Países</b>         | <b>Produção<br/>bcm</b> |                    | <b>Participação<br/>produção<br/>1995</b> | <b>Participação<br/>produção<br/>2005</b> |
|-----------------------|-------------------------|--------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|
|                       | <b>1995</b>             | <b>2005</b>        | <b>%</b>                                  | <b>%</b>                                  |
| Argentina             | 25                      | 45.6               | 38                                        | 43                                        |
| Bolívia               | 3.2                     | 10,4               | 4.8                                       | 11                                        |
| Brasil                | 4.8                     | 11,4               | 7.0                                       | 11                                        |
| Chile                 | 0.7 <sup>(a)</sup>      | 1,1                | 1                                         | 1                                         |
| Colômbia              | 4.4                     | 6,9                | 6.6                                       | 6                                         |
| Equador               | -                       | 0.1 <sup>(b)</sup> | -                                         | -                                         |
| Peru                  | 0.9 <sup>(c)</sup>      | 1,1                | 1.3                                       | 1                                         |
| Venezuela             | 27.5                    | 29                 | 41.3                                      | 27                                        |
| <b>América do Sul</b> | <b>66.5</b>             | <b>106.6</b>       | <b>100</b>                                | <b>100</b>                                |

**Fonte:** Elaboração própria a partir de dados do BP, 2006.

<sup>(a)</sup>CNE, 2006; <sup>(b)</sup>Oil and Gas Journal, 2006; <sup>(c)</sup>Petroperu, 2006.

### 3.3.1 Demanda

A Tabela 3.7 mostra que, entre 1990 e 2005, o incremento no consumo de GN na região foi de 94%. Países como o Brasil e o Chile demonstraram ser mercados em rápida expansão, dados os razoáveis incrementos no seu consumo, respectivamente, de 597% e 322%. Os países com maior consumo *per capita* foram a Argentina, com 1.045 m<sup>3</sup>, e a Venezuela, com 1.672 m<sup>3</sup>, devido as suas indústrias desenvolvidas de GN. Para suprir a crescente demanda, os países da região vêm propondo projetos de infra-estrutura de transporte de gás que permitirão a formação de uma intrincada rede de gasodutos, interligando principalmente as jazidas produtoras da Bolívia, do Peru e da Venezuela aos mercados brasileiro, chileno, colombiano e uruguaio.

**Tabela 3.7** Consumo primário de GN na América do Sul

| País                  | Consumo primário de GN<br>em bcm |               |            | Consumo <i>per capita</i> de GN m <sup>3</sup> |              |
|-----------------------|----------------------------------|---------------|------------|------------------------------------------------|--------------|
|                       | 1990                             | 2005          | Incremento | 1990                                           | 2005         |
| Argentina             | 22.5                             | 40.06         | 62%        | 692                                            | 1.045        |
| Bolívia               | 0.8                              | 1.8           | 44%        | 115                                            | 474          |
| Brasil                | 2.9                              | 20.2          | 597%       | 19                                             | 54           |
| Chile                 | 1.8                              | 7.6           | 322%       | 135                                            | 173          |
| Colômbia              | 4.5                              | 6.8           | 51%        | 130                                            | 159          |
| Equador               | 0.2                              | 0.2           | -          | 21                                             | 77           |
| Paraguai              | -                                | -             | -          | -                                              | -            |
| Peru                  | 0.7                              | 1.6           | 129%       | 32                                             | 13           |
| Uruguai               | -                                | 0,11          | -          | -                                              | n.d          |
| Venezuela             | 21.8                             | 28.9          | 33%        | 1.115                                          | 1.672        |
| <b>América do Sul</b> | <b>55.2</b>                      | <b>107.27</b> | <b>94%</b> | <b>206</b>                                     | <b>3.667</b> |

**Fonte:** Elaboração própria, a partir de IEA, 2003 e Petrobrás, 2005.

#### 3.3.2.1 Futuras tendências de crescimento do consumo

De acordo com o *Energy Information Administration* (EIA) (2005), até 2030, a demanda de gás natural no mundo crescerá mais que a de qualquer outro combustível fóssil. A demanda de gás na América do Sul deverá crescer mais do que nos outros continentes. A projeção de consumo nestes países aponta taxas médias de crescimento de 7,6% a.a. para os próximos 22 anos, em contraste com 2,9% a.a. na Europa Ocidental, 2,7% na África, 1,7% na América do Norte, 2,0% na ex-URSS e 5,9% a.a na Ásia. Por sua vez, a União Internacional da Indústria de

Gás (IGU) projeta um cenário de demanda potencial de GN para os anos 2010 e 2030 que mostrado na Tabela 3.8. De acordo com este cenário, a América do Sul terá um crescimento de 5,7% anuais, entre 2000 e 2010, e de 3,3% a.a entre 2010 e 2030, mostrando um crescimento dinâmico em comparação aos mercados da América do Norte ou da Europa Central e Ocidental.

**Tabela 3.8** Demanda potencial de gás natural para 2030.

| <b>Área</b>                     | <b>Volumes Absolutos (bcm)</b> |             |             | <b>Crescimento Anual (%)</b> |                  |
|---------------------------------|--------------------------------|-------------|-------------|------------------------------|------------------|
|                                 | <b>2000</b>                    | <b>2010</b> | <b>2030</b> | <b>2000-2010</b>             | <b>2010-2030</b> |
| América do Sul                  | 95                             | 165         | 315         | 5,7                          | 3,3              |
| América do Norte                | 803                            | 980         | 1420        | 2,0                          | 1,9              |
| Europa Central e Ocidental      | 457                            | 622         | 778         | 3,1                          | 1,1              |
| Europa Oriental e Norte da Ásia | 547                            | 604         | 746         | 1,0                          | 1,1              |
| Sudeste da Ásia e Oceania       | 106                            | 199         | 267         | 6,5                          | 1,5              |
| Sul da Ásia                     | 50                             | 105         | 247         | 7,7                          | 4,4              |
| Leste da Ásia                   | 128                            | 222         | 383         | 5,7                          | 2,8              |
| Oriente Médio                   | 193                            | 290         | 520         | 4,2                          | 3,0              |
| África                          | 63                             | 95          | 155         | 4,3                          | 2,5              |
| <b>Mundo</b>                    | <b>2442</b>                    | <b>3282</b> | <b>4831</b> | <b>3,0</b>                   | <b>2,0</b>       |

**Fonte:** Gas Natural, 2006. A partir de IGU/UIIG: 22nd World Gas Conference June 1-5, 2003. Tokyo - Report Global Energy Scenarios.

### 3.3.3 Os negócios relativos ao GN

#### 3.3.3.1 Fluxos de gás através das fronteiras

Os gasodutos transfronteiriços para exportações existentes na região apresentam certo grau de facilidade para transações adicionais, devido à capacidade ociosa comprovada. Assim, por exemplo, através do GASBOL (gasoduto Bolívia–Brasil), a Bolívia exporta para o Brasil em torno de 24 milhões de metros cúbicos diários, ao passo que foi construído para a capacidade de 30 MM m<sup>3</sup>/d. Conseguiria, inclusive, transportar até 35 MM m<sup>3</sup>/d, sem quaisquer problemas (PETROBRAS, 2005).

Para considerar transações adicionais de fluxos de GN, devem ser feitas as respectivas projeções anuais, as quais devem estar baseadas nas autorizações existentes de exportação em

cada país. De fato como um exemplo contável e com números consolidados, a Tabela 3.9 apresenta o desempenho até 2005 do comércio de gás, no Cone Sul.

**Tabela 3.9 Comércio de gás natural no Cone Sul (bilhões de m<sup>3</sup> por ano).**

| <b>Fluxos entre Países</b> | <b>1996</b> | <b>1997</b> | <b>1998</b> | <b>1999</b> | <b>2000</b> | <b>2001</b> | <b>2002</b> | <b>2003</b> | <b>2004</b> | <b>2005</b> |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Bolívia a Argentina        | 2.05        | 1.6         | 1.6         | 0.64        | 0.02        | 0.04        | 0.11        | 0.08        | 0.8         | 1,73        |
| Bolívia a Brasil           | -           | -           | -           | 0.4         | 2.09        | 3.79        | 4.79        | 5.54        | 7.58        | 8.63        |
| Argentina a Chile          | -           | 0.5         | 2.0         | 3.3         | 4.4         | 5.3         | 5.3         | 6.06        | 6.8         | 6.15        |
| Argentina a Brasil         | -           | -           | -           | 0.1         | 0.3         | 0.8         | 0.84        | 0.34        | 0.44        | 0.34        |
| Argentina a Uruguai        | -           | -           | -           | -           | -           | 0.1         | 0.02        | 0.06        | 0.11        | 0.11        |

**Fonte:** Udaeta *et al*, 2006.

Como já mostrado na Figura 3.4, os países do Cone Sul são interconectados por uma malha de gasodutos que, apesar de ter crescido significativamente na última década, ainda é bastante incipiente quando comparada às malhas de transporte de GN de mercados mais desenvolvidos (como EUA e União Européia). Também é ainda insuficiente para possibilitar a efetivação de um mercado único de gás natural na região.

### 3.3.3.2 Exportadores e importadores de GN

Como demonstrado por dados precedentes, são poucos os países na América do Sul que possuem grandes reservas. Correspondentemente, um grande potencial de mercado interno é necessário para justificar os altos custos requeridos para desenvolver estas reservas e construir a infra-estrutura de transporte. Com respeito às reservas de gás e ao potencial de mercado, os países da América do Sul caem amplamente em uma das quatro categorias identificadas na Tabela 3.10.

**Tabela 3.10 Reservas de GN e potencial de mercado interno**

|                             |       | <b>Potencial de Mercado</b>    |                            |
|-----------------------------|-------|--------------------------------|----------------------------|
|                             |       | Alta                           | Baixa                      |
| <b>Nível de Reservas GN</b> | Alta  | Argentina, Venezuela, Colômbia | Bolívia, Peru.             |
|                             | Baixa | Brasil, Chile                  | Paraguai, Uruguai, Equador |

**Fonte:** IEA, 2003.

A Bolívia e o Peru têm consideráveis reservas, mas limitado potencial de mercado para o gás. Para obter vantagem dos seus recursos, eles optam, ou poderiam optar, pela exportação

através de gasodutos ou do GNL. Por sua vez, o Brasil e o Chile têm demandas que crescem dois dígitos percentuais anualmente, mas não tem reservas suficientes ou convenientemente localizadas para suprir essa crescente demanda. Assim, optam por importações provenientes da Argentina e Bolívia, com opções de importar GNL. No caso do Brasil, este não pode ser incluído na categoria “altas-reservas / alto-potencial de mercado” até que comece a explorar suas jazidas e transformá-las em reservas.

### **3.3.4 Panorama da cadeia gasífera**

A indústria de GN, como já mencionado, é um vasto setor com concentração e intensidade de capital. Devido ao vínculo estreito que existe entre a exploração e a produção de gás natural e petróleo, as companhias petrolíferas são igualmente as principais empresas implicadas no setor de gás natural, embora o transporte e a distribuição de gás se assemelham mais ao setor de transporte e distribuição de eletricidade.

#### **3.3.4.1 Na Argentina**

O país conta com reservas provadas de 763 MM m<sup>3</sup>, localizadas em cinco jazidas (Austral, Cuyana, San Jorge, Nuequen e Nordeste). Destas jazidas, três são relevantes para o abastecimento interno e duas para o externo. Além da concentração geográfica, também está o controle que exercem os operadores, o qual é considerável. Seis empresas dispõem do 85,5% das reservas provadas, e a concentração em cada jazida é ainda maior. Assim, a TOTAL controla 52% da jazida Austral, a REPSOL-YPF controla 52,3% de Neuquen, enquanto que a TECPETROL e a PLUSPETROL controlam 78,6% das reservas do Nordeste.

O sistema de transporte está formado por dois grandes subsistemas, operados pelas empresas transportadoras Gás do Sul (TGS) e transportadora do norte (TGN). O sistema de transporte da TGS compreende 7.406 km de gasodutos, e o sistema da TGN, 5406 km.

A Argentina tem, dentro da região, o sistema gasífero mais maduro e diversificado. O consumo médio anual de gás por habitante urbano no país é de 1.045 m<sup>3</sup>/ano, superior à média

mundial e só superado na região pela Venezuela, com 1.672 m<sup>3</sup>/ano.

### 3.3.4.2 Na Bolívia

As regiões com hidrocarbonetos encontram-se em oito províncias geológicas, que totalizam 450.000 km<sup>2</sup>. No ano de 2005, as reservas provadas e prováveis somaram 48,7 TPC. Os contratos de risco compartilhado de exploração, produção e comercialização devem ser subscritos pela YPFB em nome e representação do Estado. Na atualidade, empresas nacionais e internacionais participam da atividade exploratória em 38 contratos de risco compartilhado<sup>28</sup>. Como resultado do processo de capitalização da YPFB, investidores privados subscreveram doze contratos de risco compartilhado, e onze contratos de operação ou participação foram transformados em contratos desse tipo. A localização geográfica das reservas provadas e prováveis indica que a Empresa Petrolera Andina S.A. controla 24% das reservas, enquanto a Petrobrás cerca de 14% .

O sistema de transportes na Bolívia inclui 3.676 km de gasodutos troncais, sendo seu principal operador TRANSREDES (Transporte de Hidrocarbonetos S.A). Esta empresa conta com redes que se expandem não apenas dentro da Bolívia, mas que têm conexões internacionais com a Argentina, o Brasil e Chile. No país, possui aproximadamente 5.700 km de dutos, sendo 3.000 km de gasodutos e 2.700 km de oleodutos. O pacote acionário da empresa pertence à ENRON e à SHELL.

O tamanho do mercado interno na Bolívia é muito reduzido se comparado com suas reservas e sua produção. O consumo anual por habitante urbano é de 474 m<sup>3</sup>/ano. Os principais consumidores são oriundos do setor de geração de eletricidade que representa 55% do mercado interno, e do setor industrial, que representa 39% do mercado. Os setores residencial e comercial correspondem a 2% do mercado interno, enquanto o uso de gás natural veicular equivale a 3% (YPFB, 2005).

---

<sup>28</sup> As empresas são: BG E&P Ltd., BHP Boliviana de Petróleo Inc., Bolipetro S.A., Dong Won da Bolívia; ELF Petroleum de Bolívia B.V.; Empresa Petrolera Andina S.A.; Empresa Petrolera Chaco S.A.; EPEC Ventures Bolivia Corporation, Exxon Bolívia Tuichi Ltd.; Móvil Boliviana de Petróleos Inc.; Perez Compac (atualmente Petrobrás); Petrobrás de Bolívia S.A.; Petrolera Argentina San Jorge S.A.; Pluspetrol Bolívia Corporation; Repsol exploração secure S.A. Tecpetrol de Bolívia S.A.; Tesoro Boliviana Petroleum Company; Total Exploration Productive Bolívia Ltd.; Unión Texas de Bolívia Ltd.; Vintage Petroleum Boliviana Ltd.

### 3.3.4.3 No Brasil

Os abastecimentos do gás para o Brasil provêm de duas fontes internas (das jazidas de Campos e da Bahia) e duas externas (a maior corresponde ao gás importado da Bolívia, seguida da fonte da Argentina). A maior quantidade das reservas, assim como da produção, encontra-se em jazidas *off-shore*, embora o panorama das reservas tenha se modificado com a descoberta da jazida de Santos.

A empresa estatal Petrobrás, até o ano de 1997 monopolizava os direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos. A Lei de 1997 permite a criação de *joint ventures* entre a Petrobrás e as companhias estrangeiras, em agosto do ano 2000 vendem 28,5% das ações da Petrobrás. No caso do gás, a abertura não se deu com a mesma velocidade mesmo com várias firmas aparecendo no cenário. Entre estas se destacam a British Gás, a Shell a TotalFina Elf, a El Paso, a Agip, e a Repsol-YPF. A Petrobrás maneja o mercado mesmo nas importações que vem da Bolívia, mas também pelo seu domínio sobre as reservas, produção e transporte.

O sistema de transporte no Brasil encontra-se claramente definido por dois sistemas: o primeiro permite a importação de gás da Bolívia, e conectar-se-á ao sul do Brasil com o proveniente de importações da Argentina; o segundo é proveniente das jazidas de Santos e da Bahia, abastece principalmente a cidade do Rio de Janeiro. Existe também infra-estrutura no Nordeste, mas seu volume não é significativo. O sistema de importação desde a Bolívia é operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Este sistema é um dos maiores da região, registrando uma extensão de 3150 km (557 em território boliviano e 2593 em território brasileiro), e capacidade de 30 MM m<sup>3</sup>/d, dos quais se utiliza em media apenas 40%.

O sistema de transporte abastecido com gás local compõe-se de dois subsistemas conectados entre si: um no Nordeste, que abastece Fortaleza, Recife e Salvador, e outro vinculado à jazida de Campos, que cobre o Rio de Janeiro. O sistema é propriedade da Petrobrás e compõe-se de trechos curtos, de 30 a 400 km. No total, o sistema possui cerca de 2307 km de comprimento, e cada subsistema tem capacidade de 0,8 e 4,2 MM m<sup>3</sup>/dia, respectivamente.

#### **3.3.4.4 No Chile**

Mesmo possuindo 37,5 MM m<sup>3</sup> de reservas de GN no extremo sul do seu território, o Chile tem diminuído sua produção já há alguns anos, convertendo-se em um importador nato de GN, cujo principal fornecedor é a Argentina (KOZULJ, 2004). O desenvolvimento do *upstream* é muito reduzido. As reservas e a produção são manipuladas pela empresa estatal SIPETROL, subsidiária da ENAP, também integralmente de propriedade do Estado. O sistema de transportes esta principalmente conformado pelos seguintes gasodutos de importação: GasAtacama, Norandino, GasAndes, Gás Pacifico, Metanex I, Metanex Patagonico II. As atividades de distribuição são realizadas através de seis empresas: das quais três operam a partir do suprimento do gasoduto GasAndes, estas três empresas são Metrogas, Energas e Gás Valpo, a primeira destas abastece a zona metropolitana de Santiago. A distribuidora GásSur opera na VIII região, a partir do suprimento de Gas Pacifico.

Segundo Kozulj (2004), a maior parte do consumo de gás natural ocorre nas centrais elétricas. Atualmente, 72% das importações de gás procedem da Argentina, porém, dada a situação de crise que aconteceu neste país, o governo chileno tem pensando em algumas alternativas, como o gasoduto que sairia da jazida de Camisea ou a importação de GNL.

#### **3.3.4.5 Na Colômbia**

Por razões constitucionais, a maior parte do desenvolvimento do *upstream* fez-se por contrato, o que levou a um oligopólio legal entre a ECOPETROL e seus associados. Porém, a partir de 1998, ocorreu a diminuição do nível das reservas, e por esse motivo produziram-se importantes mudanças nas modalidades de associação. Desde a ronda de licitações nas jazidas tradicionais de Magdalena, Putumayo e Llanos, no ano 2000, incluiu-se uma porcentagem de participação mais favorável (70%) para as empresas privadas e regalias decrescentes segundo o nível de produtividade. Na atualidade, a associação com a ECOPETROL já não é obrigatória, tendo sido criada a Agência Nacional de Petróleo, encarregada da negociação com os contratistas.

O sistema nacional de transporte compreende o conjunto de gasodutos localizados no

território nacional. As principais transportadoras no país são a Ecogás e Promigas. O sistema de transporte, criado a partir do “Plano de massificação de gás”, está sendo construído pelo sistema BOMT (construção, operação e manutenção). Seu custo foi assumido inicialmente pela Ecopetrol e atualmente pela Ecogás.

O grau de penetração do gás natural é muito baixo se comparado à vasta estrutura de transporte e distribuição criada desde os meados dos anos 1990. Essa baixa penetração está relacionada à política de preços, à baixa integração do GN à cadeia de produção, e à competição que uma penetração maior do gás na indústria e na geração de eletricidade poderia acarretar aos outros produtos energéticos, entre eles o petróleo de Castilla –semelhante ao *fuel oil*, com alto conteúdo de enxofre, e produzido pela Ecopetrol.

#### **3.3.4.6 No Peru**

A exploração e produção de hidrocarbonetos são realizadas sob contrato com o Estado. Na atualidade, destacam-se operações de exploração e produção por consórcios, como Repsol, Petro Tech, Pluspetrol, Perez Companc (agora Petrobrás) e algumas empresas menores. A Perupetro é a agência encarregada de licitar as áreas, dirigindo o processo de concessões ligadas ao desenvolvimento de Camisea. Anteriormente à descoberta desta jazida, a exploração de gás estava concentrada no litoral norte do país, em Aguaytia, destinada à produção de energia elétrica. A exploração de Camisea está a cargo de um consórcio, integrado pela firma argentina Pluspetrol Peru Corp. (36%), a estadunidense Hunt Oil Corp. (36%), a sul-coreana a SK Corp. (18%) e a argelina Sonatrach (10%).

A concessão do transporte do gás de Camisea foi outorgada para o consórcio denominado Transportadora de Gas del Peru (TGP), formado pelas seguintes empresas: Tecgas, Pluspetrol, Hunt Oil, Sonatrach, SK Corp, Tractebel e a empresa peruana Graña e Montero. O consórcio é similar ao do *upstream*, mas no transporte predominam Tecgas e Pluspetrol. A sociedade concessionária comprometeu-se a ter uma capacidade mínima de transporte, até o *City Gate* Lima, de 155 milhões de pés cúbicos por dia (MM pc/d), desde o início do projeto até o 11º ano, e de 400 MM pc/d a partir do 12º ano.

É importante ressaltar que a estrutura do mercado pode variar de acordo com as políticas de preço e da promoção do consumo que sejam adotadas. O Instituto de Economia Energética da Fundação Bariloche projetou a demanda de GN no Peru para o ano de 2015, sendo que a geração elétrica responderia pelo 87% da demanda doméstica, estimada em 1.200 ktep/ano. Isto devido à necessidade de superar a vulnerabilidade dos ciclos hidráulicos e pelo menor dinamismo do consumo industrial e residencial. Segundo as projeções, as reservas de GN superariam as projeções de consumo, e assim a exportação seria o caminho para o aproveitamento do excedente (KOZULJ, 2004).

#### **3.3.4.7 Na Venezuela**

As reservas da Venezuela são estimadas em 4.200 bmc e representam as segundas maiores no hemisfério ocidental. O seu principal operador é a empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), que também lidera algumas associações com empresas privadas. Em 2003, por exemplo, a PDVSA elegeu a Chevron, Texaco e Statoil para operar dois dos cinco blocos *offshore* na Plataforma Deltana. A PDVSA também opera a rede de gasodutos, que tem uma extensão de 4.800 km, de forma direta ou através de sua filial Corpoven (CVP).

O desenvolvimento do mercado interno da Venezuela é ainda incipiente. O consumo domiciliar e comercial ocupa um papel insignificante na estrutura da demanda interna, correspondendo a maior absorção ao consumo para usos petroquímicos, industriais, de geração elétrica e em jazidas. A PDVSA vem procurando, através de seu Plano Estratégico 2006-2012, promover a aceleração dos diferentes projetos de exploração e produção de gás em terra firme e costa afora, considerando tanto as necessidades do mercado interno quanto o suprimento dos países de América Latina, isto no contexto da estratégia do Executivo Nacional (PDVSA, 2006).

### **3.4 Projetos de importação e exportação de GN**

A indústria do GN é caracterizada por alguns elementos que contribuem para a formação de um modelo de organização particular às diversas indústrias de rede. Os principais são: a existência de externalidades positivas; a presença de economias de escala; e a importância da

infra-estrutura que garante a transmissão ou o transporte do produto na cadeia, e por isso é considerada o “coração” que possibilita a conexão entre produtores e consumidores (PINTO JR, 1998).

Sendo assim, como já visto, o território da América do Sul é atravessado por gasodutos que ligam Bolívia, Brasil, Argentina, Chile e Uruguai<sup>29</sup>. Na atualidade, novos gasodutos estão sob discussão, os quais ligariam: o norte do Peru com o porto de Guayaquil, no Equador; a cidade de Quito (Equador) com a localidade de Bermeja (Colômbia); e a cidade de Maracaibo (Venezuela) com Guajira (Colômbia) – cujo gasoduto será operado pela PDVSA-Gas, Ecopetrol e Chevron Texaco. No início de 2006 também foi acordada a construção de um gasoduto entre Uruguai, Paraguai e Bolívia.

Como também já demonstrado, o comércio de gás através de gasodutos está muito desenvolvido no Cone Sul, em uma região que abrange a metade do sul do Brasil, a Argentina, o Chile, a Bolívia, o Paraguai e o Uruguai. É nesta área que a maioria da população e da infra-estrutura industrial é encontrada, e onde o crescimento da demanda de energia e gás é mais elevado. Por outro lado, novas propostas de gasodutos através acordos multilaterais vêm surgindo, com a finalidade de abranger outros países da América do Sul<sup>30</sup>. A construção dessa infra-estrutura para a integração energética certamente requererá investimentos intensivos em capital, e na prática implicará períodos de recuperação extensivos por até 25 anos. Sendo assim, o financiamento da integração exige um horizonte semelhante de vigência de regras básicas para instalação, operação e manutenção dos sistemas físicos e de negócios (ARANEDA, 2005).

Segundo o estudo realizado em 2005 pela empresa chilena GasAtacama, os investimentos necessários para os projetos na América do Sul nas áreas de eletricidade e gás natural, para o período 2005-10, seriam de US\$ 28,4 bilhões e US\$ 13,1 bilhões, respectivamente. A Tabela 3.11 sintetiza a avaliação feita por essa empresa, indicando que entre 2005 e 2010 seriam requeridos investimentos de mais de US\$ 41,0 bilhões em energia na região.

---

<sup>29</sup> Ver Figura 3.2.

<sup>30</sup> Ver Figura 3.3.

**Tabela 3.11** Investimento requerido na América do Sul (2005-2010, US\$ bilhões)

| <b>País</b>  | <b>Eletricidade</b> | <b>Gás</b>   |
|--------------|---------------------|--------------|
| Brasil       | 19,0                | 3,4          |
| Argentina    | 2,4                 | 2,3          |
| Chile        | 3,1                 | 1,6          |
| Colômbia     | 1,0                 | 1,3          |
| Peru         | 2,2                 | 2,5          |
| Bolívia      | 0,3                 | 1,9          |
| <b>Total</b> | <b>28,4</b>         | <b>13,1*</b> |

**Fonte:** Araneda - GASATACAMA, 2005.

\* Sem considerar os US\$ 23,27 bilhões que seriam investidos no Gasoduto do Sul.

Nesse sentido, é bom lembrar que existem, na região, fatores ainda em processo de se resolver e que afetam o entorno das decisões de investimento. Como exemplo, citam-se: o respeito pelos tratados e contratos de exploração de hidrocarbonetos; a fixação de preços regionais para o gás natural; o desenvolvimento de políticas energéticas nacionais de desenvolvimento do mercado do gás natural; e as incertezas institucionais. Também têm importância os ajustes de preços nas tarifas de distribuição e transporte de gás (como tem ocorrido na Argentina) e as implicações da nova Lei de Hidrocarbonetos, na Bolívia.

Vale enfatizar que os fatores críticos para os investidores são: o marco legal, as garantias de cumprimento de contratos; a independência e objetividade do regulador e a cultura de pagamento. Em geral, a construção dos gasodutos sempre resultou das crises energéticas que ocorreram na região, como se mostra na Tabela 3.12.

**Tabela 3.12 Motivação na construção de gasodutos**

| <b>Gasoduto</b>        | <b>Fluxo</b>                                     | <b>Ano</b> | <b>Motivo / crise</b>                                                                                              |
|------------------------|--------------------------------------------------|------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Yabog                  | De Bolívia à Argentina                           | 1972       | Fruto de crise na Argentina, que não podia desenvolver suas próprias reservas.                                     |
| Gasandes               | De Argentina a Chile                             | 1997       | Crise energética no Chile, porém não se cumpriram as exportações previstas.                                        |
| Petrouruguai           | De Argentina a Uruguai                           | 1998       | Crise energética no Uruguai e sul do Brasil. Entretanto, não se cumpriram as exportações previstas.                |
| Gasbol                 | De Bolívia a Brasil                              | 1999       | Não tem vínculo com a crise energética, mas relaciona-se à posterior crise energética com racionamentos no Brasil. |
| Gasoduto Sul-americano | De Peru a Chile (em análise de viabilidade)      | 2005       | Nova crise energética do Cone Sul.                                                                                 |
| Gasoduto do Sul        | De Venezuela ao Brasil e à Argentina (em estudo) | 2006       | Crise energética no Cone Sul e crise Política.                                                                     |

**Fonte:** Udaeta, *et al*, 2006.

### 3.4.1 Novas propostas:

Nestes últimos anos, muitas iniciativas de integração gasífera foram formuladas, porém muitas delas ainda continuam no papel, dada a falta de vontade política para consolidá-las. Tais propostas se fundamentam na necessidade de fortalecer a integração regional, com o fim de apoiar e intensificar a cooperação no âmbito energético. Na Tabela 3.13, são mostrados os gasodutos que estão em construção, planejamento e em fase de projeto.

**Tabela 3.13** Principais gasodutos em construção e em planejamento na América do Sul

|                                                        | <b>Extensão</b><br>(km) | <b>Diâmetro</b><br>(polegadas) | <b>Capacidade</b><br>(bcm)   | <b>Investimento</b><br>(milhões de \$) |
|--------------------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------|------------------------------|----------------------------------------|
| <b>Em construção</b>                                   |                         |                                |                              |                                        |
| Argentina -Uruguiana<br>Porto Alegre                   | 615                     | 20                             | 4,4                          | 260                                    |
| Argentina-Uruguai ( <i>Cruz<br/>del Sur</i> )          | 208                     | 24                             | 2,4                          | 120                                    |
| <b>Em planejamento</b>                                 |                         |                                |                              |                                        |
| Argentina - Brasil<br>( <i>Mercosur</i> )              | 3.100                   | 36                             | 9,1                          | 1.800                                  |
| Argentina-Brasil ( <i>Trans-<br/>Iguacu</i> )          | nd                      | nd                             | 12,0                         | nd                                     |
| Bolívia - Chile<br>( <i>Mercosur</i> )                 | 850                     | 20                             | 2,2                          | 285                                    |
| Bolívia-Argentina-<br>Paraguai-Brasil ( <i>Gasin</i> ) | 5.250                   | nd                             | nd                           | 5.000                                  |
| Peru - Bolívia                                         | 900                     | 36                             | 14,6                         | 900                                    |
| Peru - Brasil                                          | 3.550                   | 32                             | 11,0                         | 3.215                                  |
| Venezuela-Colômbia                                     | 200                     | nd                             | 2,1                          | 120                                    |
| <b>Em projeto</b>                                      |                         |                                |                              |                                        |
| Peru-Chile-Argentina<br>( <i>GSA</i> )                 | 1200                    |                                | 10 MMm <sup>3</sup> /dia     | 2,5 bilhões                            |
| Venezuela-Brasil-<br>Argentina                         | 9749                    |                                | 150<br>MMm <sup>3</sup> /dia | 23,27 bilhões                          |

**Fonte:** Elaboração própria, com base nos dados da AIE, 2003.

Os gasodutos que estão em projeto constituem-se em iniciativas para entrar em uma nova era, passando do caráter binacional ao multinacional, como se verifica nas seguintes propostas:

#### 3.4.1.1 GSA - Gasoduto Sul-americano ou Anel Energético

O inicialmente denominado Anel Gasífero foi uma rápida resposta lançada pelos governos do Peru, Argentina, Brasil, Uruguai e Chile, em junho do 2005, para assegurar o aprovisionamento do gás natural. Este se desestabilizou devido à crise institucional da Bolívia, principal abastecedor dos países do Cone Sul, e à crise energética da Argentina (motivada pela falta de investimentos e de descobrimentos), as quais apontaram uma possível emergência do setor nesta sub-região. O GSA prevê o envio de parte do gás das jazidas peruanas de Camisea (na selva sudeste deste país), através de um gasoduto de 1.200 km, até Tocopilla, no norte de Chile, para abastecer inicialmente este país. Como complemento sustentável, acabaria conformando o

anel energético com Argentina, Brasil e Uruguai, e incluiria em médio prazo a Bolívia e o Paraguai. Dessa forma, objetiva-se vincular fisicamente gasodutos nacionais e binacionais existentes.

O projeto, entretanto, é muito incerto, pois corre o risco de morrer antes mesmo de nascer. Em fevereiro de 2006, o ministro de Energia e Minas do Peru, Clodomiro Sánchez Mejía, advertiu que unicamente com o descobrimento de novas reservas de gás natural em território peruano irá concretizar-se a exportação do fluido para o Chile, Brasil, Argentina, Paraguai e o Uruguai.

#### **3.4.1.2 Gasoduto do Sul**

O governo da Venezuela anunciou, no final do ano de 2005, a construção de um gasoduto regional de 9.749 quilômetros, o qual se estenderia de norte a sul, desde Puerto Ordaz, na Venezuela, até a cidade brasileira de Manaus. Neste ponto, dividir-se-ia em dois ramais, um para o nordeste brasileiro e o outro até Brasília e Rio de Janeiro, de onde seguiria até o Uruguai e a Argentina. O investimento estimado seria de US\$ 23,27 bilhões segundo a Petrobrás, com um intervalo de sete a dez anos para sua construção. Transportaria 150 MM m<sup>3</sup>/d, consumindo não mais que 20% das reservas venezuelanas ao longo de 20 anos (MME, 2006). Ainda conforme os estudos da PETROBRAS, concluiu-se que o mercado potencial para o projeto - dadas as necessidades de oferta adicional de volumes significativos de GN para o Brasil, Argentina, Chile e Uruguai –poderá ser atendido pela Venezuela. Foram citados como principais fatores críticos a serem enfrentados: a conjuntura econômica e política mundial/regional, acordos internacionais, licenças ambientais, preço do aço, assim como custo de construção e montagem. Finalmente, ao concretizar-se, o gasoduto seria administrado por uma empresa formada pela estatal argentina Enarsa, a brasileira Petrobras e a venezuelana PDVSA

O novo cenário de gasodutos atravessando o subcontinente seria como o mostrado no seguinte mapa da Figura 3.3.



**Figura 3.3** Mapa de novos gasodutos na região.  
**Fonte:** n.d.

### 3.5 Principais *Players* internacionais na indústria de GN na região

Os setores energéticos lideraram a onda de globalização de investimentos, como demonstrado nos setores de eletricidade e gás natural, os quais eram geralmente restritos aos seus mercados locais. Foi deste modo que os grandes investidores mostraram certo agrado pelo exótico e pelas oportunidades e ganhos vislumbrados nos atualmente chamados países emergentes, dado que estes surgiram como mercados com potencial de crescimento rápido e lucros substancialmente superiores àqueles que poderiam ser obtidos normalmente em mercados desenvolvidos.

No caso da indústria de petróleo, esta apresentou, desde o seu nascimento, dois modelos de organização industrial: o modelo americano, baseado em *players* privados, cujas estratégias evoluíram para uma forte internacionalização da indústria; e o modelo baseado na formação de empresas estatais, principalmente em países em desenvolvimento (FIOROTTI, 2004). Foram

estes *players* - privados e estatais - vindos da América do Norte e da Europa, que se voltaram para a América Latina, a qual, por ter absorvido a onda de transformações, e devido ao avanço do processo de privatização, constitui-se em alvo destas grandes empresas. Esse ingresso de novos atores na América do Sul, bem como a ampliação dos ativos em GN das estatais regionais, geraram um conjunto de interesses econômicos pela monetização de reservas e pelo crescimento da utilização do combustível na região. O Gasbol representa um caso exemplar deste processo, já que foi construído em conjunto pelos principais agentes do setor e deu origem a duas transportadoras<sup>31</sup>, uma em cada país: a TBG (Transportadora Brasileira de Gás) e a GTB (Gás TransBoliviano), as quais operam desde 1999. A Tabela 3.14 mostra a participação acionária no gasoduto que viria a viabilizar o crescimento significativo do consumo brasileiro.

**Tabela 3.14** Participação acionária no Gasbol

| <b>EMPRESA</b> | <b>GTB</b> | <b>TBG</b> | <b>Participação Total</b> |
|----------------|------------|------------|---------------------------|
| PETROBRAS      | 9%         | 51%        | 42,6%                     |
| TRANSREDES     | 51%        | 12%        | 19,8%                     |
| BG             | 2%         | 9,7%       | 8,2%                      |
| EL PASO        | 2%         | 9,7%       | 8,2%                      |
| TOTALFINA-ELF  | 2%         | 9,7%       | 8,2%                      |
| ENRON          | 17%        | 4%         | 6,6%                      |
| SHELL          | 17%        | 4%         | 6,6%                      |

**Fonte:** BNDES

As petrolíferas com participação significativa na indústria de GN na região são descritas a seguir, em uma breve síntese:

### **3.5.1 British Petroleum (BP):**

A britânica BP, anteriormente conhecida por Anglo-Persian Oil Co., foi fundada por William Knox D'Arcy. Nos últimos anos, tem expandido consideravelmente suas atividades através da Amoco e Arco. A atividade desta empresa na América do Sul é desenvolvida especialmente na Argentina, Bolívia, Brasil, Venezuela e Colômbia. Na Argentina, a empresa atua através da companhia Pan American (na qual BP e Bidas são sócios). Na Bolívia, Pan

<sup>31</sup> A GTB opera 567 km de dutos com 32'' de diâmetro, enquanto que a TBG opera 1418 km com 32 '' e 1165 km com 22'' de diâmetro.

American e BP atuam através da empresa Chaco, que tem quatro blocos exploratórios, dois blocos associados e nove campos de produção.

### **3.5.2 British Gás (BG):**

Originária de Grã-Bretanha, é uma das maiores empresas integradas de gás do mundo, com 240,000km de redes de distribuição e 18 milhões de usuários. A Divisão Internacional da British Gas opera em 13 países, incluindo Estados Unidos, Argentina, Brasil, Trinidad e Tobago e Venezuela. As duas estratégias mais fortes da petrolífera são a internacionalização e integração vertical.

A entrada da BG na região deu-se através de aquisições de empresas que já operavam na cadeia do GN. No segmento de E&P, a empresa concentrou seus investimentos na Bolívia. Neste país, sua participação nas reservas é de 13,5%, aparecendo em terceiro lugar em volume de reservas neste país, atrás apenas da Repsol-YPF e da Petrobras. A expansão da exploração de GN pela empresa tem se voltado agora para os três blocos exploratórios que adquiriu na Bacia de Campos, no Brasil (REAL, 2002).

É interessante notar que, em 1992, a BG adquiriu 45% da principal distribuidora da Argentina, a Metrogas, concessionária da região de Buenos Aires, mas que não possui reservas no país. O mesmo acontece no Brasil, onde a BG é acionista majoritária da maior distribuidora de GN brasileira, a Comgás. Além disso, apesar de ter participação de 10% no Gasoduto Bolívia-Brasil, não possui capacidade contratada neste ducto, embora tenha conseguido com muita dificuldade acesso ao ducto, através de um contrato de pouco mais de um ano, que já expirou.

### **3.5.3 ChevronTexaco:**

Petrolífera norte-americana, constitui-se em uma das *majors* de energia do mundo. Anteriormente denominada Standard Oil of Califórnia, ou Socal, este grupo empresarial é produto da fusão, em 2001, de dois gigantes, Chevron (1879) e Texaco (1901). O nome foi mudado para Chevron, em 2005, para demonstrar uma presença unificada no mercado global.

Tem uma antiga ligação com a América do Sul, mas que só se desligou agora no setor de gás. Iniciou suas atividades no Brasil e Trinidad e Tobago em 1913, e na Colômbia, em 1920.

Na Colômbia, maneja o projeto de gás Chuchupa Colômbia, de onde sai 80%o do gás do país. Na Venezuela, extrai gás na plataforma Deltana e, recentemente, tem feito descobertas de gás no campo Loran, que é compartilhado com Trinidad.

#### **3.5.4 Repsol YPF:**

A empresa espanhola Repsol adquiriu a ex-estatal Argentina YPF em 1999, dando origem a um dos principais atores das indústrias de petróleo, GN e energia em geral na América Latina. É a primeira colocada em volume de reservas provadas na Argentina, com 34%, e na Bolívia, com 24%.

Uma das suas principais operações é realizada na província de Neuquén, na Argentina, com uma extração média de 47 milhões de metros cúbicos por dia. Na Bolívia, começou a operar em 2003 o gasoduto de Transierra, iniciado em 2002, entre Yacuiba e Río Grande, e onde se encontra a cabeceira do gasoduto de exportação ao Brasil. Na Venezuela, é a empresa privada líder na produção de hidrocarbonetos, destacando-se o projeto de produção de gás em Quiriquire. Bolívia, Brasil, Colômbia, Equador, Peru e Guiana são outros países onde se estende a atividade da Repsol-YPF.

#### **3.5.5 Royal Dutch-Shell**

Ou simplesmente, Shell, é uma empresa petrolífera anglo - holandesa, fundada em 1907 a partir da união entre a Royal Dutch Petr. Co. e a British Shell Transport and Trading Co., que mantinham 60% e 40% do capital, respectivamente. Na América do Sul, tem presença na Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia, Equador e Peru.

### **3.5.6 TotalFinaElf:**

Corporação francesa que se formou a partir da fusão das empresas Total, Petrofina e Elf Aquitaine. Essa união rendeu ao grupo uma maior capacidade de captação e de realização de investimentos em torno de sua atividade principal, a exploração e produção de petróleo e derivados. A atuação na indústria de GN representa uma diversificação em relação à sua atividade principal, mas mantém como ponto de partida a forte presença a montante da cadeia (REAL, 2002).

Na Argentina, a Total tem concentrado sua atividade de E&P em gás nas áreas de Aguada Pichana e San Roque (Cuenca Neuquina) e na jazida Carina-Aries (na Tierra del Fuego). Na Bolívia, a atividade é intensa nos gigantes reservatórios de San Alberto-San Antonio. A empresa participa da construção do gasoduto Yacuiba-Río Grande, e também adquiriu interesse em varias linhas de transporte de gás da TransCanada Pipelines Limited (TCPL), na Argentina e no Chile. Essas redes provêm petróleo ao Brasil a partir dos campos de Neuquén, na Argentina.

Uma visão mais didática da participação das petrolíferas na região pode ser vista na Tabela 3.15:

**Tabela 3.15** Principais empresas petrolíferas atuantes na região

| <b>Empresa</b>                                          | <b>Atividades</b>                                                                                                                                                      | <b>Área geográfica de atuação /<br/>Mercados energéticos</b>           |
|---------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| <b>BG</b><br>( <i>Inglaterra</i> )                      | E&P; transporte; armazenamento e distribuição de petróleo e gás natural; comercialização de GNL, geração de energia elétrica.                                          | Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia, Equador, Peru.                   |
| <b>SHELL</b><br>( <i>Holanda /<br/>Reino Unido</i> )    | E&P; distribuição de petróleo e gás natural; fabricação e distribuição de lubrificantes; geração de energia elétrica; estudos de fontes renováveis; indústria química. | Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia, Equador, Peru.                   |
| <b>TotalFinaElf</b><br>( <i>França,<br/>Bélgica</i> )   | E&P; refino e distribuição de petróleo e derivados; distribuição de lubrificantes; comercialização de GLP; transporte e distribuição de gás natural.                   | Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia, Venezuela.                       |
| <b>Repsol-YPF</b><br>( <i>Espanha /<br/>Argentina</i> ) | Petrolífera que atua de forma integrada nos setores de petróleo, química, gás natural e eletricidade.                                                                  | Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Equador, Peru, Venezuela. |

**Fonte:** Elaboração própria, com base em dados da CEPAL, 2001; e da Petrobras, 2003.

## **Capítulo IV**

### **As petrolíferas na integração energética da América do Sul**

Os capítulos anteriores mostraram o estado da arte sobre o processo de integração energética, enfocando o seu desenvolvimento principalmente em relação ao gás natural. Também indicaram o panorama geral da indústria, ressaltando que o potencial de hidrocarbonetos (petróleo e GN) na região é atrativo para os interesses de empresas de petróleo e gás, regionais e forâneas.

No processo de integração energética regional, é importante identificar as principais partes ou agentes envolvidos, ou seja, aqueles que mais influenciam e são influenciados pelo projeto, para que este possa seguir. Entre esses agentes estão: os governos, os consumidores, as organizações não governamentais, outros blocos econômicos, instituições de crédito e empresas de energia. Este capítulo tem como objetivo estudar o agente empresarial - empresas de petróleo e gás que atuam na região, sejam elas estatais (que teoricamente, defendem os interesses de suas populações) ou privados (que procuram entre outras coisas maximizar seu lucro) -, considerando que as suas decisões têm impacto no processo integrador.

#### **4.1 As empresas transnacionais e sua estratégia de investimento em hidrocarbonetos**

Empresas transnacionais são corporações ou entidades autônomas que fixam suas estratégias e organizam sua produção em bases internacionais, ou seja, sem vínculo direto com as

fronteiras nacionais. Segundo Pinto (2004), tais empresas baseiam suas estratégias<sup>32</sup> em quatro macro-objetivos: i) maximização de lucros; ii) crescimento; iii) competitividade; e iv) *market share*<sup>33</sup>. Para alcançá-los, seu foco de planejamento das empresas é centrado na tríade “estrutura organizacional – tecnologia - mobilização de recursos”.

Buscando atingir seus objetivos, as empresas transnacionais decidiram incursionar em atrativos mercados no nível mundial. Nos países em desenvolvimento, a maioria do investimento estrangeiro direto (IED) que tem entrado foi atraído pelos motivos tradicionais de procura de mercados, de mão de obra barata ou de recursos naturais. O mesmo ocorreu no caso da indústria do petróleo, a qual se internacionalizou tanto pela via do comércio, por IED, como também pelo desenvolvimento da indústria automobiliz<sup>34</sup> de princípios do século passado. A presença das transnacionais petrolíferas no mundo deve-se principalmente às características ressaltantes do contexto do mercado petrolífero, que são:

- i) a repartição geográfica das reservas (das quais 78% localizam-se no subsolo dos países membros da OPEP);
- ii) os mecanismos de determinação de preços;
- iii) as fortes disparidades nos custos de produção;
- iv) os principais agentes do mercado em nível mundial.

Como os Estados Unidos, não tinham acesso às concessões dos grandes produtores do Oriente Médio, o seu governo apoiou às empresas de petróleo que utilizassem a estratégia de obtenção de reservas no exterior. Nesse período, a rivalidade empresarial estabeleceu uma grande competição oligopolística no setor petrolífero. Ao mesmo tempo, reforçou a procura do petróleo em outras regiões, como América Latina, Ásia, etc., o que levou a uma atuação intensiva das grandes empresas nos países hospedeiros (FERRARI, 1975).

---

<sup>32</sup> O termo “estratégia” é geralmente utilizado para abordar praticamente todos os aspectos que concernem às decisões de longo prazo das firmas. É entendida como o conjunto de elementos que conduzem à determinação dos objetivos, das ações e das formas de alocação de recursos de uma empresa (PINTO, 2004).

<sup>33</sup> Segundo a enciclopédia Wikipédia, *Market Share* ou Quota de Mercado, entendida como participação no mercado e designa a fatia de mercado detida por uma organização. Quantifica em porcentagem a quantidade do mercado dominado por uma empresa.

<sup>34</sup> Só a partir de 1896, quando Henry Ford construiu seu primeiro automóvel, é que o petróleo passou a ser utilizado como combustível de veículos. Assim o petróleo e o motor a combustão transformaram a indústria mundial.

A América Latina ingressou precocemente no cenário tempestuoso da evolução da indústria petrolífera mundial, em virtude de dotações geológicas muito favoráveis, principalmente em países como México e Venezuela. No resto da região, entretanto, a concentração e rendimento das jazidas sedimentares estavam longe de alcançar os desses países e, em muitos casos, a exploração encontrava dificuldades geográficas que implicavam altos custos de exploração e desenvolvimento, assim como de transporte às áreas de consumo. Não obstante, a rentabilidade desses negócios ainda era atrativa, o que resultou em investimentos mobilizados para a região (FIGUEROA, 2001, Cap. I). Isso a transformou em alvo de cobiça e da exploração acionada pelos interesses organizados das potências e das grandes empresas petrolíferas internacionais e americanas.

Duas forças facilitaram a entrada dessas empresas, as quais nos anos 1990 tiveram presença crescente na região, resultante de um aumento sem precedentes do IED em exploração e desenvolvimento. Essas forças foram as reformas econômicas e o contexto dos preços baixos dos hidrocarbonetos. Ambos os fatores fortaleceram a tese que questionou o caráter estratégico do petróleo, impulsionando a eliminação do monopólio estatal nos países produtores e a desregulamentação da atividade, assim como políticas de abertura ao investimento privado em quase todos os países petrolíferos da América Latina, com exceção do México<sup>35</sup> (CEPAL, 2005).

A CEPAL (2001) identifica os pontos mais notáveis das estratégias das petrolíferas transnacionais na América Latina e no Caribe, no marco da sua estratégia global, citando os seguintes:

- i) a estrutura de mercado que maximiza seus benefícios;
- ii) a busca pelo aceso às reservas com custos relativamente menores;
- iii) a política de fusões e aquisições;

---

<sup>35</sup> O setor petrolífero mexicano vem apresentando modificações substantivas desde 2003. Por exemplo, estabeleceu-se a modalidade de “contrato de serviços múltiplos”, na qual a Pemex contrata com investidores privados a participação destes na exploração de GN. O transporte, o armazenamento e a distribuição de GN podem ser realizados pelo setor social e privado, conforme aprovado em 1995 na Lei Regulamentaria do Artículo Constitucional 27.

iv) a criação de uma cadeia energética integrada ao segmento de gás natural, com ramificações orientadas às atividades de geração e distribuição elétrica, sendo este último objetivo incentivado pela liberalização, em nível global, dos mercados energéticos.

A entrada do capital estrangeiro na exploração e produção de petróleo foi motivada pelos mesmos fatores que explicaram a presença do capital privado estrangeiro na construção e expansão da infra-estrutura de transportes (ferrovias, portos, sistemas de transporte urbano) e de utilidades básicas (sistemas de iluminação pública, telefonia e de abastecimento de água potável). Tratava-se de atividades inovadoras que requeriam elevado volume de financiamento, dotações de perícia de engenharia, e de competência empresarial (ALVEAL, 1999).

A história da entrada de transnacionais petrolíferas na região começou na Venezuela<sup>36</sup>. Em 1909, outorgou-se a primeira concessão petrolífera a um consórcio estrangeiro - a *Standard Oil of New Jersey* -, que se encontrava explorando os campos do Lago de Maracaibo. A partir de 1914, a transnacional *La Caribbean Petroleum* passou a explorar petróleo em grande escala no posto Zumaque-1, situado em Zulía La Broca. Assim, pouco a pouco, o país se tornou hospedeiro de grandes companhias de petróleo, as chamadas *majors*. Para se ter uma idéia da riqueza do subsolo venezuelano, já em 1930 foram registrados cerca de 100 companhias transnacionais de petróleo, todas com propostas de produzir o ouro negro venezuelano (DIAS, 2005).

Na região, o interesse das empresas transnacionais em continuar investindo no setor das matérias-primas tem se mantido vigente devido à abundância de recursos naturais e marcos regulatórios favoráveis. Tais condições têm definido, em grande medida, o caráter primário-exportador que marca a estrutura produtiva de vários países da região. Segundo informes da CEPAL sobre investimentos estrangeiros na América Latina e no Caribe, desde o ano 1998, as empresas transnacionais têm investido na região à procura de eficiência, matérias-primas e acesso aos mercados.

---

<sup>36</sup> A primeira companhia petrolífera que operou no país foi nacional a *Compañía Minera Petrolera del Táchira*, fundada em 1886 e dissolvida em 1912.

Essas empresas têm sido consideradas atores relevantes na extração de recursos naturais, principalmente hidrocarbonetos e minerais. No setor de hidrocarbonetos, os investimentos realizados contemplam tanto a exploração e produção como a infra-estrutura necessária para seu transporte, distribuição e comercialização, mediante: gasodutos, linhas de transmissão, oleodutos que suprem os lares, centrais termelétricas e indústrias, assim como de projetos de GNL.

As médias anuais dos investimentos na indústria de petróleo não têm sido significativos, como mostrado na Tabela 4.1, embora não deixem de ser marcantes. Entre 1992 e 2002, na Argentina, a média anual foi de US\$ 2,280 bilhões. Os demais países não mostraram aumento significativo quanto aos fluxos de investimentos. Talvez o Equador possa ser um caso importante, dada a dimensão do país.

**Tabela 4.1** Investimento estrangeiro na indústria petrolífera.

*Em US\$ bilhões*

| <b>Países</b>       | <b>Investimento<br/>Petrolífero</b> | <b>Média Anual</b> | <b>% da IED total</b> |
|---------------------|-------------------------------------|--------------------|-----------------------|
| Argentina 1992-2002 | 27,393                              | 2,283              | 36                    |
| Bolívia 1993-2002   | 2,500                               | 0,227              | 40                    |
| Brasil 1996-2002    | 2,729                               | 0,390              | 2                     |
| Colômbia 1992-2002  | 5,391                               | 0,385              | n.d                   |
| Equador 1990-2003   | 7,227                               | 0,516              | 78                    |
| Peru 1990-2002      | 1,055                               | 0,088              | n.d                   |
| Venezuela 1993-2002 | 12,200                              | n.d                | n.d                   |
| 1997-2003           | 15,400                              | n.d                | n.d                   |

**Fonte:** Sanchez (2005), segundo dados da CEPAL 2004.

Quanto às projeções do investimento mundial 2001-2030, mostrado na Tabela 4.2, no caso do petróleo, para a América Latina ascenderam a US\$ 332 milhões, representando em torno de 12% dos investimentos mundiais, e em gás natural somente 8%. O que não deixa de ser representativo dado que se refere a uma carteira de US\$ 253 milhões. Certamente estas cifras são grandes para América Latina e permitiria um dinamismo importante para seu crescimento econômico.

**Tabela 4.2** Projeções de Investimentos em Petróleo e Gás Natural 2001-2030 (em bilhões US\$)

| <b>Petróleo</b>           | <b>Total<br/>(Bilhões)</b> | <b>%</b> |
|---------------------------|----------------------------|----------|
| América Latina e o Caribe | 0,33                       | 11,6     |
| Total Mundial             | 2,80                       | 100      |
| <b>Gás Natural</b>        | <b>Total<br/>(Bilhões)</b> | <b>%</b> |
| América Latina e o Caribe | 0,253                      | 8        |
| Total Mundial             | 3,15                       | 100      |

**Fonte:** World Energy Investment Outlook, 2003.

#### 4.1.1 IED em gás natural

Como já mencionado, a produção de gás natural sempre esteve estreitamente ligada à de petróleo. Nos últimos anos, porém, tem começado a adquirir vida própria, ainda que as mesmas empresas petrolíferas produzam o gás. Paralelamente, verifica-se que a indústria de GN tem se globalizado rapidamente, procurando abranger uma série de países emergentes e menos industrializados. Em geral, esses países adentram no mundo do GN como produtores e exportadores, procurando valorizar os seus recursos naturais. Ao mesmo tempo, são várias as empresas que estão apostando neste recurso, cujas reservas estão menos exploradas que as de petróleo cru.

A crescente importância do GN na estratégia das empresas petrolíferas as tem levado a expandir suas atividades para o conjunto da cadeia energética. Isso se refletiu claramente na criação, durante os anos 1990, de departamentos especiais de gás e energia na estrutura organizativa de todas as empresas transnacionais petrolíferas. Esse é o caso da Gaspetro, da PETROBRAS, responsável pela comercialização no Brasil do GN nacional e importado.

Segundo a Tabela 4.3, os países que têm atraído maior investimento privado são a Argentina e a Venezuela, seguidos da Bolívia. Em seguida, estão a Colômbia, Equador, México e Peru. No Brasil, não se atinge os níveis de investimento alcançados nos outros países.

**Tabela 4.3** Investimento estrangeiro na indústria gasífera.

*Em US\$ Bilhões*

| <b>GN</b>            | <b>Total</b> | <b>% da IED total</b> |
|----------------------|--------------|-----------------------|
| Argentina*           | 12,000       | n.d                   |
| Bolívia 1993-2002    | 2,500        | 40                    |
| Colômbia** 1990-2002 | 5,400        | n.d                   |
| Brasil 1996-2002     | 2,229        | 1,9                   |
| Peru *** 1990-2002   | 2,262        | n.d                   |

**Fonte:** Baseado na CEPAL, 2004.

\* IED relacionado à aquisição da YPF (os investimentos em exploração não tiveram a importância desejada, o que levou à crise energética em 2004).

\*\* Investimento só no *upstream*.

\*\*\* Investiram-se US\$ 262 milhões pelo consórcio Maple no gás de Aguaytía, e US\$ 2,0 bilhões no projeto Camisea.

O investimento privado no setor de GN nos países da América do Sul tem recebido importantes incentivos, pois estes países têm priorizado o desenvolvimento desse setor. Na Argentina, Bolívia e no Peru, a totalidade das atividades relacionadas com o transporte e distribuição do GN é realizada pelo investimento privado. Por sua vez, no Brasil, na Colômbia e no Equador, existe acesso do investimento privado às atividades de transporte e distribuição de GN. No caso da Venezuela, a Lei Orgânica de Hidrocarbonetos (de 2002) permitiu a participação privada em todas as fases da indústria, tendo-se outorgado permissões para exploração na plataforma Deltana.

Nos diversos países da América Latina, o investimento estrangeiro tem se materializado de diferentes formas: na Argentina, através da aquisição de empresas nacionais, como no caso da YPF (adquirida pela Repsol da Espanha por mais US\$ 12 bilhões) e da Perez Compac (adquirida em 2003 pela Petrobras); na Bolívia, por meio da construção do gasoduto ao Brasil, e da exploração e do desenvolvimento de jazidas de gás natural localizadas no departamento de Tarija; na Colômbia, através de importantes investimentos na construção gasodutos e na distribuição de gás natural, no contexto do Programa de Massificação de Consumo de Gás Natural empreendido pelo governo; no Brasil, por intermédio da construção do gasoduto Santa Cruz - São Paulo; no Peru, pelo aumento de importância que ganhou o desenvolvimento da indústria de gás natural, tendo-se investido US\$ 262 milhões pelo consórcio Maple no gás de Aguaytia e US\$ 2,0 bilhões no projeto Camisea, o mais importante do país nos últimos anos.

A Tabela 4.4 mostra os investimentos totais em gasodutos na América Latina. Para o desenvolvimento da indústria de GN, considerando os projetos para produção e consumo em diferentes países da região, os investimentos chegaram a US\$ 5,640 bilhões, com participação importante de IED. Por outro lado, tendo os projetos de integração energética adquirido muita importância (sobre tudo nos países do Mercosul), o IED sobre os gasodutos entre Bolívia e Brasil e entre Argentina e Chile atingiu US\$ 6,318 bilhões. Levando em conta os projetos em estudo, o IED em gasodutos para integração regional deve chegar a US\$ 11,7 bilhões nos próximos anos (CEPAL, 2004).

**Tabela 4.4** Investimentos totais em gasodutos em América Latina e o Caribe  
(Em US\$ bilhões e quilômetros)

| <b>Projetos de integração regional</b>       | <b>Investimentos totais</b> | <b>km</b>     |
|----------------------------------------------|-----------------------------|---------------|
| <i>Versus</i> exportação em operação         | 6,32                        | 5.519         |
| Em construção                                | 0,96                        | 1.215         |
| <i>Versus</i> exportação em estudo           | 11,70                       | 5.250         |
| Total integração                             | 18,98                       | 11.984        |
| Projetos nacionais de GN                     | 5,64                        | 17.108        |
| <b>Total América Latina e o Caribe (ALC)</b> | <b>24,624</b>               | <b>29.092</b> |

Fonte: CEPAL, 2004.

No contexto dos marcos legais dos países e os acordos entre eles, têm sido realizados numerosos contratos de compra e venda entre empresas. Estas empresas têm como referência, as permissões das autoridades sobre fluxos diários e volume total a exportar ou importar.

Esses contratos se caracterizam por indicar:

- Suprimento: origem e destino do gás a exportar, volumes diários e totais autorizado pelo ente governamental de aplicação;
- Conteúdo: especificam-se o poder calórico por unidade transacionada e, eventualmente, os conteúdos dos derivados;
- Compromissos: em geral, com cláusula *delivery or pay/take or pay* (TOP) (*contratos de longo prazo*) sobre os volumes transacionados;

- Preço: livremente acordado, com ajustes derivados à estacionalidade e/ou à evolução futura de custos ou de preços dos substitutos. Eventualmente, separa-se o preço por conteúdo de derivados transacionados;
- Prazo: entre 15 a 20 anos.

## 4.2 As petrolíferas estatais e privadas no mercado regional de hidrocarbonetos

Os principais agentes no mercado mundial de hidrocarbonetos estão identificados em dois grupos:

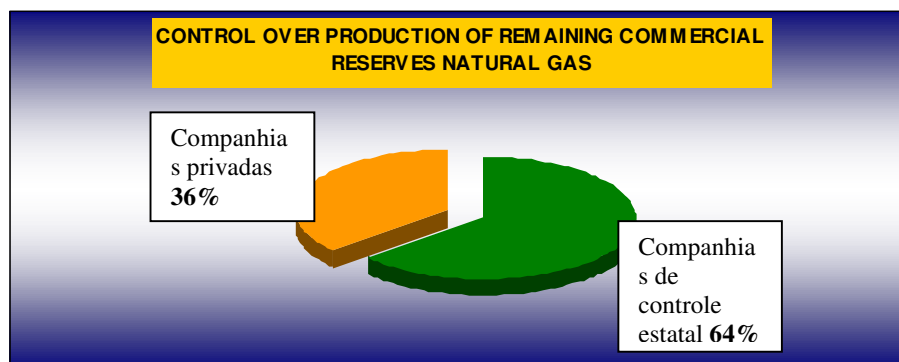
- i) As empresas públicas ou estatais dos países produtores em desenvolvimento, atores de primeira importância em nível mundial, já que possuem mais de 80% das reservas petrolíferas e gasíferas do mundo (BP, 2001), e 13 delas pertencem ao grupo das 20 maiores empresas petrolíferas do mundo. Alguns exemplos de companhias estatais dos países produtores-exportadores são a National Iranian Oil Company (NIOC) (fundada no Irã em 1951), a Venezolana de Petroleo Corporation (fundada na Venezuela em 1960) e a Kuwait Petroleum Company (fundada no Kuwait em 1962). A partir dos anos 1980, estas se tornaram as novas *majors* da produção de petróleo cru<sup>37</sup>. Na atualidade, estas companhias estatais concentram grande parte da sua capacidade no segmento de exploração e extração (suprimento de matérias-primas);
- ii) As grandes empresas transnacionais<sup>38</sup> ou grandes *players*, com origem nos países consumidores industrializados, que atingiram tal proporção por serem compradoras natas de petróleo bruto no mercado. Estas privilegiam as atividades de refinação, distribuição e comercialização.

---

<sup>37</sup> Fioretti, pg. 23.

<sup>38</sup> Os gigantes da área de energia (considerando petróleo e gás) estabeleceram, na primeira reunião de seus dirigentes – 1928, na Escócia -, o Acordo de Achnacarry. Através deste, formou-se o cartel das “Sete Irmãs”, que dividia os mercados entre as seguintes companhias: a) Royal Dutch-Shell- fundada em 1907, a partir da união da Royal Dutch Petr. Co. com a British Shell Transport and Trading Co.; b) da Anglo-Persian Oil Co., depois BP-British Petroleum e atualmente BP-Amoco (a primeira petroleira estatal do mundo) e a c) EXXON- anteriormente denominada Standard Oil of New Jersey; d) MÓBIL Oil- anteriormente denominada Scony Mobil - derivada do desmantelamento da Standard Oil of New York; e) Chevron, anteriormente denominada Standard Oil of Califórnia; f) Gulf Oil – criada em 1907 vendida em 1984 para a Chevron, g) a Texaco- companhia americana fundada no início do século XX. Anteriormente, as três primeiras companhias dividiam os mercados, e passaram a incluir as demais na divisão com a criação do cartel.

Como já mencionado, a abertura ao investimento privado que se produziu em alguns países produtores em desenvolvimento, durante os anos 1990, permitiu às empresas transnacionais maior diversificação geográfica de suas operações nas atividades "águas acima"<sup>39</sup> ou *upstream*. Entretanto, na maioria desses países, sobretudo em vários latino-americanos, o Estado conservou a propriedade das empresas petrolíferas públicas (as também denominada estatais). Esse novo cenário de reformas colocou as empresas estatais em concorrência com grandes transnacionais petrolíferas, mas, ao mesmo tempo, resguardou sua posição dominante no mercado interno. Além disso, obedeceu geralmente a um processo inovador de reestruturação e reorganização de tais empresas, tendentes a melhorar sua eficiência, e que passaram a realizar empreendimentos conjuntos com os novos atores privados. A Figura 4.1 mostra o controle da produção comercial de GN no mundo, setor dominado pelas empresas estatais.



**Figura 4.1** Controle da produção comercial do GN no mundo

**Fonte:** IGU, 2006.

Por conseguinte, a maior abertura registrada em alguns países produtores de petróleo não levou as empresas estatais a entrar em um processo de abandono no setor da indústria petrolífera. Pelo contrário, excetuando casos como os da Argentina, Bolívia e Peru - onde o governo optou por transferir completamente as empresas para o capital privado -, essa indústria enfrentou com prudência o processo de privatização. Isso acarretou a reorganização e multiplicação de alianças estratégicas com capitais transnacionais. Os fatores relevantes que tornaram viáveis ditas alianças entre as estatais e os *players* internacionais foram: i) a notória disponibilidade de reservas provadas; ii) o conhecimento acumulado das estatais, a exemplo da Petrobras e da PDVSA; iii) a privatização de importantes companhias, como a YPF.

<sup>39</sup> Esta expressão designa às atividades de exploração e produção de petróleo cru e gás natural, ou seja, *upstream*.

Desse modo, os cursos futuros da indústria comportam uma dinâmica extremamente complexa. De um lado, os grandes *players* (privados, privatizados e públicos) com tradição nos mega-mercados regionais do mundo, que tendem a implementar agressivas estratégias de internacionalização visando grandes mercados emergentes (em particular, os dos países continentais que detêm ou apresentam proximidade favorável com suprimento de GN - reservas e produção). Do outro lado, os grandes *players* globais, que são empresas de longa tradição nas atividades energéticas, tanto no ramo de hidrocarbonetos (petróleo e GN) como na indústria elétrica.

#### **4.2.1 As petrolíferas estatais regionais**

Os movimentos nacionalistas da América do Sul contestavam a maneira de agir das grandes empresas internacionais de petróleo, as *majors*, na busca de matéria-prima nos anos pós-guerra. Assim, para deter a manipulação do petróleo em poucas mãos, o Estado foi obrigado a intervir nesse setor da economia. À medida que o petróleo foi considerado bem da União, deu-se a criação concomitante das empresas estatais produtoras desse bem, o que se configurou como importante instrumento de política pública. Foram as lutas políticas que trilharam os caminhos da constituição das grandes estatais petrolíferas latino-americanas, como no caso da nacionalização do petróleo no México e do movimento “O petróleo é nosso” no Brasil.

Sendo que as principais empresas da região foram instituídas na primeira metade do século XX<sup>40</sup> e passaram por processos bastante peculiares denotando, que denotaram características próprias a cada uma. Elas passaram por diversos governos, revoluções, resistências políticas e outros obstáculos, porém todas resistem até os dias de hoje, ainda que de forma diferenciada, como monopólio flexibilizado ou em parcerias com grandes empresas (BNAMERICAS, 2005). Essas empresas constituem ferramentas muito importantes, não somente para administrar um recurso estratégico importante como o petróleo, mas também pela sua contribuição aos cofres nos seus países-sede, como geradoras de emprego, investidoras e como embaixadoras e captadoras de recursos em nível internacional.

---

<sup>40</sup> A vulnerabilidade externa da Argentina, experimentada na Primeira Guerra Mundial, precipitou a criação da estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscais em 1922, sob o governo de Hipólito Irigoyen. O debate sobre a criação da empresa estatal, contudo, nasceu a partir da descoberta de petróleo na Patagônia, em 1907.

Desde a década de 1950 até o início dos anos 1990, a indústria petrolífera latino-americana expandiu-se sob o comando de estruturas de administração estatais. Desse modo, as empresas estatais desenvolveram, por definição funcional constitutiva, um *ethos* empresarial privado que visa atingir lucros, e um *ethos* político institucional que objetiva alavancar o desenvolvimento de competências do capital privado doméstico e viabilizar outros objetivos sistêmicos para o capital como um todo, tais como: garantia e estabilidade do abastecimento petrolífero doméstico, alavancagem dos capitais privados, objetivos de segurança nacional, entre outros (ABRANCHES, 1980; ALVEAL, 1994).

Nos últimos dois anos, as petrolíferas nacionais têm aumentado sua participação na América Latina, conseguindo maior importância e proeminência. Nesse sentido, vale a pena destacar três aspectos: estas empresas não são mais que um elemento nas políticas energéticas de seus governos; sua existência e importância não constituem novidade e, dadas as diferentes necessidades e circunstâncias de cada governo, nem todos têm optado por este enfoque; e, por outro lado, alguns governos têm visado a aumentar a participação dos capitais privados para desenvolver seu setor petrolífero.

Os investimentos totais anuais destas empresas mantiveram uma tendência ascendente durante a década passada, mesmo que três delas tenham sido privatizadas no mesmo período. O montante de investimentos do conjunto cresceu de US\$ 11 bilhões, em 1991, para um valor superior a US\$ 18 bilhões em 2002, sendo os mais importantes correspondendo à Petrobrás e PDVSA, como se mostra na Tabela 4.5.

Todas estas estatais desempenham papéis de liderança no setor de hidrocarbonetos de seus respectivos países (BNAMERICAS, 2006), desde Petróleos Mexicanos (Pemex - criada em 1938, mantém desde então um hermético monopólio *upstream* e *dowstream*), passando pela Petróleo Brasileiro (Petrobras – fundada em 1953, localiza-se, segundo o jornal *Financial Times*, em 113º lugar entre as 500 empresas de maior valor do mundo; domina o mercado interno e tem grande participação internacional tanto dentro como fora da América Latina) e por Petróleos de Venezuela (PDVSA - a qual domina completamente a cena petrolífera venezuelana desde a nacionalização da indústria em 1975), até as firmas de menor tamanho, como a Empresa

Colombiana de Petróleo (ECOPETROL - 1951), Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR - 1972), Petróleos del Perú (PETROPERU - 1969), a chilena Empresa Nacional de Petróleo (ENAP - 1950) e a uruguaia Administración Nacional de Combustibles, Alcohol e Portland (ANCAP - 1931), Petróleos Paraguaio (PETROPAR - 1985) e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB - 1936).

**Tabela 4.5** América do Sul: investimentos totais de petrolíferas estatais entre 1990-2004.

(Em US\$ bilhões)

| <b>Empresa</b>    | <b>1990</b>  | <b>1991</b>   | <b>1992</b>   | <b>1993</b>   | <b>1994</b>   | <b>1995</b>   | <b>1996</b>   | <b>1997</b>   | <b>1998</b>   | <b>1999</b>   | <b>2000</b>   | <b>2001</b>   | <b>2002</b>   | <b>2003</b>  | <b>2004</b>  | <b>2005</b>  |
|-------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| PDVSA             | n.d.         | 4,192         | 4,405         | 4,598         | 4,766         | 5,089         | 5,388         | 5,905         | 5,241         | 4,207         | 4,296         | 3,800         | 2,962         | n.d.         | n.d.         | 6,511        |
| Petrobras         | 2,118        | 2,157         | 2,351         | 2,165         | 2,290         | 3,257         | 3,359         | 3,394         | 4,840         | 4,178         | 4,148         | 4,213         | 5,949         | 6,552        | 7,718        | n.d.         |
| YPF <sup>41</sup> | n.d.         | 0,902         | 0,811         | 1,333         | <sup>a</sup>  | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -            | -            | -            |
| Ecopetrol         | 0,284        | 0,238         | 0,441         | 0,835         | 0,553         | 1,090         | 1,158         | 1,308         | 0,594         | 0,631         | 0,497         | 0,520         | 0,540         | 0,669        | 0,558        | 0,900        |
| Petroecuador      | 0,100        | 0,187         | 0,131         | 0,133         | 0,154         | 0,147         | 0,171         | 0,103         | 0,045         | 0,017         | 0,048         | 0,176         | 0,395         | 0,116        | 0,093        | n.d.         |
| ENAP              | 0,065        | 0,098         | 0,109         | 0,119         | 0,116         | 0,127         | 0,148         | 0,274         | 0,230         | 0,153         | 0,128         | 0,140         | 0,169         | 0,264        | 0,304        | 0,136        |
| YPFB              | 0,100        | 0,105         | 0,108         | 0,108         | 0,072         | 0,035         | 0,040         | <sup>b</sup>  | -             | -             | -             | -             | -             | -            | -            | 0,301        |
| Petroperu         | 0,051        | 0,044         | 0,039         | 0,039         | 0,068         | 0,090         | <sup>a</sup>  | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -            | -            | -            |
| <b>Total</b>      | <b>2,718</b> | <b>10,918</b> | <b>11,322</b> | <b>12,025</b> | <b>10,985</b> | <b>12,303</b> | <b>13,609</b> | <b>15,609</b> | <b>16,770</b> | <b>14,813</b> | <b>17,156</b> | <b>17,047</b> | <b>18,544</b> | <b>7,601</b> | <b>8,673</b> | <b>7,848</b> |

**Fonte:** A partir do CEPAL, 2004; América Economia, 2005; Ecopetrol, 2006.

**a:** privatizada; **b:** capitalizada.

<sup>41</sup> Sob os conceitos de privatização e globalização, a YPF Argentina foi assumida pela Repsol espanhola.

O papel predominante que conserva as empresas estatais na produção regional - nos investimentos, vendas, volumes de utilidades e nas exportações regionais - coloca em destaque a importância da sua estratégia de crescimento e o espaço que outorga à empresa transnacional no setor, como mostrado na Tabela 4.6.

**Tabela 4.6** Ranking das Maiores Empresas da América Latina em 2005 (Ingresso por vendas)

*Em US\$ bilhões*

| <b>RK 2005</b> | <b>Empresa</b>      | <b>País</b> | <b>Vendas</b>  | <b>Lucro</b>  | <b>Ativos Totais</b> | <b>Exportações</b> |
|----------------|---------------------|-------------|----------------|---------------|----------------------|--------------------|
| 1              | PEMEX <sup>42</sup> | México      | 68,834         | -1,268        | 91,334               | 29,105             |
| 2              | PDVSA               | Venezuela   | 63,200         | 6,600         | 65,092               | 53,100             |
| 3              | PETROBRAS           | Brasil      | 40,763         | 6,729         | 55,393               | 4,562              |
| 36             | ECOPETROL           | Colômbia    | 5,440          | 0,883         | 11,717               | 2,110              |
| 46             | ENAP                | Chile       | 4,704          | 0,116         | 2,955                | 0,034              |
| 58             | Petroequador        | Equador     | 4,105          | 2,041         | 3,224                | 1,956              |
| 97             | PETROPERU           | Peru        | 2,629          | 0,064         | 0,696                | n.d                |
|                | <b>TOTAL</b>        |             | <b>189,675</b> | <b>15,165</b> | <b>230,411</b>       | <b>90,867</b>      |

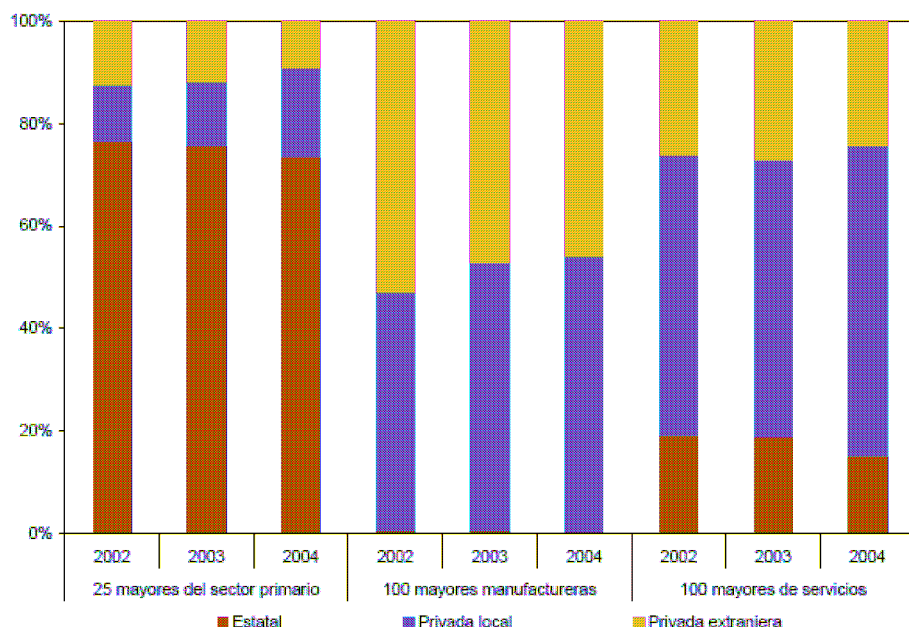
**Fonte:** América Economia 2005, N° 303-304.

Então, mesmo que a figura das petrolíferas nacionais tem cobrado maior proeminência na América Latina nos últimos anos, tratam-se de algumas e não todas as petrolíferas nacionais, as que, além disso, operam de formas muito diferentes. Não existe uma regra que vincule suas condutas, mas uma tendência que junta suas recentes preeminências: essas empresas fazem parte dos esforços dos respectivos governos por reclamar dividendos petroleiros ao setor privado (BNAMÉRICAS, 2005).

No triênio 2002-2004, as 25 maiores empresas do setor primário representaram 91% das vendas das 500 maiores nesse setor, como mostrado no Gráfico 4.1. Esse grupo é dominado principalmente por companhias total ou parcialmente estatais. As maiores empresas nesta categoria são a PEMEX, PDVSA e PETROBRAS, as quais representaram, em 2004, mais de 16% das vendas das 500 maiores empresas da América Latina e o Caribe. Outras importantes companhias estatais do setor, que registraram vendas em torno dos US\$ 15 bilhões, são a ECOPETROL, a ENAP do Chile e a PETROECUADOR. Entre as empresas privadas que

<sup>42</sup> Mesmo ocupando o primeiro lugar como a firma que mais ingressos obteve na América Latina, localizou-se na posição 499° da lista das 500 empresas com maior lucro.

apresentam vendas similares, cabe mencionar a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga e algumas empresas estrangeiras, como Repsol-YPF (Espanha), Royal Dutch/Shell (Holanda) e ExxonMobil (Estados Unidos).



**Gráfico 4.1** As 500 Maiores Empresas: vendas das 100 maiores empresas manufatureiras, as 100 maiores empresas de serviços e as 25 maiores empresas do setor primário, segundo propriedade do capital (em porcentagens)

**Fonte:** CEPAL, 2005.

#### 4.2.2 A internacionalização das estatais e a integração energética

Ao longo dos anos 1990, as transformações estruturais e institucionais nas indústrias de energia levaram as empresas a rever profundamente seus comportamentos estratégicos tradicionais. Atualmente, para muitas delas, os objetivos de crescimento passam pela necessidade de expansão para fora dos mercados nacionais. As empresas de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) têm sido os primeiros e maiores investidores latino-americanos fora de suas fronteiras, sobretudo como resultado da lógica empresarial inerente ao negócio petrolífero.

Este fenômeno denominado “internacionalização” é uma atividade nova, pois as empresas eram pouco adaptadas a situações de risco devido à existência de mercados cativos com elevadas taxas de crescimento (MENDEZ, 2003). A nova dinâmica concorrencial exige um alto grau de

interdependência entre as atividades, sendo necessário, para a análise de uma firma individual, considerar suas ações frente ao ambiente econômico mundial, marcado por profundas transformações. As soluções encontradas por cada uma delas são de natureza e magnitude diferenciadas.

As petrolíferas "regionais" procuram se consolidar em posições de liderança em seus mercados regionais através do processo de internacionalização. Este é considerado como uma estratégia de crescimento da firma<sup>43</sup>, que consiste na aquisição ou desenvolvimento de ativos de produção em outros mercados nacionais que não é aquele de origem da firma (WILSKA, 2001). Devido à aplicação das reformas dos anos 1990, os investimentos da indústria de petróleo no exterior foram facilitados. Com as privatizações e a desregulamentação, criaram-se oportunidades de investimento (nos segmentos de refinação, distribuição e comercialização) para essas companhias em outros países, incluindo os vizinhos latino-americanos. Por exemplo, a venda de ativos estatais no Peru e na Bolívia permitiu a chegada de empresas argentinas e brasileiras aos segmentos petróleo e GN.

O aspecto fundamental no processo de mundialização econômica é a incerteza quanto a esse novo cenário. Assim, as empresas buscam alternativas que minimizem seus riscos frente aos investimentos realizados, bem como a redução dos prazos de retorno para o capital aplicado. Esta orientação tem resultado em novas formas de investimentos, tais como: fusões e aquisições internacionais, associações estratégicas de cooperação e o desenvolvimento de redes mundialmente conectadas, atendendo aos mais diversos objetivos sob o sinal da globalização e de certa eficiência empresarial, denominação dada à redução de custos (MARTA, 2004). Essas formas de investimentos têm sido adotadas pelas empresas translatinas, que setor hidrocarbonetos (petróleo e gás) têm sido algumas das primeiras e maiores investidoras latino-americanos fora das suas fronteiras, sobretudo como resultado da lógica empresarial inerente ao negócio petrolífero.

As translatinas do setor investiram na exploração e produção em lugares tão diferentes como América Latina, Ásia, Mar do Norte e Médio Oriente, como uma maneira de diminuir o

---

<sup>43</sup>As principais estratégias competitivas são: diversificação, internacionalização, diferenciação do produto e integração vertical.

risco das suas operações (CEPAL, 2005). A dinâmica da internacionalização das empresas petrolíferas latino-americanas tem sido determinada pela distribuição das reservas e mercados. Para os países que possuem reservas insuficientes, a internacionalização é uma forma de garantir o abastecimento regional.

Algumas experiências de internacionalização das petrolíferas da região são relatadas a continuação:

- **ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland):** a petrolífera uruguaia vem, desde 1991, participando de atividades de prospecção na Argentina por meio de uma subsidiária, com o objetivo de integrar-se ao negócio de hidrocarbonetos. Desde 1998, participa da distribuição de combustíveis e da atividade petroquímica na Argentina por meio de sociedades vinculadas. Atualmente, a Ancap é sócia da Petrobrás, Repsol-YPF, British Gás Netherland Holding e Pan American Energy LLC, diretamente ou por meio de sociedades vinculadas, em áreas de exploração e produção de hidrocarbonetos e transporte e distribuição de GN.

A Ancap, por meio da sua participação no processo de construção de gasodutos desde a Argentina, e em parcerias para o transporte e distribuição do GN, contribuiu para a entrada do gás no país pelo litoral norte em 1998 e, em 2002, pelo sul.

- **ECOPETROL:** a petrolífera colombiana opera diretamente 80 campos de petróleo e gás e é sócia em outros 120 campos de todas as bacias em atividades do país. A Ecopetrol possui o maior conhecimento geológico da Colômbia. Atualmente, participa da exploração de quase 70 blocos, de forma direta ou em parceria com empresas privadas, como ExxonMobil, BP, Petrobrás e Chevron, entre outras. No total, os investimentos em exploração no país alcançaram US\$ 218,9 milhões, dos quais as empresas associadas participaram com US\$ 127 milhões, ou seja, 58%. O restante, mais de US\$ 91,9 milhões, correu por conta da Ecopetrol.

O ano de 2004 foi marcado pelos avanços no negócio de gás, devido à concretização de ações para aumentar as reservas com a empresa do contrato Tayrona e com as empresas ExxonMobil e Petrobrás, para a exploração no litoral do Caribe. O mercado doméstico

fortaleceu-se, com crescimento de 4,63%, enquanto a demanda de gás veicular foi incrementada em 336% em relação a 2003. Além disso, estão surgindo possibilidades de exportação para outros países da região e da América Central.

- **ENAP (Empresa Nacional de Petróleo de Chile):** desde meados de 2004, a empresa chilena lidera um projeto destinado a fornecer gás natural liquefeito ao mercado chileno. Nas áreas de exploração e produção, a ENAP iniciou uma campanha exploratória em Magalhães com o propósito de identificar novas reservas de GN. A subsidiária internacional, ENAP Sipetrol S.A., realiza atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos na América Latina, Oriente Médio e norte da África, e tem presença na Argentina, Colômbia, no Equador, Egito, Iêmen e Irã.

A ENAP tem estabelecido parcerias com diversas empresas em uma quantidade importante de projetos de interesse comum. Entre elas, destacam-se os acordos assinados nos últimos anos com a Repsol-YPF, Perez Companc, Petroecuador, Chevron, Enel, Ecopetrol, Ferrostaal, Técnicas Unidas e Foster Wheeler, entre outros.

Durante o ano de 2004, a produção de petróleo da empresa foi de 10 milhões de barris, enquanto a produção de GN alcançou os 2.660 MM m<sup>3</sup> (equivalentes a 15,7 milhões de barris).

Exemplos de internacionalização da PETROBRAS e da PDVSA são tratados no capítulo V. A seguir, a Tabela 4.7 apresenta a atuação destas empresas na Região.

**Tabela 4.7** Empresas translatinas de hidrocarbonetos: principais operações por segmento e destino geográfico.

| Países          | Argentina | Bolívia | Brasil | Chile | Colômbia | Peru | Venezuela | Outros    |
|-----------------|-----------|---------|--------|-------|----------|------|-----------|-----------|
| <i>Estatais</i> |           |         |        |       |          |      |           |           |
| ECOPETROL       |           |         |        |       | 2,       |      |           |           |
| PETROBRAS       | 2,4,5     | 2,4     | 3,6    |       | 2        | 2    | 2         | 2 Equador |
| PDVSA           |           |         |        |       |          |      | 6         |           |
| ENAP            | 2         |         |        | 1, 3  | 2        |      |           | 2 Equador |

**Fonte:** Elaboração própria, a partir da Cepal, 2005 e Fiorotti, 2004.

**Notas:** 1) Exploração; 2) E&P; 3) GNL (projeto); 4) Transporte-distribuição GN; 5) Transporte GN (projeto); 6) verticalmente integrada; 7) Transporte-distribuição GN (projeto).

Conforme mostrado na Tabela 4.7, a Petrobras tem a maior participação na cadeia de GN na região.

Visando promover o investimento direto do capital no *upstream*, a reestruturação petrolífera sul-americana, ao criar um padrão híbrido de organização econômica - traduzido em uma variedade de combinações entre a flexibilização do instituto do monopólio estatal e a privatização (*stricto* e *lato sensu*) de empresas petrolíferas estatais -, impulsionou também a integração regional dos mercados de energia (FIOROTTI, 2004).

As experiências nos Estados Unidos e na Europa demonstram que foram as petrolíferas que contribuíram no desenvolvimento da indústria de gás nos seus países de origem. Casos como os da Alemanha e da França, mostram que algumas empresas desses países cumpriram, na área de gás, um papel semelhante ao exercido, no setor elétrico do Brasil, pela Eletrobrás: o líder no processo de implantação de uma indústria de rede. Na Alemanha, por exemplo, quem desenvolveu a indústria de GN, da década de 1960 até a atualidade, foi a Ruhrgas. Na França, foi a Gás des France, enquanto na Grã Bretanha foi a British Gas. Essa trajetória dos setores de gás nesses países mostra que alguém tem que liderar a cadeia, mas isso não quer dizer que vá atuar sozinho, já que quem lidera tem que atuar em coordenação com as outras empresas e setores (SAUER, 2005)<sup>44</sup>.

#### **4.3 As *Majors* petrolíferas na América do Sul**

Desde o começo da década de 1960, a indústria de GN da União Européia (EU), caracterizou-se pela forte presença dos governos nacionais, que através das suas empresas públicas interviram no desenvolvimento dos mercados e da infra-estrutura de gás. Por exemplo, os primeiros gasodutos foram construídos pelas empresas públicas British Gas, Gaz de France, Gasunie, Distrigaz e SNAM. As principais fontes de aprovisionamento de gás para o mercado foram as jazidas no Mar do Norte (exploradas a partir dos anos 1970) e as importações de países alheios à EU, como Argélia, Rússia e Noruega; sendo estas importações controladas, na maioria dos casos, pelas empresas públicas dos países. Os fios condutores das transações para

---

<sup>44</sup> Declaração de Ildo Sauer, diretor de Gás e Energia da Petrobrás, na entrevista à PIATAM realizada em 06 de janeiro de 2005. Disponível em: <http://www.piatam.locaweb.com.br/entrevista.php?idE=8>.

desenvolver os mercados foram *take or pay*<sup>45</sup>, com preços rígidos e indexados ao petróleo. Para um mercado que se encontrava em desenvolvimento, estes contratos de longo prazo eram vistos como essenciais para assegurar os significativos investimentos na produção e sistemas de transporte de gás. Como no início do processo de integração energética na UE, as indústrias de gás dos 15 países-membros<sup>46</sup> caracterizavam-se pelos seguintes pontos: (i) empresas públicas integradas; (ii) monopólios na oferta de gás ao mercado; (iii) direitos exclusivos para importar e transportar gás; (iii) mercados cativos para a comercialização de gás e ausência de competência (GARCIA CONSULTORES,2003).

Como já visto, a abertura dos mercados de energia na América do Sul possibilitou a entrada de empresas internacionais (*Global Players*), como Exxon-Mobil, Chevron-Texaco e Shell e, especificamente, de empresas criadas a partir da privatização de estatais européias Repsol-YPF, ENI-Agip, Elf-Total-Fina e British Petroleum-Amoco. Assim como a internacionalização de empresas regionais, verificou-se o aumento considerável das fusões<sup>47</sup> e aquisições e da troca de ativos entre empresas na região.

As especificidades da indústria do gás e a configuração das reservas e dos mercados na região tornam a integração regional desejável para as companhias. Em matéria de energia, uma exploração eficiente das fontes energéticas é conseguida através de interconexões físicas, estas interconexões são financiadas com investimentos em escalas suficientes para integrar regionalmente seus fluxos pelas grandes petrolíferas.

Na Tabela 4.8, apresenta-se de forma consolidada a atuação das petrolíferas internacionais na região, sendo que a TotalFina-Elf e a Repsol-YPF mostram maior participação na cadeia do GN na área de exploração e produção.

---

<sup>45</sup> Contrato *take or pay*, o qual obriga o comprador ao pagamento das quantidades combinadas, independentemente de que se produza ou não o suprimento real.

<sup>46</sup> Com algumas exceções, como o Reino Unido (UK), cuja indústria era mais aberta à entrada de novos agentes.

<sup>47</sup> A concentração da atividade empresarial no setor de energia não é precisamente uma novidade: entre 1997 e 2005, as empresas energéticas levaram a cabo 130 fusões, especialmente nos Estados Unidos. Entre as empresas elétricas e gasistas, produziram-se 50 fusões; entre empresas elétricas, 40; e entre petrolíferas, 30 (CARCAR, 2005).

**Tabela 4.8** Integração regional de ativos petrolíferos

| Países                | Argentina | Bolívia | Brasil | Colômbia | Venezuela | Outros    |
|-----------------------|-----------|---------|--------|----------|-----------|-----------|
| <i>Players</i>        |           |         |        |          |           |           |
| <i>Internacionais</i> |           |         |        |          |           |           |
| RD-SHELL              | 1         |         | 1,3,4  | 2        | 2,4       | 8 Uruguai |
| BP-AMOCO              |           | 2       | 6      | 2        | 2,4       |           |
| EXXON MOBIL           |           |         |        | 2        | 2,4       |           |
| TOTALFINA-ELF         | 2,3       | 2,3     | 3      | 2,3      | 2         |           |
| <i>Players</i>        |           |         |        |          |           |           |
| <i>Regionais</i>      |           |         |        |          |           |           |
| REPSOL-YPF            | 2,7,8     | 2       | 2,6,8  | 2,9      | 2         | 2 Equador |
| PRISMA ENERGY         |           | 3,5     | 3,5    | 3,5      | 2         | 6 Uruguai |
| ENI                   | 5,4       |         | 9      |          | 2         |           |
| BRITISH GAS           | 1,5       | 2,3     | 6      | 6        |           |           |

**Fonte:** Elaboração própria, a partir de FIOROTTI (2005) e CEPAL (2005).

**Notas:** 1) Exploração; 2) E&P; 3) Transporte GN; 4) GNL (projeto); 5) Transporte-distribuição GN; 6) Transporte GN (projeto); 7) verticalmente integrada; 8) Transporte-distribuição GN (projeto); 9) Distribuição GN.

## **Capítulo V**

### **Caracterização das petrolíferas regionais e as transnacionais**

O presente capítulo apresenta as principais características das petrolíferas atuantes na América do Sul. Foram selecionadas para o estudo: PETROBRAS, PDVSA, REPSOL-YPF e a TOTALFINA-ELF, as quais demonstram uma dinâmica participação nos diversos elos da cadeia, interconectando mercados e reservas em diferentes países e exercendo, dessa forma, influência sobre o processo de integração da região. Como já mencionado nos capítulos anteriores, o processo de integração energética e, em particular, gasífera, requer fortes investimentos em infraestrutura física, dado que a presença de vantagens comparativas e competitivas é uma condição necessária, mas não suficiente, para o desenvolvimento do setor hidrocarbonetos (petróleo e GN).

#### **5.1 PETROBRAS**

##### **5.1.1 Panorama histórico**

A Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS -, originariamente sob o regime do monopólio natural estatal e mais tarde submetida à livre competição, é hoje uma sociedade anônima de capital aberto, que atua de forma integrada e especializada nos segmentos da indústria de óleo, gás e energia: exploração, produção, refino, comercialização, transporte e petroquímica, distribuição de derivados, gás natural e energia. A petrolífera, criada em outubro de 1953 (Lei nº 2.004), é hoje a 14<sup>a</sup> maior companhia de petróleo do mundo segundo os critérios da *Petroleum Intelligence Weekly* – PIW (2005).

O governo terminou com o monopólio da empresa na década de noventa, com a Lei nº 9.478, dando lugar à criação do órgão regulador dos hidrocarbonetos, a Agência Nacional do Petróleo - ANP, em 1997, para regular as atividades da petrolífera. Em 1998, abriu o setor à empresa privada, possibilitando o acesso desta às licitações de áreas de exploração, sob seu próprio risco (BNAMERICAS, 2005). O governo federal tem uma participação de 32% na empresa, mas conserva o controle sobre ela. Por outro lado, a Petrobrás continua mantendo um monopólio virtual no transporte, dado que é sócia majoritária da Transportadora Brasileira de Gás (TBG), através de sua subsidiária Gaspetro.

O valor de mercado da empresa atingiu, em 2005, US\$ 75 bilhões, contra US\$ 42 bilhões em 2004 e US\$ 30,9 bilhões em 2003. Consagrou-se como a maior empresa do Brasil no que se refere a ingressos e utilidades (receitas líquidas de R\$ 136,605 milhões, equivalente a US\$ 36,988 milhões) e como um dos grandes contribuintes ao emprego e aos ingressos do governo (PETROBRAS, 2006). Isso é demonstrando pelo informe da Petrobras (2004), no qual para o exercício de 2003, contribuiu para os cofres públicos aproximadamente R\$ 50,2 bilhões. Desse total, R\$ 40,9 bilhões referiram-se a impostos e contribuições (ICMS, CIDE, PASEP/COFINS, IR e Contribuição Social sobre o Lucro) e R\$ 9,3 bilhões foram pagos a título de *royalties* e participações governamentais. Além disso, distribuiu R\$ 5,6 bilhões em juros sobre capital próprio e em dividendos aos seus acionistas, cabendo ao governo federal R\$ 1,8 bilhão (PETROBRAS, 2004).

A atuação operacional da petrolífera em 2004 e 2005 mostrou incrementos de 37% no nível de reservas e 3% em produção média diária fora do Brasil, possuindo 17.486 km de gasodutos no exterior através da sua participação no GTB (Gasoduto Transboliviano) e na TGS (Transportadora de Gas del Sur). A Bolívia constitui-se no principal supridor de gás para o Brasil, com 22 MM m<sup>3</sup>/d em 2005. Por sua vez, os investimentos em gás e energia incrementaram-se 144% em comparação a 2004 (ver Tabela 5.1) e ainda tenderão a aumentar, conforme estabelecido no plano de negócios da empresa.

**Tabela 5.1** Resumo Operacional Petrobras - 2004-2005

|                                                                              | 2004   | 2005   |
|------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|
| <b>Reservas Provadas de GN (bi m<sup>3</sup>)<sup>1</sup></b>                | 322,8  | 441,8  |
| <b>Produção média diária (MM m<sup>3</sup>/d)<sup>1</sup></b>                | 0,06   | 0,063  |
| Terra                                                                        | 0,04   | 0,036  |
| Mar                                                                          | 0,02   | 0,027  |
| <b>Dutos de GN (km) ao 31/12/2005<sup>1</sup></b>                            | 17.486 | 17.486 |
| <b>Origem do GN (MM m<sup>3</sup>/d)<sup>2</sup></b>                         | 42     | 45     |
| GN nacional                                                                  | 23     | 23     |
| GN boliviano                                                                 | 19     | 22     |
| <b>Destino (MM m<sup>3</sup>/d)<sup>2</sup></b>                              | 42     | 45     |
| Distribuidoras                                                               | 28     | 31     |
| Termoelétricas                                                               | 7      | 7      |
| Consumo interno                                                              | 7      | 7      |
| <b>Número de Termoelétricas<sup>3</sup></b>                                  | 7      | 9      |
| <b>Investimentos</b>                                                         |        |        |
| Em gás e energia R\$ milhões                                                 | 625    | 1.527  |
| <b>Volume de vendas no Cone Sul em MMm<sup>3</sup>/dia (exceto o Brasil)</b> | -      | 15,64  |

**Fonte:** Petrobras, 2006.

<sup>1</sup>Inclui informações do exterior, correspondentes às parcelas da Petrobras nas associações.

<sup>2</sup>Exclui queima, consumo próprio de E&P, liquefação e reinjeção.

<sup>3</sup>Inclui apenas os ativos com participação superior ou igual ao 50%

Na Tabela 5.2, mostra-se o comparativo de lucro líquido da PETROBRAS com algumas das *majors* petrolíferas. Seu crescimento entre os anos 2004 e 2005 foi de 68,8%, quantidade maior que a das outras petrolíferas.

**Tabela 5.2** Comparação do lucro líquido da PETROBRAS com outras petrolíferas

| US\$ bi          | 2004  | 2005  | 2005/2004 % |
|------------------|-------|-------|-------------|
| <i>Petrobras</i> | 5,77  | 9,74  | 68,8        |
| ConocoPhillips   | 8,13  | 13,53 | 66,4        |
| ExxonMobil       | 25,33 | 36,13 | 42,6        |
| Shell            | 18,54 | 25,31 | 36,5        |
| BP               | 17,08 | 22,34 | 30,8        |
| TOTAL            | 12,00 | 15,30 | 27,5        |
| Chevron          | 13,03 | 14,10 | 8,2         |

**Fonte:** Petrobras, 2006 sob a base do relatório das empresas e da *Evaluate Energy*.

### 5.1.2 A internacionalização

As reformas nas indústrias de GN na região contribuíram para mudar consideravelmente a estratégia da PETROBRAS. No novo ambiente, aberto à entrada de novos atores, a empresa viu-se obrigada a adotar estratégias para a defesa de seu mercado e caminhos alternativos para a expansão. Dentre as estratégias adotadas, as principais foram a diversificação dos negócios (na direção das indústrias de gás natural e eletricidade), a contínua busca da integração vertical e a internacionalização. Assim, buscou o crescimento no Brasil e no exterior com o maior retorno possível para os seus acionistas, tornando-se uma corporação internacional de energia (VIERIA, 2004; PETROBRAS, 2006).

A internacionalização da petrolífera brasileira pode ser observada na sua visão para 2015, como sendo "*uma empresa integrada de energia com forte presença internacional e líder na América Latina*". Para atingir essa visão, a Petrobras, paralelamente à conquista da auto-suficiência em petróleo, vem investindo muito em gás e energias renováveis, seguindo o estabelecido em sua estratégia, na qual se orienta a liderar, nos próximos anos, o mercado de petróleo, gás natural e derivados na região. A idéia de empresa de energia definida por MARTA (2004) é a de uma organização composta essencialmente de capital e trabalho, sendo esta categoria diferenciada de outras em função do grande volume de capital empregado, considerando a tipicidade do negócio em relação a outros empreendimentos. Essa organização tem como funções produzir, distribuir e comercializar energia na forma de eletricidade e combustíveis – além de outros negócios financeiros derivados do setor de energia –, com o objetivo de obter lucro e atender as necessidades sociais para os quais foi criada ou contratada.

Em novembro de 2000, implementou-se um novo modelo de organização na PETROBRAS, com a finalidade de dotá-la com instrumentos de gestão modernos e fazê-la mais ágil, transparente e eficiente. Como consequência deste novo modelo, e em conformidade com a posição estratégica de expansão na atuação internacional, a Petrobrás criou a Área de Negócios Internacionais para dar continuidade à atividade da Petrobrás Internacional S.A. - Braspetro, que atua fora do Brasil na exploração e produção (E&P); refinação, transporte e comercialização (RTC); distribuição e finalmente Gás e energia (G&E).

Nesse processo de internacionalização, a Petrobras começou a atuar no segmento de E&P em Angola (1979), Colômbia (1986), EUA (1987), Argentina (1993), Bolívia (1996), Nigéria (1998) e Trindad e Tobago(2000). Os principais passos dados pela Petrobras no processo de internacionalização na região sul-americana foram através da compra de ativos, como os mencionados a seguir:

- Em setembro de 1998, a Braspetro adquiriu a companhia Lasmo Colômbia, hoje denominada Petrobras Colômbia Ltda, por US\$ 162 milhões;
- Em novembro de 1999, a Braspetro (70%), em associação com a Perez Companc (30%), adquiriu através da concorrência promovida pela YPFB, por US\$ 102,5 milhões, duas das maiores refinarias bolivianas, Gualberto Villaroel e Guillermo Elder Bell, localizadas nas cidades de Cochabamba e Santa Cruz de la Sierra, respectivamente;
- Em dezembro de 2000, trocou ativos com a Repsol-YPF. Esta troca totalizou US\$ 1 bilhão, e envolveu a transferência de mais de 700 estações de serviço na Argentina para a PETROBRAS (equivalentes a 12% do mercado argentino de distribuição de combustíveis), além da refinaria de Baía Blanca, com capacidade de processamento de 30,5 mil barris por dia. Em troca, a companhia de capital espanhol ficou com 30% da refinaria da PETROBRAS no Rio Grande do Sul, além de 280 estações de serviço da BR Distribuidora e 10% de Albacora Leste, na Bacia de Campos;
- Em 2002, ocorreu a aquisição, na Argentina, da Perez Companc (hoje Petrobras Energia S.A. - PESA) e da petrolífera Santa Fé. Através da aquisição da Perez Compac, a Petrobras passou a possuir atividades de E&P no Equador, Peru e na Venezuela, países onde não operava. Da mesma forma, começou a operar na Bolívia, nos campos de GN de San Alberto e San Antonio, no sul do país, com grande participação também no setor de refino;
- Em agosto de 2004, subscreveu contratos de exploração de gás costa afora na Colômbia;
- Em dezembro de 2004, comprou a distribuidora de gás CONECTA e, em novembro de 2005, a GASEBA, ambas no Uruguai;
- Em novembro de 2005, concedeu-se a exploração de GN costa afora na Venezuela;

- Em dezembro de 2005, comprou os ativos da Shell na Colômbia, no Paraguai e Uruguai.

A Tabela 5.3 mostra os investimentos da empresa na América do Sul, por meio dessa dinâmica compra de ativos, no período de 2002-2005. No Equador, país no qual atua na exploração e produção de petróleo, investiu US\$ 80 milhões no ano de 2005. Na Bolívia, investiu US\$ 1,32 bilhão no período 2002-2005, dado que é nesse país que possui suas maiores reservas de GN e está presente em toda a cadeia produtiva e comercial do energético. Nesse mesmo período, na Venezuela, onde participa na exploração e produção de petróleo e gás, investiu US\$ 1,44 bilhão.

**Tabela 5.3** Investimentos da Petrobrás na América do Sul

| <b>País</b> | <b>Período</b> | <b>US\$ Bilhão</b> |
|-------------|----------------|--------------------|
| Argentina   | 2002-2005      | 0,93               |
| Bolívia     | 2002-2005      | 1,32               |
| Equador     | 2005           | 0,08               |
| Peru        | 2002-2005      | 0,10               |
| Venezuela   | 2002-2005      | 1,44               |

**Fonte:** WEC, 2006.

Assim, deve-se mencionar a existência de 14 convênios em matéria de petróleo, gás e petroquímica entre PDVSA e Petrobrás (visando atingir a iniciativa do PETROSUL), iniciativas que nasceram dos governos dos países dessas empresas. Tais convênios planejam consolidar a participação da Petrobras como sócia da PDVSA em associações estratégicas nas áreas de produção de gás e petróleo, através da participação na exploração no Bloco 5 da Plataforma Deltana e no Golfo da Venezuela, com o qual pretendem concretizar o pólo de desenvolvimento gasífero do país.

Dentro do seu plano de negócios (PN) a empresa estabelece os investimentos para dentro e fora do Brasil, como forma de atingir as suas metas propostas. Considerando os PN formulados para períodos diferentes, os investimentos no exterior para o período 2007-2011 (US\$ 12,1

bilhões) são duas vezes maiores se comparados aos do período 2006-2010 (US\$ 7,1 bilhões) e doze vezes maiores que os planejados para o período 2004-2010 (US\$ 1,1 bilhão). Na Tabela 5.4, mostram-se esses investimentos, destacando que para o período 2007-2011, a empresa planeja investir dentro do Brasil US\$ 74,9 bilhões, orientando para a área de G&E US\$ 7,5 bilhões, que visam atender ao crescimento da demanda de GN no país.

**Tabela 5.4** Planos de Negócio da PETROBRAS (em US\$ bilhões)

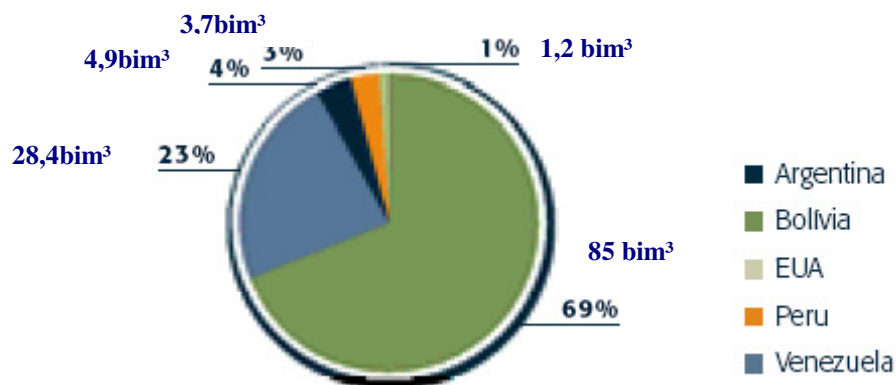
| <b>Período</b> | <b>Total Invest.</b> | <b>Média anual</b> | <b>No exterior</b> | <b>Em Gás&amp;Energia</b> |
|----------------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------------|
| PN 2004-2010   | 53,6                 | 6,6                | 1,1                | 6,1                       |
| PN 2006-2010   | 56,4                 | 11,3               | 7,1                | 6,7                       |
| PN 2007-2011   | 87,1                 | 17,4               | 12,1               | 7,5                       |

**Fonte:** Planos de Negócio da Petrobras 2004, 2006 e 2007.

Segundo a série histórica da Petrobras, a empresa começou investir no exterior em 1990, para onde destinou US\$ 106,8 milhões. Essa quantidade atingiu em 2005 a marca de US\$ 1,3 bilhão, acumulando nestes 15 anos o total de US\$ 9,923 bilhões. Por sua vez, os investimentos destinados para G&E começaram em 1996, com US\$ 13,7 milhões, e atingiram em 2005 US\$ 627,1 milhões - acumulando nestes 11 anos o total de US\$ 3,331 bilhões. Assim, pode-se observar que a tendência é o interesse pelo investimento no exterior, como também a diversificação das atividades da empresa - destinando recursos para a área de G&E -, que se tem orientado a atingir a sua visão de empresa de energia.

### **5.1.3 Plano de expansão no mercado de gás natural**

As reservas internacionais da Petrobras em 2005 foram de 123,4 bilhões de m<sup>3</sup>, sendo que 69% dessas reservas estão na Bolívia (85,13 bilhões de m<sup>3</sup>), nos campos de San Alberto e San Antonio. A segunda maior reserva da empresa fora do país encontra-se na Venezuela, na qual tem participação em seis blocos, dos quais quatro estão em produção e dois em exploração. Tem, ainda, planos de participar da exploração de GN no projeto Mariscal Sucre, ao norte da Venezuela (ver Gráfico 5.1).



**Gráfico 5.1** Reservas provadas internacionais de GN da Petrobras por país em 2005. Segundo critério SPE<sup>48</sup> (123,4 bilhões de m³)  
**Fonte:** Petrobras, 2005.

Conforme apresentado, a Petrobras é detentora de consideráveis reservas no exterior, assim também o é alto o seu nível de produção: em 2005, o total de produção de GN fora do país foi de 7,6 bilhões de m³/d (50,5 Mbepd<sup>49</sup>). Apenas na Argentina, a produção foi de 5,9 bilhões de m³/d, constituindo-se como a maior produtora de gás no país. A Petrobras atua na Argentina através da Petrobras Energia S.A. (constituída da fusão, em 2005, das empresas Eg3, Petrobras Argentina S.A. e a petrolífera Santa Fé). O país onde a empresa teve a mais baixa produção - 0,27 bilhões de m³/d - foi no Peru, onde opera no Lote X de Talara (norte do país) (ver Tabela 5.5).

**Tabela 5.5** Produção de GN no exterior, em 2005

| Origem               | Bilhões m³/d |
|----------------------|--------------|
| GN Argentina         | 5,9          |
| GN Bolívia           | 0,51         |
| GN Peru              | 0,27         |
| GN Venezuela         | 0,92         |
| Produção Total de GN | 7,6          |

**Fonte:** Petrobras Energia, 2006.

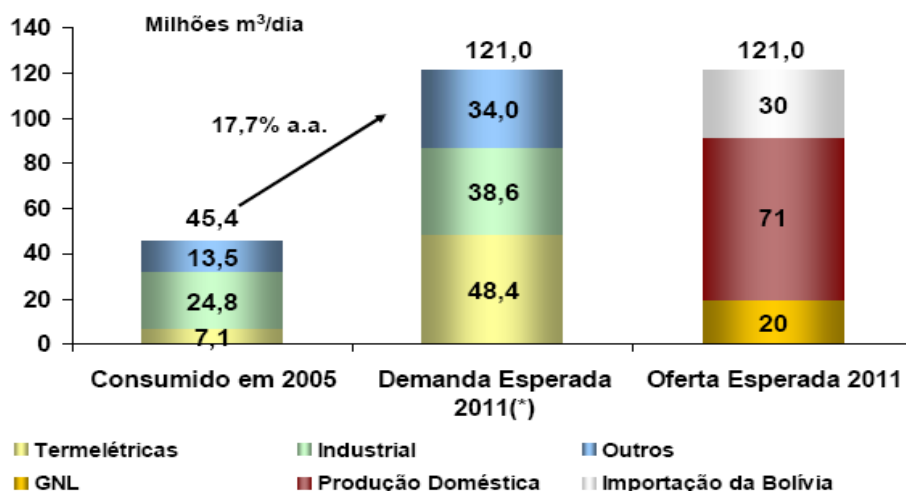
<sup>48</sup> Society of Petroleum Engineers.

<sup>49</sup> Milhões de barris equivalentes de petróleo por dia.

## A. No Brasil

O nível de penetração do GN na matriz energética brasileira está diretamente ligado às decisões empresariais da Petrobras, única produtora e detentora de maior infra-estrutura para o energético. A sucursal Transpetro presta serviços de transporte e processamento de GN, respondendo atualmente pelo processamento de 27% de todo o gás processado no país, e pelo transporte de cerca de 35 MM m<sup>3</sup>/d, através da operação de 2.731 km de gasodutos, 13 pontos de recepção e 68 pontos de entrega (PETROBRAS, 2006). É operadora do Projeto Malhas, o qual propões ampliar a oferta do produto, até 2012, para 14 MM m<sup>3</sup>/d na região nordeste e para 13 MM m<sup>3</sup>/d na sudeste.

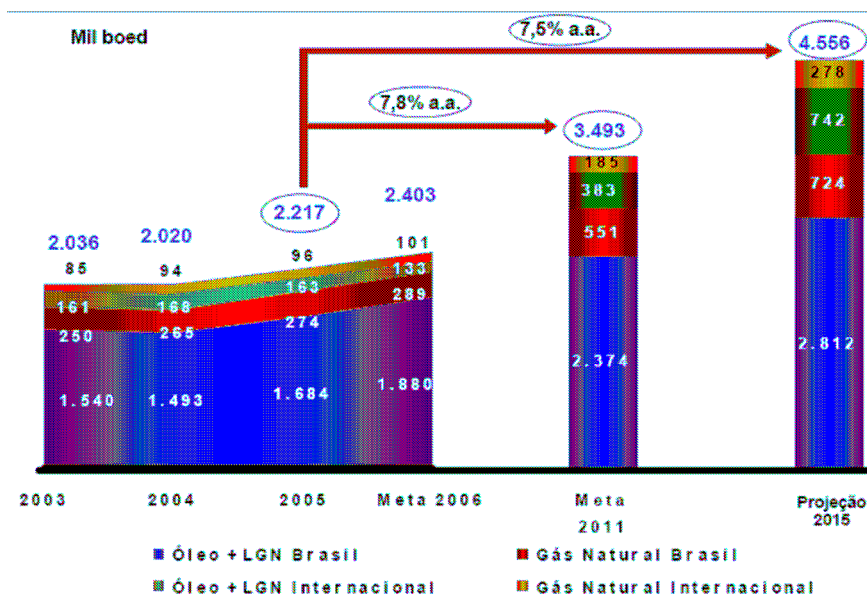
Conforme estabelecido no Plano Estratégico 2007-2011, para 2011, estima-se uma demanda de 121 MM m<sup>3</sup>/d, o que significaria um crescimento do consumo de 17,7% a.a. Para atender essa demanda, a oferta esperada para 2011 consideraria as opções de: importar 20 MM m<sup>3</sup>/d de GNL, provenientes da Venezuela ou de Trindade e Tobago; atingir a capacidade esperada do Gasbol, de 30 MM m<sup>3</sup>/d; e desenvolver a produção doméstica para 71 MM m<sup>3</sup>/d. Na Figura 5.1, mostra-se esse cenário.



**Figura 5.1** Mercado de GN no Brasil

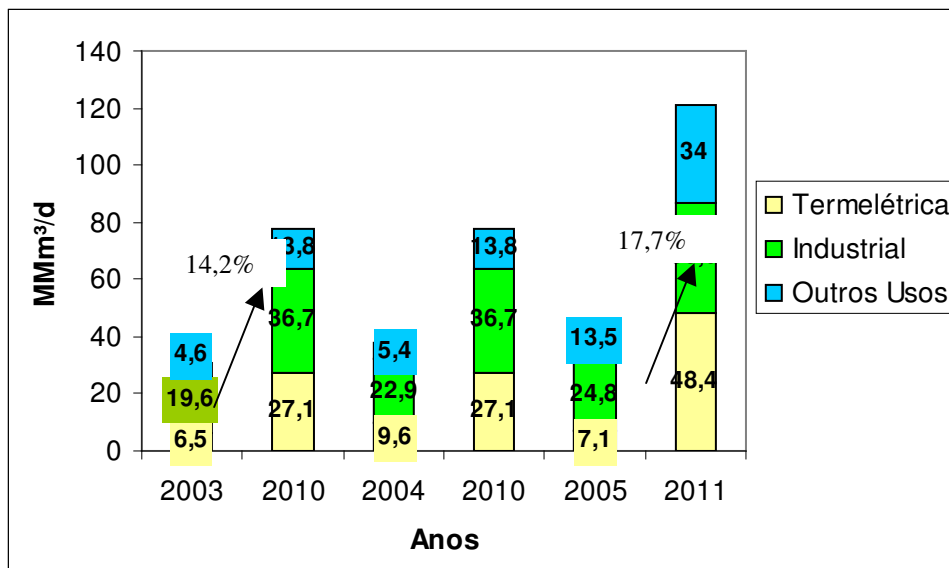
Fonte: PETROBRAS, 2006.

Na Figura 5.2, observa-se a tendência a incrementar a importação de GN, passando de possíveis 15 MM m<sup>3</sup>/d (101 boed), em 2006, a 28 MM m<sup>3</sup>/d (185 boed) na meta de 2011, e projetando-se atingir 42 MM m<sup>3</sup>/d (278 boed) em 2015.



**Figura 5.2** Produção total de óleo, GNL e GN  
**Fonte:** Petrobras

Perseguindo a sua estratégia de negócio, que é a de desenvolver e liderar o mercado brasileiro de GN, a Petrobrás, nos seus planos estratégicos e de negócios, sempre tem pretendido incrementar o consumo do energético, principalmente nos setores industrial e termoeletrico. Assim, por exemplo, no Plano Estratégico 2003-2010 e no Plano de Negócio 2004-2010, projetou que o consumo deveria atingir 77,6 MM m<sup>3</sup>/d em 2010, ao passo que, no Plano de Negócio 2005-2011, pretende atingir 121 MM m<sup>3</sup>/d em 2011. Isto demonstra que, mesmo que os planos da empresa mudem, sempre tendem a visar o incremento do consumo de GN.



**Figura 5.3** Mercado de gás natural no Brasil

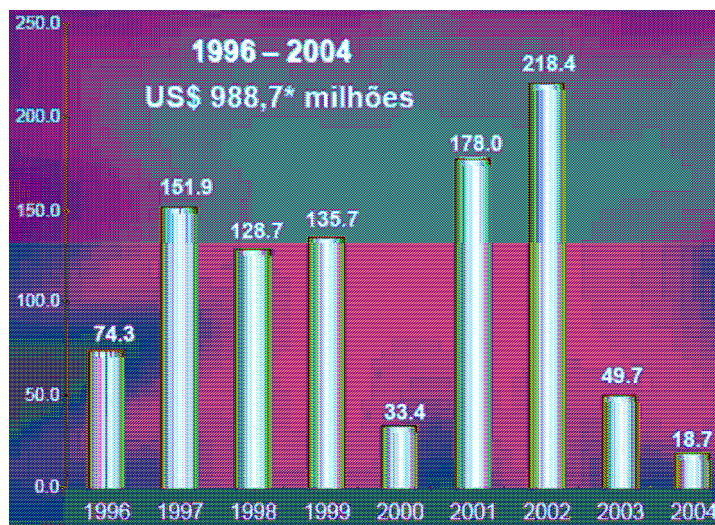
**Fonte:** Elaboração própria, a partir dos Planos estratégicos e de negócios da Petrobras.

#### 5.1.4 Iniciativas orientadas à integração energética

Na América do Sul, a Petrobras tem mostrado importante participação no processo de integração energética, seja pelos investimentos realizados em obras de integração, como o GASBOL, seja pela troca de ativos com empresas, posse de reservas, promoção do crescimento do mercado de GN, assim como pela expansão dos seus negócios em quase todos os países da região, etc. - iniciativas que, de certa forma, orientam e contribuem para a consolidação de mercados integrados de energia. Esse interesse da empresa na integração energética fez-se evidente em seu primeiro Plano Estratégico 2000-2010, divulgado em outubro de 1999, após a quebra do monopólio. Tem-se orientado desde então para a expansão internacional, priorizando sua atuação na América Latina como empresa de energia, com forte papel a ser exercido no desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e na sua produção no Cone Sul. Após ter revisado o seu plano estratégico em 2004, definiu a nova visão para 2015 e um plano detalhado de negócios até 2010. Essa nova visão resgatou o conceito de empresa integrada de energia, que almeja a liderança nos mercados de petróleo e gás na América Latina, considerando investimentos e iniciativas que se orientem nessa direção.

Uma importante contribuição da presença internacional da Petrobras foi a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, considerado como a obra de integração energética mais relevante na região. Para isso, em 1999, dos seus investimentos destinados à atividade de transporte, 90% do total - ou seja, R\$1,726 bilhão - foram gastos na construção do gasoduto. Analisando as participações acionárias na construção do Gasbol, já mostradas na Tabela 3.14, verifica-se que a Petrobrás possui uma participação de 42% - muito superior à das demais empresas. Isto lhe pode dar vantagens quanto à tomada de decisões sobre o gasoduto, ao exercer forte influência no desenvolvimento e nas decisões relativas ao projeto, inclusive ampliações.

A Petrobrás, como já mencionado, mostra muito interesse na Bolívia, país no qual possui suas maiores reservas de GN. Tem realizado aí consideráveis investimentos, como é demonstrado no Gráfico 5.2. A partir de 1996, ano em que entra em operação a Petrobras Bolívia, até 2004, os investimentos totais nos projetos em que tem participação, nesse país, alcançaram cerca de US\$ 1 bilhão.



**Gráfico 5.2** Investimentos da Petrobras na Bolívia

**Fonte:** Petrobras, 2006.

\* Inclui investimentos no lado Boliviano do Gasbol.

## 5.2 PDVSA

### 5.2.1 Panorama histórico

A Petróleos da Venezuela S.A. é um *holding* que nasceu em 1975, com 100% de capital estatal, detentora do monopólio legal sobre todas as atividades da cadeia petrolífera. Até a primeira metade do século XX, o Estado não participava diretamente da indústria, o que lhe era bastante prejudicial, posto que seus ganhos poderiam ser infinitamente maiores caso a indústria fosse nacionalizada. Com essa preocupação, em 1950, o Congresso Nacional aprovou uma Lei sobre o imposto de renda, que estipula que 50% dos lucros das empresas devem ir para a nação. Para alcançar esse fim, no mesmo ano, criou-se o Ministério das Minas e Energia. Com a aprovação do Decreto Presidencial nº 1.123, de 30 de agosto de 1975, criou-se a PDVSA, empresa que, futuramente, seria uma dentre as que merecem destaque no setor petrolífero mundial (GLAUSIEV, 1992). A PDVSA está subordinada ao Estado venezuelano e, por esta razão, atua conforme os lineamentos traçados nos Planos de Desenvolvimento Nacional e de acordo com os ditames do Ministério de Energia e Petróleo.

Em 2005, o total de ingressos da petrolífera foi de US\$ 45 bilhões, contribuindo para o tesouro público com US\$ 22,300 bilhões, dos quais: US\$ 13 bilhões foram entregues em regalias, US\$ 8 bilhões em imposto de renda e US\$1,300 bilhão em dividendos a seu único acionista, o governo venezuelano. Isso demonstra que o petróleo não só tem sustentado os ingressos do governo, mas também toda a economia venezuelana (BNAMERICA, 2006). A pesquisa feita pela *Petroleum Intelligence Weekly* (na sua publicação de 2005) nomeou a PDVSA como a terceira maior petrolífera do mundo.

Ao longo da sua história, a PDVSA passou por três fases distintas em busca da criação de vantagens competitivas. Em um primeiro momento, constituiu-se em uma estrutura verticalmente integrada e totalmente nacionalizada. Posteriormente, na década de 1980, a empresa passou para uma segunda fase, de internacionalização da produção, em busca de maior participação no *downstream* em mercados consumidores importantes. Por fim, na década de 1990, a Venezuela abriu seu *upstream* para investimentos estrangeiros, acompanhando a tendência mundial (RODRIGUES, 1995). Em 1995, houve uma modificação na Lei de Nacionalização (1975) a fim

de formalizar legalmente as parcerias entre a PDVSA e as empresas estrangeiras, no tocante à produção e demais processos que envolvem o petróleo e sua indústria.

### 5.2.2 A internacionalização

O programa de internacionalização da PDVSA começou em finais de 1982, com o estabelecimento de uma empresa associada com *Veba Oel*, na Alemanha. Em 1986, adquiriu refinarias fora do país, sendo que atualmente conta com 18 delas, localizadas nos Estados Unidos (8), na Europa (9) e no Caribe (1). A aquisição destes ativos de refinação, assim como de armazenamento e *mercadeo* fora da Venezuela, significou para a PDVSA um total de US\$ 4,380 bilhões em custos de aquisição diretos, entre 1983 e 2002 (BOUÉ, 2004). A empresa realizou também esforços para se estabelecer em outros territórios latino-americanos, como no caso das negociações com o grupo RENOR (Refinaria do Nordeste) para a instalação de uma refinaria no Estado de Pernambuco, no Brasil. Contudo, questões foram levantadas acerca de tal internacionalização, dado que nunca se repatriavam os ganhos das suas filiais (BOUÉ, 2002).

Seu nível de inter-relação com o entorno (com as empresas petrolíferas) foi conseguido dentro do próprio país, principalmente dentro da faixa do Orinoco, através de acordos de exploração a risco, convênios operativos, empresas mistas e esquema de ganhos compartilhados. Uma outra forma tem-se dado nas exportações de petróleo e seus derivados ao mundo, assim como nas aquisições da companhia no exterior - exemplo disto é a filial CITGO Petroleum nos EUA. A fim de dinamizar o setor petrolífero venezuelano, em 1998, a PDVSA e suas três filiais - Logoven, Corpoven e Maraven – fundiram-se, contando agora com três divisões funcionais: PDVSA Exploração e produção; PDVSA Manufatura e *Mercadeo*; e PDVSA Serviços. Estes três setores básicos seriam os responsáveis pela modernização e integração do petróleo, e também do GN venezuelano, no contexto nacional e internacional (PDVSA, 2006).

Nesse processo de internacionalização, a petrolífera venezuelana tem conseguido estabelecer escritórios na região, especificamente na Argentina e no Brasil. Na Argentina, através da filial Interven Venezuela S.A.<sup>50</sup>, para desenvolver atividades dirigidas a concretizar negócios,

---

<sup>50</sup> Promove a criação de uma rede de *mercadeo* e distribuição de produtos no mercado doméstico argentino.

no marco dos recentes acordos de cooperação bilateral e corporativos em matéria de petróleo, gás e produtos derivados. Estas atividades estão inseridas no marco da iniciativa regional energética PETROSUL.

### **5.2.3 Plano de expansão no mercado de gás natural**

Desde o Plano de Negócios 1996-2009, denominado “Abertura Petrolífera”, sempre se considerou a maximização nacional da oferta de GN como objetivo da empresa. Para expandir a oferta do gás no país, a empresa elaborou o Plano de Gaseificação Nacional 2006-2015, que pretende investir US\$1,600 bilhão, visando ter para 2012 um sistema de transporte de 170 MMm<sup>3</sup>/d. Hoje, a situação do mercado interno mostra o consumo de 62 MMm<sup>3</sup>/d (sendo 2% consumo doméstico e 98% industrial) (PDVSA, 2006). É através do desenvolvimento de recursos costa afora, como o Projeto Delta Caribe (1,8 bilhões de m<sup>3</sup>) - que abrange os projetos Deltana e Mariscal Sucre - e o projeto Rafael Urdaneta (1 bilhão de m<sup>3</sup>), que se tem garantido obter os recursos para abastecer o mercado.

A petrolífera possui a maior reserva de GN da região, convertendo-se em uma potência produtora e exportadora que começou a considerar os países da região como mercado para seu recurso. No plano de investimentos 2004-2009 da PDVSA, foram anunciadas as metas de potencializar o gás como fator de desenvolvimento, maximizar o valor dos recursos naturais de petróleo e alinhá-los com o plano de desenvolvimento nacional. Uma vez atendido o mercado local, a idéia é aproveitar as oportunidades de expansão que oferece o crescimento do consumo de gás no Centro e no Sul da América (ver Tabela 5.6).

**Tabela 5.6** Resumo operacional da PDVSA em 2006.

|                                |                                                 |
|--------------------------------|-------------------------------------------------|
| <b>Reservas provadas</b>       | 4,25 bilhões de m <sup>3</sup>                  |
| Expectativa reserva            | 5,6 bilhões de m <sup>3</sup> (50% costa afora) |
| <b>Produção de GN</b>          | 178 MMm <sup>3</sup> /d                         |
| Previsão produção 2012         | 326 MMm <sup>3</sup> /d                         |
| <b>Projeto Delta Caribe</b>    | 1,8 bilhões de m <sup>3</sup>                   |
| Projeto Mariscal Sucre         | 34 MMm <sup>3</sup> /d                          |
| Investimento US\$ bilhões      | 2,00                                            |
| Plataforma Deltana             | 28 MMm <sup>3</sup> /d                          |
| Investimento US\$ bilhões      | 3,800                                           |
| <b>Projeto Rafael Urdaneta</b> | 1 bilhão de m <sup>3</sup>                      |

**Fonte:** PDVSA, 2006.

Para se expandir na região, a PDVSA desenvolveu o Plano de Expansão de GN na América, que quer fazer uso estratégico do energético para desenvolver a nova estrutura territorial, impulsionando novos desenvolvimentos endógenos. Propicia, dessa forma, a integração Latino-americana e do Caribe, maximizando e valorizando os recursos gasíferos do país –tendo como um dos seus objetivos empresariais levar GN para América Latina e o Caribe em médio prazo. Para impulsionar a integração energética na América Latina e no Caribe, assim como atender seu mercado interno, o Plano Estratégico 2006-2012 da PDVSA tem previsto investir US\$ 16,780 bilhões.

#### **5.2.4 Iniciativas orientadas à integração energética**

Na atualidade, pode-se considerar a PDVSA, dada sua capacidade, como um grande agente integrador na América Latina - já que se encontra buscando ampliar seus mercados através de negócios na região. Por exemplo, cita-se a iniciativa PETROAMERICA, composta pelas iniciativas:

- PETROSUL (Argentina, Brasil, Venezuela e Uruguai);
- PETROCARIBE (região caribenha); e
- PETROANDINA (Bolívia, Equador, Colômbia, Peru e Venezuela).

A iniciativa tem como objetivo integrar os esforços de empresas estatais em áreas tais como: desenvolvimento de infra-estrutura, refino conjunto e coordenação do suprimento de hidrocarbonetos na região. Estas propostas feitas pelo governo bolivariano foram consideradas no Plano de Negócios 2004-2009, assim como também no Plano Estratégico da PDVSA 2006-2012, emoldurado no Plano *Siembra Petrolera* 2005-2030 (PDVSA, 2006).

O objetivo traçado pela petrolífera para 2006 foi o de implementar estratégias para acelerar a execução de projetos maiores. Dentre eles, encontram-se a interconexão gasífera Colômbia-Venezuela, planos para desenvolver o anel energético do Caribe - através dos gasodutos Centro-América (projetado) e Transcaribenha -, a construção do gasoduto Venezuela-Colômbia-Panamá, assim como o Gasoduto do Sul. Na Figura 5.4, mostra-se o mapa dos cones energéticos que seriam desenvolvidos pela PDVSA.



**Figura 5.4** Cones Energéticos na América do Sul  
**Fonte:** PDVSA, 2006.

## 5.3 REPSOL-YPF

### 5.3.1 Panorama histórico

Em 1999, a empresa espanhola REPSOL<sup>51</sup> adquiriu 85 % da ex-estatal Argentina YPF S.A. pelo valor de US\$ 15 bilhões, contando hoje com 99% de participação sobre a mesma. Assim, originou um dos principais atores da indústria de petróleo e GN da América Latina, a REPSOL YPF. Esta, na atualidade, é uma empresa internacional integrada de petróleo e gás (totalmente verticalizada), e que, segundo sua missão empresarial, está “*comprometida a potenciar a participação dos acionistas nas decisões empresariais e aumentar a seguridade do investidor*”. Vem atuando em 32 países, e tem liderado nos mercados da Espanha e da Argentina. A América Latina e no Caribe constituem a região onde a empresa tem maior participação, já que opera em 14 países - nos quais se encontra a maioria das suas reservas de petróleo e gás, e de onde é extraída a maior parte da sua produção anual de hidrocarbonetos (REPSOL-YPF, 2006).

Em 2005, a companhia obteve o lucro líquido de 3,120 bilhões de euros, 29% mais do que no ano anterior. Ocupa, dessa forma, o 97º lugar<sup>52</sup> na lista das maiores empresas transnacionais, e na lista das maiores empresas de hidrocarbonetos em nível mundial está entre 15 primeiras (PIW, 2005). É uma das dez maiores petrolíferas privadas do mundo, e a maior companhia energética privada na América Latina em termos de ativos. Possui as maiores reservas provadas na Argentina, com 34%, e na Bolívia, com 24%.

### 5.3.2 A internacionalização

Com a compra da YPF, a Repsol passou a atuar mais fortemente no *upstream*, dado que dita compra fazia parte das estratégias de internacionalização da companhia e de busca por um equilíbrio para as atividades concentradas no *downstream*.

A expansão da Repsol na América fundamentou-se nos enormes ganhos pela exploração das jazidas da YPF, assim como pela execução da estratégia de internacionalização orientada ao

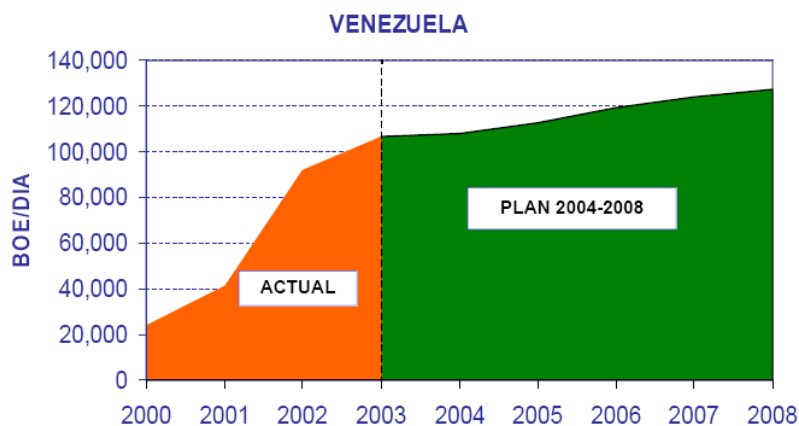
---

<sup>51</sup> A Repsol foi criada pelo governo espanhol em 1986, como sucessora do Instituto Nacional de Hidrocarbonetos – INH, e seu processo de privatização começou três anos depois.

<sup>52</sup> Segundo a revista Fortune 2005, a empresa teve ingressos de US\$ 44, 8 bilhões.

crescimento das atividades da empresa. Entretanto, dado que algumas de suas reservas encontram-se na fase de esgotamento, tem-se feito prioritário para a petrolífera espanhola ampliar suas reservas em regiões onde existam campos com jazidas confirmadas, para diminuir sua dependência da Argentina<sup>53</sup>. Mas, ao mesmo tempo em que está interessada na liberalização dos mercados onde não é dominante (por exemplo, Brasil, Chile e Uruguai), dentre os seus objetivos está a defesa da sua posição na Argentina e na Bolívia.

A petrolífera está interessada na Venezuela, país onde conseguiu um forte posicionamento. Opera os campos de gás não associado em Yucal Placer e Barrancas, e neste ano descobriu gás no poço exploratório de Sipororo X (bloco de Barrancas). Segundo projeções da petrolífera, até final de 2009, devem ser investidos US\$2,200 bilhões em Trinidad e Tobago e na Venezuela, sendo que para esta última corresponderiam US\$ 950 milhões, esperando uma produção superior a 18 mil m<sup>3</sup>/d (120 mil bep/d) (REPSOL-YPF, 2006). O Plano 2004-2008 da Repsol-YPF para a Venezuela, mostrado na Figura 5.5, mostra a tendência de incrementar a produção.



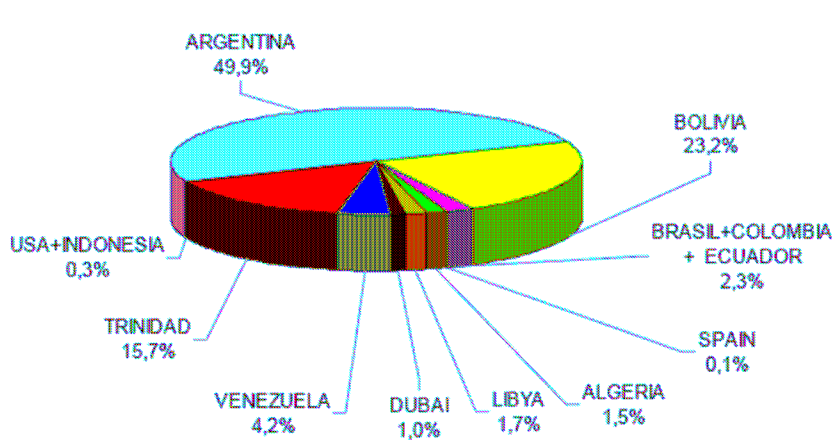
**Figura 5.5** Produção futura de hidrocarbonetos na Venezuela  
**Fonte:** REPSOL-YPF, 2003.

Segundo declarações de representantes da petrolífera, a Repsol-YPF, na Venezuela, é uma empresa líder na produção de gás e está preparada para concretizar novas oportunidades neste país. Isso ficou demonstrado em abril de 2006, quando a Repsol-YPF submeteu-se às novas condições impostas pelo governo venezuelano nos campos explorados por companhias privadas, tendentes a elevar os impostos para elas e aumentar a participação da PDVSA. Ante a negativa de

<sup>53</sup> Dada a crise energética que atravessava o país, com diminuição na produção de hidrocarbonetos.

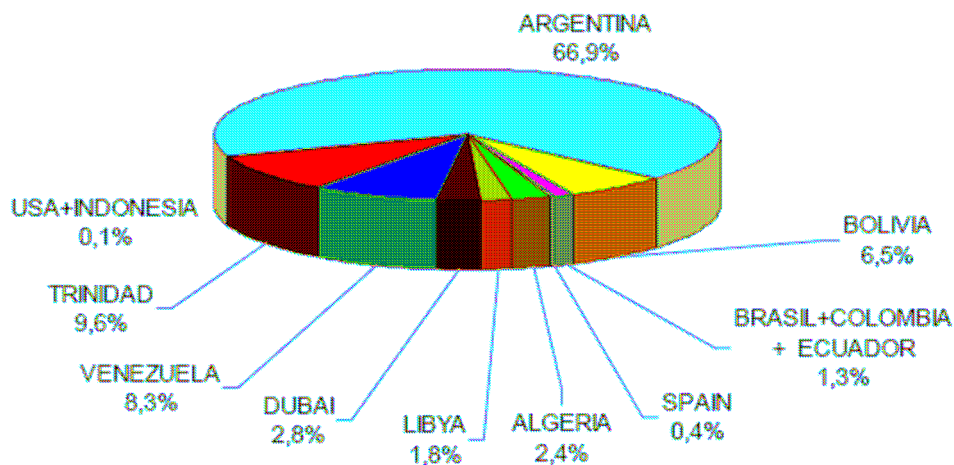
outras companhias, como ExxonMobil e TotalFina-Elf, em aceitar as novas condições, a Repsol-YPF comprou a participação dessas companhias, o que tem redundado em um grande aumento das reservas da companhia nesse país (REVISTA PUEBLOS, 2006).

No Gráfico 5.3, mostra-se a distribuição das reservas de hidrocarbonetos da Repsol-YPF em 2003, sendo que 95,8 % delas encontram-se na América Latina. Na Argentina e na Bolívia estão suas maiores reservas, correspondendo a 49% e 23% do total, respectivamente. Da reserva de 820 bilhões de m<sup>3</sup> (5.433 Mbep), 65,8% correspondem a reservas de GN provadas, desenvolvidas e não desenvolvidas.



**Gráfico 5.3** Distribuição das reservas provadas líquidas - 820 bilhões de m<sup>3</sup>  
**Fonte:** REPSOL-YPF, 2003.

A produção de hidrocarbonetos atingiu 170 MM m<sup>3</sup>/d em 2005, 2,3% menor se comparada à de 2004. Essa diminuição deveu-se às greves na Argentina - onde foram produzidos 114 MM m<sup>3</sup>/d -, paradas programadas, aos problemas operativos e efeitos dos altos preços do petróleo nos contratos de divisão da produção. Quanto à produção de GN, esta atingiu 17 bilhões de m<sup>3</sup>, devido aos aumentos de produção registrados em Trindade e Tobago, Bolívia e Venezuela, que compensaram a diminuição na Argentina (ver Gráfico 5.4).



**Gráfico 5.4** Distribuição da produção de hidrocarbonetos (170 MM m³/d)  
**Fonte:** REPSOL-YPF, 2005.

### 5.3.3 Plano de expansão no mercado de gás natural

Em relação ao gás natural, a empresa está presente em todos os elos da cadeia, desde a produção até a comercialização. Os principais ativos da empresa encontram-se na América Latina, principalmente na Argentina. Suas reservas estão localizadas, fundamentalmente, na América Latina e no norte da África. No *dowstream*, opera três refinarias na Argentina e uma no Peru. Na América Latina, a Repsol YPF leva a cabo a atividade de distribuição (através da empresa GAS NATURAL) e comercialização de GN na Argentina, Colômbia, Brasil e México.

Na Tabela 5.7, mostra-se que, em 2005, negociaram-se 8,59 bilhões de m³, sendo que o incremento na produção de gás comparado a 2004 foi de 1,6% atingindo 91,650 MMm³/d (3,415 Mscfd<sup>54</sup>). Este incremento ocorreu fundamentalmente na Bolívia, Trindade e Tobago e Venezuela, contrabalanceando parcialmente a diminuição de produção na Argentina, que ocorreu pelo efeito de contratos PSC<sup>55</sup>. Enquanto distribui GN para aproximadamente nove milhões de clientes na Espanha e América Latina, apenas nesta última, no ano 2005, atendeu a 4.8 milhões de clientes. O investimento programado, segundo o Plano Estratégico 2005-2009, é de aproximadamente 21.100 M€, dos quais 6.541 M€ estão orientados para o ABB (constituído pela Argentina, Bolívia e Brasil). Desse montante, 11% (711 M€) estão destinados à área de GN.

<sup>54</sup> Abreviatura de *million standard cubic feet per day*, equivalente a 178.125 bepdl.

<sup>55</sup> Contratos de repartição de produção

**Tabela 5.7** Atuação na área de GN na América Latina

|                                               | 2001   | 2002  | 2003   | 2004  | 2005  |
|-----------------------------------------------|--------|-------|--------|-------|-------|
| Vendas (bi m <sup>3</sup> )                   | 5,74   | 6,67  | 7,15   | 7,92  | 8,59  |
| Ingressos operativos ABB (milhões €)          | 12.122 | 9.530 | 10.322 | 8.089 | 9.443 |
| Resultado das operações ABB                   | 2.366  | 1.792 | 2.729  | 1.842 | 2.223 |
| Investimento ABB (milhões €)                  | 2.404  | 1.607 | 2.389  | 1.048 | 1.295 |
| Produção líquida diária (MMm <sup>3</sup> /d) | 50,27  | 59,28 | 78,26  | 88,24 | 91,65 |
| Argentina                                     | 41,44  | 41,89 | 49,43  | 53,57 | 50,91 |
| Resto América                                 | 8,82   | 17,93 | 28,82  | 34,67 | 39,02 |
| Número de clientes (milhões)                  | 3,6    | 3,9   | 4,2    | 4,5   | 4,8   |

**Fonte:** Repsol YPF, 2006.

Nas jazidas de Loma da Lata e em Bahia Branca, a Repsol-YPF explora e distribui GN tanto para consumo interno como para exportação para Chile, Brasil e Uruguai. A empresa é bastante integrada, participando também em alguns gasodutos (Transierra, Gasoduto del Pacífico e Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre) e em distribuidoras de GN na Argentina (32% de participação na Metrogas e 37% na Gás Natural BAN) e no Brasil (através de participação em três companhias distribuidoras, CEG, CEG Rio e Gás Natural SPS, que ainda não entrou em operação). Inclusive, recentemente, foi anunciada a compra das participações da Enron pela Gás Natural SDG (na qual a Repsol-YPF tem 45% de participação acionária) nas distribuidoras CEG (concessionária da região metropolitana da cidade do Rio de Janeiro) e CEG Rio (concessionária do restante do Estado do Rio de Janeiro), aumentando a presença da Repsol-YPF no segundo maior mercado de GN no Brasil. Finalmente, a fim de expandir sua presença na ponta final da cadeia industrial de GN - completando sua integração vertical -, a Repsol-YPF vem investindo também na geração termoeletrica no Brasil e na Argentina (VIERIA, 2004). Em 2004, a empresa inaugurou o gasoduto Transnuequino, que liga a jazida El Portón (norte de Nuequen) ao sistema troncal de transporte de GN operado pela empresa, para abastecer o mercado argentino. Os principais ativos da Repsol-YPF no Cone Sul são mostrados na Tabela 5.8.

**Tabela 5.8** Principais Ativos da Repsol-YPF no Cone Sul

|                              | <b>Argentina</b>                                                            | <b>Brasil</b>                                | <b>Bolívia</b>                                                                         |
|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| E&P                          | 1 <sup>a</sup> em reservas e produção<br>Cia Petrolífera Astra              | 8 blocos<br>exploratórios                    | 1 <sup>a</sup> em reservas e produção<br>50% petrolífera Andina<br>100% Maxus petróleo |
| Transporte                   | Gasoduto del Pacífico<br>Gasoduto Metanex (Chile)<br>Gasoduto Transnuequino | 15% TSB                                      |                                                                                        |
| Distribuição                 | 31,7% Metrogas (Astra)<br>35,7% Gás Natural BAN*<br>63% Mercado Atacadista  | Gás Natural SPS*<br>29% CEG*<br>38% CEG-RIO* |                                                                                        |
| <b>Total de Market Share</b> | <b>14,60%</b>                                                               | <b>9,1%</b>                                  |                                                                                        |

**Fonte:** Real, 2002.

\* Através de sua subsidiária Gás Natural SDG

### 5.3.4 Iniciativas orientadas à integração energética

Para a Repsol-YPF, a América do Sul constitui-se na região onde pode negociar ativos no que ela denominada ABB<sup>56</sup> - conformado pela Argentina (mostra preços de GN em ascensão), Brasil e Bolívia (amplas reservas e potencial de exportação) -, com o objetivo de capturar sinergias e eficiências entre segmentos e países. Através da procura de novas áreas de exploração, explora o *offshore* argentino, como também vem explorando oportunidades no *upstream* do Brasil e desenvolvendo reservas na Bolívia. O ABB constitui-se então em um negócio integrado rentável para a empresa. Assim, considerando o interesse da Repsol-YPF no ABB, como também as iniciativas do seu processo de internacionalização, pode-se considerar que a companhia é parte do projeto de integração gasífera regional, sendo um dos principais investidores na indústria de GN no Cone Sul.

Para aumentar suas vendas e consolidar sua posição na região, a petrolífera tem mostrado participação ativa nos principais projetos de exportação de GN dentro da região. Na Venezuela, por exemplo, lidera a produção de GN. Na Argentina, construiu o gasoduto Transnuequino e investiu na ampliação do Gasoduto del Norte e do gasoduto San Martin, o que contribuiu com as

<sup>56</sup> Aglutina a cadeia integrada de valor na Argentina, Brasil e Bolívia (conexões gasistas). Concretamente, trata-se de melhorar o aproveitamento de uma matriz energética única, na qual Bolívia atuaria como provedor natural de gás para os mercados argentino e brasileiro, onde a demanda energética é crescente.

necessidades de consumo do país. Além disso, conseguiu participação de 10% nos blocos de desenvolvimento 88 e 56 da Jazida de Camisea, no Peru.

Os investimentos em E&P, em 2005, aumentaram em 64,4% e ascenderam a 1,948 bilhão de euros, dos quais 56,5% destinaram-se ao desenvolvimento de reservas. Foram realizados fundamentalmente na Argentina (64,9%), Trindade e Tobago (8,9%), Venezuela (8,1%), Bolívia (4,5%), Equador (3,9%) e Brasil (3%).

## **5.4 TOTALFina - ELF**

### **5.4.1 Panorama histórico**

A companhia foi criada mediante duas fusões: a primeira entre Total, da França, e Petrofina, da Bélgica, que deram lugar à Totalfina; e a segunda em março de 2000, entre Totalfina e Elf Aquitaine, da França - originando ao quarto maior grupo petrolífero privado do mundo (FORTUNE, 2005) e o oitavo lugar no setor de hidrocarbonetos em nível mundial (PIW, 2005). O crescimento tem sido uma característica chave da estratégia da companhia, possuidora de reservas comprovadas de 1,7 bilhões de m<sup>3</sup>, com produção de 0,39 bilhões de m<sup>3</sup>/d, e capacidade de refino de 410 MMm<sup>3</sup>/d. Seu resultado operacional, em 2004, foi de US\$ 21,299 bilhões e seu resultado líquido foi de US\$ 11,244 bilhões (ARPEL, 2006).

Todas as atividades que desempenha estão agrupadas em três divisões: exploração e produção de petróleo e gás; refino e *marketing*; e química. Suas atividades de exploração e produção estendem-se em 41 países, e produz petróleo e gás em 29 países.

### **5.4.2 A internacionalização**

A TotalFina-Elf opera em mais de 100 países. Através da divisão de exploração e produção de petróleo e gás, explora, produz e mantém as reservas de petróleo que possui na Colômbia, Venezuela, Indonésia, Tailândia, Iêmen, Argélia e Noruega, basicamente. Também produz, abastece e comercializa gás para os mercados da Europa, América Latina e do Oriente.

A produção de hidrocarbonetos na América do Sul, em 2005, foi de 37 MMm<sup>3</sup>/d (247 kbepd<sup>57</sup>), 16% mais do que foi produzido em 2004 e 26% mais do que em 2003. Assim, a produção na região representou aproximadamente 10% da produção total da TotalFina-Elf em 2005. Entre 2003 e 2005, diversos projetos foram apresentados, como Placer Yucal, na Venezuela (em 2004), Carina (em 2005) e campo Áries (em 2006), na Argentina.

#### 5.4.3 Plano de expansão no mercado de gás natural

A TotalFina-Elf é uma empresa cujo *core business*<sup>58</sup> está na indústria de petróleo. Embora tem adotado uma estratégia agressiva de investimentos no segmento de transporte do GN, não está presente no segmento de distribuição. Isso significa que o seu interesse maior é buscar a integração vertical apenas o suficiente para viabilizar o escoamento de suas reservas; ou seja, o motor do posicionamento estratégico da empresa é o *upstream* (ALVEAL, 2002). A presença em E&P é mais forte na Argentina e na Bolívia, onde as subsidiárias da Total controlam 22,8% e 13,3% das reservas, respectivamente.

Essas reservas tornam estratégica a participação da empresa nos gasodutos de transporte, como acontece na Argentina, no Chile e Brasil, de modo que apresenta uma rede total integrada de 9.000 km. Na Argentina, tem 19,2% de participação na TGN - que opera a rede de transporte de gás que abarca a metade norte do país - e 56,5% nas companhias que possuem o gasoduto GasAndes - que conecta a rede de TGN à região de Santiago, no Chile. Participa também nas transportadoras do Gasbol, GTB e TBG, onde possui 2% e 9,7% de participação, respectivamente.

A produção de GN na Argentina, em 2005, foi de 9,9 MMm<sup>3</sup>/d, com incremento de 7% em comparação a 2004 (ver Tabela 5.9). A Total tem participação em duas jazidas na Argentina: em Nuequen (campo San Roque, com 24,7%, e Agoada Pichana, com 27,3%) e na Terra do Fogo (campos Carina-Aries e Canadon Alfa). A Total Austral tornou-se a segunda operadora de gás na Argentina, com mais de 20% das reservas sob seu controle.

---

<sup>57</sup> Mil barris equivalentes de petróleo por dia.

<sup>58</sup> Expressão que define algo relativo ao próprio negócio ou à especialidade do negócio da empresa.

Na Bolívia, a TotalFina-Elf opera nos campos de San Alberto e San Antonio, com participação de 15% em cada um deles. Na Venezuela, possui participação de 49% no bloco 4 da plataforma Deltana, 47% no projeto Sincor e também em Yucal Placer (campo Juselin, 55%).

**Tabela 5.9** Produção de GN por área geográfica (MMm<sup>3</sup>/d)

|                   | 2005        | 2004        | 2003        |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|
| Argentina         | 9,9         | 9,2         | 8,0         |
| Bolívia           | 2,7         | 2,3         | 1,4         |
| Colômbia          | 1,1         | 0,9         | 0,8         |
| Trinidad & Tobago | 0,1         | -           | -           |
| Venezuela         | 2,8         | 1,0         | -           |
| <b>TOTAL</b>      | <b>16,6</b> | <b>13,4</b> | <b>10,2</b> |

**Fonte:** TotalFina-Elf, 2006.

#### 5.4.4 Iniciativas orientadas à integração energética

A fim de garantir o escoamento do seu gás até o mercado consumidor, a Total, possui uma importante participação na rede de gasodutos do Cone Sul. Essa participação foi fortalecida com a aquisição dos ativos da sociedade canadense *TransCanada Pipelines Limited* nas redes de transporte de GN na Argentina e Chile, por US\$ 440 milhões, em 2001 (ver Tabela 5.10).

**Tabela 5.10** Principais ativos da TotalFina-Elf no Cone Sul

|            | Argentina                                   | Brasil                    | Bolívia                                   |
|------------|---------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------------|
| E&P        | Total Austral<br>(2 <sup>a</sup> produtora) | 3 blocos<br>exploratórios | Total Bol<br>(3 <sup>a</sup> em reservas) |
| Transporte | 19% TGN                                     | 9,7% TBG                  | 2% GTB                                    |
|            | 32% TGM                                     | 25% TSB                   | 11% Transierra (gasoduto Gasyrg)          |
|            | Gasoduto del Pacifico<br>56,6% GasAndes     |                           | TSB (Projeto)                             |

**Fonte:** Elaboração própria, a partir de Real, 2002 e TotalFina-Elf, 2005.

#### 5.5 Resultado físico real da atuação das petrolíferas na integração energética

Depois de caracterizadas as principais petrolíferas atuantes na indústria de GN na América do Sul, na Tabela 5.11 mostra-se o seu posicionamento na região, onde 86% das reservas estão

nas mãos de quatro petrolíferas. É a PDVSA que possui a maior participação na detenção de reservas, assim como na produção de gás.

**Tabela 5.11 Posicionamento das principais empresas da indústria de GN na América do Sul em 2005.**

| Empresa                     | Particip.<br>Estado % | Reservas         |                  |     | Produção         |                  |     |
|-----------------------------|-----------------------|------------------|------------------|-----|------------------|------------------|-----|
|                             |                       | Provadas         |                  |     |                  |                  |     |
|                             |                       | TPC <sup>a</sup> | TPC <sup>b</sup> | %   | BPC <sup>a</sup> | BPC <sup>b</sup> | R/P |
| Petrobrás**                 | 32                    | 0,42             | 15               | 7   | 723,6            | 507              | 9   |
| PDVSA                       | 100                   | 152              | 147              | 67  | 2.268            | 900              | 163 |
| Repsol-YPF                  | -                     | 20               | 17               | 7,7 | 1.088            | 608              | 28  |
| TotalFina-Elf               | -                     | 22               | 10               | 4,5 | 1.723            | 211              | 47  |
| <b>Sub-total</b>            |                       | <b>189</b>       | <b>86</b>        |     | <b>2.226</b>     | <b>62</b>        |     |
| <b>Total América do Sul</b> |                       | <b>220.5</b>     | <b>100</b>       |     | <b>2.340</b>     | <b>94</b>        |     |

\*\* Não considera as descobertas da Bacia de Santos.

a: em nível mundial; b: em nível regional

**Fonte:** Elaboração própria, a partir de Vieira, 2004; PIW, 2004; PDVSA, 2005; REPSOL-YPF, 2005.

Como mostrado na tabela acima, as petrolíferas regionais estatais têm demonstrado importante participação na posse de reservas e na produção de gás - dados seus planos de massificação do energético nos seus países -, assim como por sua estratégia de priorizar o aumento de reservas (como no caso da Petrobrás) ou de intensificar as atividades no *upstream* (como no caso da PDVSA). Pelo lado das petrolíferas privadas européias, estas cumprem um importante papel no desenvolvimento de reservas mas, como mencionado por Vieira (2004), a real integração dos mercados não deve, e nem pode, ficar a cargo somente das decisões privadas de investimento. Considera-se que a integração energética é uma dinâmica impulsionada pelos governos, onde as empresas privadas podem contribuir em áreas críticas desse processo.

Pode-se identificar então dois posicionamentos das petrolíferas frente à integração energética: para as petrolíferas transnacionais, dito processo seria uma estratégia de expansão dos seus negócios; já no caso das petrolíferas regionais, estas podem responder e orientar-se no

sentido da política regional de desenvolvimento promovida pelos seus governos, como no caso da PDVSA, quem tem como objetivo fortalecer a indústria de gás estatal na região<sup>59</sup>.

A atuação das petrolíferas tem promovido o desenvolvimento do mercado de gás na região através da monetização das reservas, da produção de gás para atender a crescente demanda, assim como pela viabilização da infra-estrutura física de conexão dos mercados nacionais e binacionais, por exemplo, o GASBOL.

### 5.5.1 Os planos das estatais e a integração energética

Dada a estratégia de ingresso das *major*s petrolíferas na região, as duas mais importantes petrolíferas de atuação regional e mundial, a PDVSA e a Petrobras - que fornecem importantes proventos aos seus países de origem, seja através da contribuição ao tesouro público como através da transferência ao governo (ver Tabela 5.12) -, também optaram pela estratégia de internacionalização. Para o setor de gás, elas formularam as seguintes estratégias:

- Para a Petrobrás, a estratégia é priorizar o aumento das reservas de gás e da produção de petróleo em território brasileiro (segundo o Plano de Negócios 2007-2011, os investimentos relacionados à cadeia de GN no mercado interno somam US\$ 21,1 bilhões<sup>60</sup>), assim como explorar reservas fora do país, buscando a liderança nos mercados de petróleo e gás na América Latina;
- Para a PDVSA, a estratégia é de aplicação do Plano de Gaseificação Nacional 2006-2010. Segundo ele, uma vez atendido o mercado interno, e conforme programado no Plano de Investimentos 2004-2009, a idéia é aproveitar as oportunidades de expansão que oferece o crescimento do consumo de gás no centro e no sul de América. Esta idéia encontra-se minuciosamente detalhada no Plano de Expansão de

---

<sup>59</sup> A Venezuela apresentou a idéia de ampliação do mercado energético sul-americano, inicialmente com a possível criação da para-estatal Petrosul, em parceria como a Argetina. Por fim, apresentou a Petroamérica como uma aliança de empresas nacionais que, respeitando as decisões soberanas e o marco jurídico de cada país, atenderia ao desenvolvimento de toda a cadeia produtiva da indústria de energia (Lora, Miguel “Petroamérica, La estrategia Sudmaericana para Recuperar su Soberania Energética”. 8 de junho de 2004. In: [www.rebelion.org](http://www.rebelion.org)).

<sup>60</sup> Destinado para o projeto Malhas, gasoduto Gasene, gasoduto Urucu-Coari-Manaus, Gasduc III, a ampliação do trecho Gasbol, assim como a construção de dois terminais de GNL em Pecém e Baía de Guanabara, entre outros.

GN na América, que procura propiciar a integração levando gás para os países da América Latina e do Caribe, em médio prazo.

Conforme indicado nos planos destas empresas, o objetivo é desenvolver os mercados internos de GN e depois se estender para fora dos seus países. Contribuem, desta forma, para a consolidação do mercado regional de GN e, assim, para a integração energética da região.

**Tabela 5.12** Comparativo das Estais Regionais

|                                 | <b>PETROBRAS</b> | <b>PDVSA</b>        |
|---------------------------------|------------------|---------------------|
| Ranking PIW                     | 14               | 3                   |
| Receita total US\$ milhões      | 36               | 45                  |
| Contribuição ao tesouro público | R\$ 5 bilhões    | US\$ 22,300 milhões |
| Transferência ao governo        | R\$1,8 bilhão    | US\$ 1,3 milhão     |
| Gasodutos fora do país km       | 17.486           | -                   |

### 5.5.2 A atuação das petrolíferas transnacionais

A atuação da Repsol-YPF e Total tem mostrado muito interesse na América do Sul. Deste modo, por exemplo, a Repsol-YPF tem-se constituído como a maior companhia privada, com preferência no que ela denominada de ABB (considerando a Argentina, Bolívia e Brasil) como negócio rentável para a empresa. O plano estratégico da empresa para o período 2005-2009 destina 6,541 bilhões de euros para o ABB, sendo 711 milhões para o setor de GN. Da mesma forma, a Total tem orientado sua estratégia de investimentos para os segmentos de transportes, participando em 9.000 km de gasodutos nacionais e binacionais (ver Tabela 5.13).

**Tabela 5.13** Comparativo das petrolíferas transnacionais

|                            | <b>Repsol-YPF</b> | <b>TOTAL</b> |
|----------------------------|-------------------|--------------|
| Ranking PIW                | 15                | 8            |
| Receita total US\$ milhões | 44,858            | 152,610      |
| Reservas na América do Sul |                   |              |
| Argentina                  | 34%               | 22,8%        |
| Bolívia                    | 24%               | 13,3%        |
| Gasodutos km               | n.d.              | 9.000        |

## **5.6 As alianças estratégicas entre as petrolíferas**

No processo de internacionalização petrolífera regional, as alianças estratégicas que estão sendo negociadas entre as empresas podem assumir impactos significativos para impulsionar o processo de integração energética e econômica na América do Sul (FIOROTII, 2004). Como exemplo, pode ser citados os acordos celebrados entre a Repsol-YPF e a Petrobras (operações conjuntas na costa sul da Argentina), entre a PVDSA e a Petrobrás, e entre a Ecopetrol e a Petrobrás.

## **Capítulo 6**

### **6.1 Conclusões**

No transcurso da pesquisa mostrou-se que a integração energética, entendida como um processo de interconexão estratégica, assinala a contribuição que o setor energético, característico de cada país, poderá oferecer ao processo de desenvolvimento econômico e social, em um esquema de política de integração regional. Isto dada a disponibilidade e a diversidade de energéticos na América do Sul, o qual se constitui em um dos fatores de desenvolvimento regional, pois a exploração das áreas de recursos energéticos transfronteiriços contribuem entre outros para obter novas fontes de ingressos e na segurança energética da região. Constituindo-se assim em um estímulo fundamental no estabelecimento do processo de integração energética, na qual esta inserida integração econômica.

Como apresentado, os avanços e os esforços em direção à integração energética da América do Sul, estão basicamente enmarcados na construção de interconexões elétricas e gasíferas. No setor elétrico, os avanços tem sido significativos através da construção de hidrelétricas binacionais, especialmente no Cone Sul, e no setor gasífero os países do Mercosul e Chile são os que apresentam o mercado de gás natural mais desenvolvido e integrado através da rede de gasodutos construídos principalmente durante a década de 1990. Por outro lado também se viu que a integração energética veio acontecendo com a criação de organismos regionais ARPEL, CIER e OLADE, os quais se criaram para contribuir na integração dos mercados de energia na região, pois estes organismo regulamentam as transações internacionais de energia.

As decisões de integrar aos países através da energia surgiram pelas crise energéticas e principalmente pelas decisões políticas. A maioria dos projetos de integração estão concentrados no Cone Sul, mas existem já projetos para integrar energeticamente aos países da região andina. Dessa forma, o Estado da Arte da Integração Energética apresentado no segundo capítulo, mostrou que dita integração é um processo que vem acontecendo dadas as oportunidades que vão surgindo no contexto energético regional, sem nada de futurismos, simplesmente como uma radiografia atual.

A análise da indústria gasífera desenvolvida no capítulo 3, permitiu mostrar que a região dada as suas reservas de GN (4% das reservas mundiais), assim como o seu potencial de mercado, apresenta-se como uma das regiões do mundo mais promissoras para o desenvolvimento da indústria gasífera. Pois esta encontra-se na sua fase infante, e ainda precisa de elevados investimentos para se expandir e desenvolver seu mercado, dada a característica do setor de concentração e intensidade de capital. Mas para que os investidores possam investir na região é necessário diminuir os fatores críticos, como: o marco legal, as garantias de cumprimento de contratos, entre outros.

A análise das reservas na região permitiu verificar a existência de países com excedentes e com déficit de GN, para suprir as demandas pelo energético foi construído uma malha gasodutos que interconectavam esses países, embora esta malha é bastante incipiente comparada aos mercados mais desenvolvidos como os de EUA e EU. Mesmo com o traçado de gasodutos na região, o consumo de GN é ainda ínfimo comparado com o tamanho das reservas, foi mostrado que a Argentina é a quem tem usado o GN em todos os setores da sua economia, tendo a indústria mais desenvolvida da região.

Os países da América Latina tiveram que adotar durante a década de 1990 um modelo de desenvolvimento energético comum baseado na integração regional, a extensão do uso de gás natural e o ingresso de companhias privadas em todas as áreas do negocio energético. Este fenômeno não foi casual, já que respondeu às novas condições estabelecidas pela banca multilateral de desenvolvimento para financiar as necessidades do setor. Estas reformas nos países da América do Sul foram bem heterogêneas assim como seu ritmo de implantação, no caso

da indústria do gás as reformas suprimiram as barreiras ao investimento privado, dado que nos países da região existia o predomínio das empresas estatais. A região depois de ter adotado as reformas constitui-se em alvo para os *players* privados e estatais vindos da América do Norte e Europa, os quais começaram a fazer investimentos energéticos. A Gasbol constituiu-se pelos interesses econômicos e pelo crescimento na utilização do GN.

Na atualidade existem projetos de gasodutos que indicam uma nova era passando dos acordos bilaterais para os multilaterais, mas estes ainda estão paralisados e a incerteza de viabilizá-los ainda é grande. Estes projetos terão que superar tensões bilaterais como a acontecida entre a Bolívia e Brasil

O crescimento desta indústria dependerá da criação de um ambiente que atraia investidores transnacionais como regionais. O desenvolvimento do mercado é um processo longo e complexo, no qual a participação das petrolíferas é determinante para desenvolver as infra-estruturas de interconexão.

Os recursos externos direcionados para a região foram através da privatização de empresas de energia, construção de gasodutos e dos investimentos diretos no *upstream*. O ingresso das grandes petrolíferas internacionais na região começou na Venezuela para explorar petróleo e na atualidade estão investindo em gás, já que as suas reservas estão menos exploradas. Estas grandes petrolíferas implementaram estratégias de internacionalização visando mercados emergentes. Dessa forma, o interesse de continuar investindo, na região, é devido à abundância de recursos naturais, atratividade do mercado e marcos regulatórios favoráveis juntamente com a possibilidade de uma maior integração regional.

São três os países que têm atraído maior investimento privado a Argentina (no transporte e distribuição), Venezuela(em todas as fases da indústria) e Bolívia (no transporte e distribuição). Já no caso do Peru foi na totalidade das atividades relacionadas ao transporte e distribuição de GN. No Brasil, Colômbia e Equador só uma parte do investimento é privado, no transporte e distribuição.

Os investimentos em gasodutos chegaram a US\$6,3 bilhões (interconectado Bolívia-Brasil e Argentina-Chile), com participação importante de IED. Os projetos que estão em estudo demandarão investimentos de US\$11,7 bilhões, aproximadamente. As interconexões são financiadas com investimentos em escalas suficientes para integrar regionalmente seus fluxos pelas grandes petrolíferas.

No cenário de reformas vários países da América Latina conservaram a propriedade das empresas petrolíferas estatais resguardando sua posição dominante no mercado interno, dessa forma as colocou em concorrência com as transnacionais. As petrolíferas regionais enfrentaram com prudência o processo de privatização, o que as levou a se reorganizar e multiplicar suas alianças estratégicas com capitais transnacionais. As petrolíferas regionais, tem resultado em importantes ferramentas para os governos e tem aumentado sua participação da América Latina, surgindo assim as “translatinas”.

A estratégia de internacionalização viabilizou a escolha preferencial pelos mercados petrolíferos da região, com o ingresso das *majors* (Exxon-Mobil, Chevron-Texaco e Shell) e de empresas criadas a partir da privatização de estatais européias (Repsol-YPF, ENI-Agip, TotalFina-Elf e British Petroleum-Amoco), das quais a TotalFina Elf e a RepsolYPF mostram maior participação na cadeia do GN na área de exploração e produção.

Cabe também destacar, que nesse novo cenário petrolífero regional, as estratégias de internacionalização, das maiores petrolíferas estatais da região, Petrobras e PDVSA tiveram grande repercussão, já que vem caracterizando um padrão de integração a longo prazo, pois tem a intenção de formar uma associação – Petroamérica – apara atuar no *upstream* e no *downstream*. Estas empresa desempenham papeis de liderança no setor de hidrocarbonetos dos seus países.

A maior empresa do Brasil, a Petrobras é considerada empresa de energia, dado que diversificou seus negócios entrando nas industrias de GN e eletricidade. Nesta petrolífera, o governo tem participação de 32%. Graças a sua estratégia de internacionalização possui reservas no exterior (69% estão de GN estão na Bolívia), assim como a participação nos gasodutos GTB e TGS, sendo que seus primeiros passos foram dados através da compra de ativos, começando a

investir no exterior desde 1990, e em G&E começou em 1996. Pretende aumentar a sua participação na AL, assim como seus investimentos em gás e energia, conforme esta estabelecido no seu Plano de Negócios. É responsável pela introdução do GN na matriz energética brasileira, nos seus planos estratégico e de negócio, sempre tem pretendido incrementar o consumo do energético, principalmente nos setores industrial e termoeletrico. Dessa forma é detentora da maior infra-estrutura de GN, tem a maior participação no Gasbol. Atua no processo de integração através da troca de ativos, como em infra-estrutura de interconexão, posse de reservas, promoção de crescimento do mercado de GN, priorizando sua atuação na AL e recentemente tem assinado convênios com a PDVSA nas áreas de gás e petróleo

A estatal PDVSA, dado o seu tamanho realiza uma considerável contribuição para o sustento da economia venezuelana. Como consta no seu Plano de Gaseificação Nacional, considerou a maximização nacional de oferta de GN. Por outro lado está realizando esforços para estabelecer-se em outros países da AL, dados os seus consideráveis recursos gasíferos para exportar. Na região encontra-se na Argentina e no Brasil para concretizar negócios. Para propiciar a integração energética desenvolveu o Plano de Expansão de GN na AL, apresentando-se como um grande integrador na região. Também tem lançado iniciativas para integrar esforços entre empresas petrolíferas.

A Repsol-YPF um dos principais atores da indústria de petróleo e GN na AL, dado que é na região onde a empresa tem maior participação, atuando em 14 países. Suas maiores reservas encontram-se na Bolívia e na Argentina (país onde tem o maior posicionamento). A sua estratégia de internacionalização a desenvolveu através da compra da YPF. Vem mostrando interesse na Venezuela, onde conseguiu forte posicionamento na área de GN. A petrolífera está presente em todos o elos da cadeia, orientando grandes investimentos para Bolívia, Argentina e Brasil (ABB), estes países são considerados o negócio integrado mais rentável da empresa.

A TotalFinaElf, resultante da fusão de empresas belga e francesa. Atua na América Latina, região que responde pelo 19% da produção total da empresa. Realizou consideráveis investimentos no setor de transportes de GN, mostrando muito interesse no *upstream*. A sua maior participação nas reservas encontram-se na Argentina e na Bolívia. Possui importante

participação na rede de gasodutos do Cone Sul, sendo responsável por 9000 km de gasodutos nacionais e binacionais.

Finalmente, mesmo que as empresas privadas de petróleo e GN mostraram contribuição em áreas críticas do processo de integração, como o desenvolvimento da infra-estrutura, é muito difícil imaginar uma integração energética no contexto de total predominância de grandes petrolíferas internacionais. A participação das petrolíferas regionais é muito importante, dado que contribuem tanto para desenvolver seus mercados internos de GN, como para o processo de integração energética da região através de acordos de cooperação entre petrolíferas.

## **6.2 Sugestões para próximos estudos**

Como afirmado no capítulo introdutório por tratar-se de um tema amplo, o estudo da Integração Energética na América do Sul não pode ser esgotado nesta dissertação. Assim, no decorrer do presente trabalho, foram identificadas questões que ainda necessitam de maior aprofundamento, como:

- Formular mecanismos de complementaridade entre as empresas estatais nacionais de hidrocarbonetos e outros tipos de energia, visando avançar na integração energética;
- Realizar uma sistematização e avaliação do balanço energético sul-americano, identificando projetos, investimentos e fontes de financiamento para o desenvolvimento da infra-estrutura do setor energético da região e para o desenvolvimento tecnológico correspondente.

## Referências Bibliográficas

ABRANCHES, S.H. **A Empresa Pública como Agente de Política do Estado: Fundamentos teóricos do seu papel. Inclusive em fase de relações com o exterior.** In: A Empresa Pública no Brasil: uma abordagem interdisciplinar. IPEA/SEMOR, 1980.

ALMEIDA, Edmar; MACHADO, João B. **Mercosul: A Nova Integração Energética.** UFRJ. Rio de Janeiro de 2001. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/download/index.php>. Acessado em: Agosto de 2006.

ALMEIDA, Edmar, PINTO JR., Helder. **Assessing the main motivations and their consequences for the Brazilian electricity industry reform.** In: 22º IAEE Annual International Conference - New Equilibrium in the Energy Markets: the Role of New Regions and Areas. Itália, 09-12 de junho de 1999.

AMERICA ECONOMIA. **Ranking das Maiores Empresas da América Latina em 2005 (Ingresso por vendas).** N° 303-304. Disponível em: [www.americaeconomia.com](http://www.americaeconomia.com). Acessado em: Novembro de 2005.

ARANEDA, Rudolf. **Seguridad Energética Regional: Requerimiento para los Mercados Eléctricos y de Gas Natural.** In: South America Natural Gas Ring, Institute of the Americas. GASATACAMA. Montevideu, 23 de Agosto de 2005.

ALVEAL, Carmen. **Os desbravadores.** A Petrobrás e a construção do Brasil Industrial. 1. ed. Rio de Janeiro, Relume/Dumará/Ancops, 1994.

ALVEAL, Carmen; GUTIERREZ, Margarida. **O Potencial de Competitividade da Indústria Brasileira de Gás Natural no Cenário Energético Sul-americano.** IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 1999.

ALVEAL, Carmen. **Estatais Petrolíferas Latino-americanas do Século XX: Um complexo heterogêneo de trajetórias de um capitalismo de intervenção estatal frágil.** IE/UFRJ, 1999.

BALAZA, Bela. **Teoría de la Integración Económica.** Editorial Uteha. México, 1964.

ARPEL, OLADE, BEICIP-FRANLAB. **Estudio para la Integración del Mercado de Gas Natural en América del Sur**. Informe Final. Quito, Enero de 2001.

BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento. **Integración Energética en el MERCOSUR Ampliado**. Washington D.C., 2001.

BIRHUET, Enrique; FERNANDEZ, Miguel. **Resultados de la Reestructuración Energética en Bolivia**. CEPAL. Santiago de Chile, Abril de 2002.

BNAMERICAS - Business News Américas. **Energy Integration in Latin America: Opportunity knocks for the neighbors**. Série Especial de Reportes en Energia. Disponível em: <http://www.Bnamericas.com>. Acessado em: 2005.

BNAMERICAS - Business News Américas. **El Resurgimiento de las Petroleras Estatales**. Disponível em: <http://www.Bnamericas.com>. Acessado em: Fevereiro, 2006.

BOERIA, Rogério. **O Desafio da Integração Sul-Americana com enfoque à Energia**. In: CBPE-Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Brasília 2006.

BOÚE, Juan Carlos. **La Internacionalización de PDVSA: Una costosa Ilusión**. MEM - Ministério de Energia y Minas. Editora Dario Ramírez. Serie Conciencia Petrolera PDVSA. Venezuela, 2004.

BP – British Petroleum. **Statistical Review of World Energy 2005**. Disponível em: <http://www.bp.com>. Acessado em: Junho de 2005.

CAMPODONICO, Humberto. **La Industria de Gas Natural y las Modalidades de Regulación en América Latina**. Série Meio Ambiente e Desenvolvimento 9. Santiago de Chile, 1998. Disponível em: <http://www.eclac.cl/>. Acessado em: Dezembro de 2005.

CAMPODONICO, Humberto. **Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina**. CEPAL. Chile, 2004. Disponível em: <http://www.eclac.cl/>. Acessado em: Dezembro de 2005.

CMA - CAPITAL MARKETS ARGENTINA. **Informe Sectorial: Gas Natural**. Argentina, Dezembro de 2005.

CARCAR, Santiago. **Las Empresas Del Sector Energético han protagonizado 130 fusiones en los últimos ocho años**. El País. Madrid, 03 de outubro de 2005. Disponível em: [www.eco.uc3m.es/~bblas/intromicro\\_un/fusiones\\_031005.pdf](http://www.eco.uc3m.es/~bblas/intromicro_un/fusiones_031005.pdf). Acessado em: Setembro de 2006.

CENCIG, Mario Oscar. **Gás Natural**. In: Fontes Não Renováveis de Energia (Notas de Aula PE-130). Campinas, Maio de 2005.

CEPAL – Comissão Econômica para América Latina e o Caribe. **La inversión extranjera en América Latina y el Caribe - 2001**. Santiago de Chile, 2002.

CEPAL – Comissão Econômica para América Latina e o Caribe. **Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe**. Santiago de Chile, 2005.

CEPAL - Comissão Econômica para América Latina e o Caribe. **La inversión extranjera en América Latina y el Caribe - 2004**. Santiago de Chile, 2005. Disponível em: <http://www.eclac.cl>. Acessado em: Fevereiro, 2006.

CEPAL - Comissão Econômica para América Latina e o Caribe. **La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe - 2005**. Santiago de Chile, Maio de 2006.

CISNEROS, Pablo. **Visión de los organismos regionales sobre la integración energética en el cono sur y la inversión en infraestructura - CIER**. In: Seminario Internacional “Instrumentos para dinamizar la inversión y garantizar la seguridad energética de los países del Cono Sur”. Paraguai, maio de 2005a.

CISNEROS, Pablo. **Integración y Cooperación Energética entre países de América del Sur - CIER**. In: PRONERG – 1º Encontro Sul-Americano sobre Pesquisa e Desenvolvimento na área de energia. Campinas - Brasil, junho de 2005b.

COBAS LAUREANO, Fernanda Helena Garcia. **A Indústria de Gás Natural e as Relações Contratuais: Uma Análise do Caso Brasileiro**. COPPE, 2005. Tese (mestrado). Rio de Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia, UFRJ, 2005.

CRUZ, Edgar Hernán. **Contexto y Debates de las Interconexiones Energéticas Internacionales**. Universidad Nacional de Colombia. Outubro de 2004. Disponível em: [www.colombiainternacional.org/Doc%20PDF/SR-Integracion-energetica.pdf](http://www.colombiainternacional.org/Doc%20PDF/SR-Integracion-energetica.pdf). Acessado em: Março de 2006.

DA COSTA, Heloíse Helena Lopes Maia. A regulação da indústria do Gás natural no Brasil: Fatos e Desafios. COPPE, 2003. Tese (mestrado). Rio de Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia, UFRJ, p. 53. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/>.

D’APOTE, Sylvie. **Potencial e Perspectivas para o Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural na AMÉRICA do Sul**. In: Boletim Infopetro – Petróleo e Gás Brasil, N° 4. Rio de Janeiro de 2003. Disponível em: [www.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-mar2003.pdf](http://www.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-mar2003.pdf). Acessado em: Setembro de 2006.

D’APOTE, Sylvie. **Gas to Power - South America**. In: IGU – International Gas Union. Denmark, 2006. Disponível em: [www.igu.org](http://www.igu.org). Acessado em: Maio de 2006.

DIAS, Glausiiev; et al. **As empresas petrolíferas estatais da América Latina: Uma análise histórico-econômica**. 2005.

DUQUE, Renato De Souza. **Petrobrás Principais Investimentos 2003-2007**. In: ONIP – Organização Nacional da Indústria de Petróleo. Petrobrás. Rio de Janeiro, 11 de Junho de 2003.

EIA - Energy Information Administration. **International Energy Annual – 2005**. Disponível em: [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov). Acessado em: Agosto de 2005.

FERRANTI, David de. et al. **Desigualdade na América Latina e no Caribe: rompendo com a história?** Banco Mundial, outubro de 2003.

FERRARI, Juan Carlos. **La Energía y la Crisis del Poder Imperial**. Argentina Editores. Argentina, 1975.

FIGUEROA, Francisco De La Vega. **El Gas Natural en América Latina y el Caribe: Perspectivas de los Mercados y Seguridad del Suministro a largo plazo**. In: Oil & Gas Journal Latin America. PennWell. Julio de 2004.

FIGUEROA, Francisco De La Vega. **Capítulo I. Interconexiones y Perspectivas para el Comercio del Gas Natural en América Latina y el Caribe 2000 – 2020**. In: Los Mercados del Gas Natural en la Comunidad Andina: Desarrollo y Perspectivas de Integración. OLADE-CEPAL-GTZ. Equador, Julho de 2001.

FIOROTTI, Adriana Campos. **A Reestruturação da Indústria de Petróleo Sul-americana nos anos 90**. COPPE, 2005. Tese (doutorado). Rio de Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia, UFRJ, 2005.

GASNATURAL. **El Gás Natural**. Disponível em: [www.gasnatural.com](http://www.gasnatural.com). Acessado em: Janeiro de 2006.

GARCIA CONSULTORES, Raúl. **Lessons Learned in the Natural Gas Integration Process in Mercosur**. ARPEL. Uruguai, Junho de 2003.

GONZALES, Raúl et al. **Indústria de Gás Natural na América do Sul: Retrospectiva e Tendências**. Anais do IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Itajubá, MG, Março de 2004.

GRIMONI, José Aquiles Baesso; Galvão, Luiz Cláudio Ribeiro; Udaeta, Miguel Edgar Morales. **Inicição a Conceitos de Sistemas Energéticos para o Desenvolvimento Limpo**. EDUSP: São Paulo, 2004.

GUERRA, S.M.G.; MARTA, J.M.C. **Empresa de Energía Manifestación del Imperialismo Actual**. In: Estudos Econômicos. 2006.

HONTY, Gerardo. **Interconexión Energética sin Integración Política**. Revista del Sur N° 165, Edição Maio-Junho de 2006. Disponível em: [www.integracionsur.com/americalatina](http://www.integracionsur.com/americalatina). Acessado em: Setembro de 2006.

IEA – International Energy Agency. **South American Gas 2003**. Disponível em: [http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/southa\\_2003.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/southa_2003.pdf). Acessado em: Junho de 2005.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Investment Outlook 2003**. França, 2003. Disponível em: [www.iea.org/textbase/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=1200](http://www.iea.org/textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1200). Acessado em: Março de 2006.

IGU – International Gas Union. **Regulation the Natural Gas Markets**. In: Conference IEA. França - Paris, 26 de janeiro de 2006. Disponível em: [www.iea.org/textbase/work/2006/gas/Intro/GV\\_IGU.pdf](http://www.iea.org/textbase/work/2006/gas/Intro/GV_IGU.pdf). Acesso em: Junho de 2006.

INSTITUTE OF THE AMERICAS. **El Gasoducto Sudamericano Mesa Redonda Ejecutiva Sobre La Integración Regional Energética**. Presentada por: Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay. Montevideo, Uruguai, agosto de 2005.

JANAMPA, Jhesmaw. **Llego la hora de la Integración Económica en América del Sur?**. Disponível em: <http://www.gestiopolis.com>. Acessado em: Junho de 2005.

JN – Jornal Nacional. **Brasil: Auto-suficiência em Petróleo**. Edição de 21 de Abril de 2006. Disponível em: <http://jornalnacional.globo.com/Jornalismo/JN/0,,3586-p-21042006,00.html>. Acessado em: Abril de 2006.

KOPRICH, D.F. **Integración Energética en el Cono Sur**. In: I Simposio de Integración Energética. ARPEL. Uruguai, outubro de 2003.

KOZULJ, Roberto. **La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados**. CEPAL: Chile, 2004.

LARRAÑAGA, Félix Alfredo. Introdução. **Desenvolvimento Econômico no Cone Sul: El Sistema Logístico Sub-regional**. Aduaneiras: São Paulo, 2002.

LAUREANO, Fenanda H. G. C. **Capítulo III: A Reforma da Indústria de Gás Natural: Experiências Internacionais**. In: A Indústria de Gás Natural e as relações contratuais: Uma análise do Caso Brasileiro. COPPE, 2005. Tese (mestrado). Rio de Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia, UFRJ, 2005.

MARES, David R. **Natural Gas Pipelines in the South Cone**. In: Project of the Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University. EUA. Maio de 2004.

MARTA, José Manuel Carvalho. **Imperialismo, globalização e energia: o caso de Mato Grosso**. FEM, 2002. Tese (doutorado). Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2002.

MARTINEZ, Ignacio Coral. **Ligaciones eléctricas internacionales: hacia una estrategia para impulsar su implementación**. BID, Junho de 2002. p. 9. Disponível em: [www.iadb.org/regions/re3/studies/LigazonesElectricas.pdf](http://www.iadb.org/regions/re3/studies/LigazonesElectricas.pdf). Acessado em: Dezembro de 2005.

MENDEZ, GERMANO DE PAULA. **Estratégias Corporativas e de Internacionalização de grandes empresas na América Latina**. CEPAL. Santiago de Chile, Maio de 2003.

MERCADOS ENERGÉTICOS, Consultor. **La Integración Energética en el Pacto Andino.** Buenos Aires, 15 de Junho de 2002. p. 4.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Integração Latino-americana através da rede de transporte de Gás Natural: Estudo de Suprimento da Venezuela para o Brasil, Uruguai, Argentina e Chile.** Brasília, 10 de Janeiro de 2006.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030 – Gás Natural.** EPE – Empresa de Pesquisas em Energia. Brasília, 13 de Julho de 2006.

ODG – Observatorio de la Deuda en la Globalización. **Dossier sobre la Repsol YPF.** In: Debwatch. Espanha, Março de 2006. Disponível em: [www.debwatch.org/es/inicio/enprofunditat/plantilla\\_1.php?identif=540](http://www.debwatch.org/es/inicio/enprofunditat/plantilla_1.php?identif=540). Acessado em: Setembro de 2006.

OLADE – Organização Latino-Americana de Energia. **Estudio de Prospectiva Energética de América Latina y el Caribe al 2018 y Beneficios de la Integración.** Equador, 16 de Setembro de 2006. Disponível em: [www.olade.org/FIER/Documents/PDF-60.pdf](http://www.olade.org/FIER/Documents/PDF-60.pdf). Acessado em: Outubro de 2006.

OLIVEIRA, Adilson De. **Integração Energética da América Latina Desafios.** UFRJ, 2005.

OXILIA, Victorio Dávalos. **A integração energética no mercosul: as raízes sócio-econômicas, o papel dos estados e o enfoque social.** PIPGE, 2006. Versão Qualificação (doutorado). São Paulo: Programa Inter-unidades de Pós-graduação em Energia, USP, 2006.

PALÁCIOS, Gonzalo. **El desarrollo de la Industria de Gas Natural en Chile.** Metrogas, 2001.

PAULA, Ericson de. **Energía para el Desarrollo de América del Sur.** Editora Mackenzie, São Paulo, 2002.

PDVSA – Petróleos de Venezuela. **Plan de Negocios 200-2009.** Fevereiro, 02 de 2000.

PDVSA – Petróleos de Venezuela. **Lineamientos Del Plan de Negocios 2004-2009 – Gas Natural.**

PDVSA – Petróleos de Venezuela. **Planes Estratégicos de PDVSA.** Agosto, 2005.

PDVSA – Petróleos de Venezuela. **Planes Estratégicos de Petróleos de Venezuela: Plan Siembra Petrolera 2006-2012.** Venezuela, Março de 2006.

PDVSA – Petróleos de Venezuela. **Plan Integral Del Negocio – Gás Natural.** Maio de 2006.

PDVSA – Petróleos de Venezuela. **Planes Estratégicos Desarrollos de Gas Natural.** Venezuela, outubro de 2006.

PEREIRA, ANA. **I Simpósio de Integração Energética.** ARPEL: Uruguai, 2003.

- PETROBRAS. **Plano Estratégico para 2003-2007**. Brasília, 24 de Abril de 2003.
- PETROBRAS. **Plano Estratégico Petrobrás 2004-2015**. Rio de Janeiro, 19 de Maio de 2004.
- PETROBRAS. **Relatório Anual 2005**. Rio de Janeiro, setembro de 2006.
- PETROBRAS. **Plano de Negócios 2006-2010**. Rio de Janeiro, 23 de Agosto de 2005.
- PETROBRAS. **Plano de Negócios 2007-2011**. Rio de Janeiro, 19 de Julho de 2006.
- PINTO, Junior H. **Regulação da Indústria de Gás Natural: A experiência internacional e o novo modo de organização industrial no Brasil**. UFRJ, 1998.
- PINTO, Junior H. ROXO, Letícia. **Comportamentos Estratégicos das Empresas de Energia: O caso do Brasileiro**. Instituto de Economia – UFRJ. Rio de Janeiro, Junho de 2004.
- PISTONESI, Héctor. **Desempeño de las Industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el Caso de Argentina**. In: CEPAL. Santiago de Chile, dezembro de 2001.
- PIW – Petroleum Intelligence Weekly. **Top 50: How the firms Stack Up - 2005**. Disponível em: [http://www.energyintel.com/PublicationHomePage.asp?publication\\_id=4](http://www.energyintel.com/PublicationHomePage.asp?publication_id=4). Acessado em: Agosto de 2006.
- REAL, Rodrigo Valle. **Estratégias das Empresas de Gás Natural no Cone Sul**. UFRJ/IE. Monografia (Bacharelado). Rio de Janeiro. Março de 2002.
- REPSOL-YPF. **Plan Estratégico 2005-2009**. Madrid, 31 de Maio de 2005.
- REPSOL-YPF. **Negocios de Gas de Repsol YPF en el Caribe**. In: XVI Convención Internacional del Gas. Maio de 2004.
- RUIZ, Ariela. **Cooperación e Integración Energética en América Latina y el Caribe**. In: CEPAL. Santiago de Chile, 2006. Serie 106.
- SAGHIR, Jamal. **A Segurança da Energia para o Desenvolvimento**. In: "Energia para o Desenvolvimento 2004". Holanda, 13 de dezembro 2004.
- SANCHEZ, Fernando. **Visión de los organismos regionales sobre la integración energética en el cono sur y la inversión en infraestructura – CEPAL**. In: Seminario Internacional “Instrumentos para dinamizar la inversión y garantizar la seguridad energética de los países del Cono Sur”. Paraguai, maio de 2005.
- SANTOS, Edmilson Moutinho Dos. **Gás Natural: Estratégias para uma energia nova no Brasil**. Anablume: São Paulo, 2002.
- SMIL, Vaclav. **Energy in World History**. EUA, 1994. p. 1-14.

SAUER, Ildo. **Oferta de Gás Natural – Plano Estratégico da Petrobrás 2015**. In: 7º Encontro de Negócios de Energia. Área de Gás e Energia da Petrobrás. 02 de Agosto de 2006.

TORECILLA, Felicitas. **Bolivia y la Integración Gasífera Sudamericana: ¿un proceso incluyente?**. In: IDICSO – Instituto de Investigación en Ciencias Sociales. Buenos Aires. Março de 2005. Disponível em: [www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/arep015.pdf](http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/arep015.pdf). Acessado em: Setembro de 2006.

TOTAL. **Perfil y Cifras Claves 2002**. 2002.

UDAETA, M.E.M; et al. **Bolivia**. In: Energía para el Desarrollo de América del Sur. 1º Edição, São Paulo. Mackenzie, 2002. p. 69-110.

UDAETA, M.E.M; BURANI, G.F.; GROMONI, J.A.B.; NYIMI, D.R.S. Capítulo 3: **Energia**. In: Iniciação e Conceitos de Sistemas Energéticos para o Desenvolvimento Limpo. Edusp, 2004. p. 97-96.

UDAETA, Miguel Edgar Morales. **La integración energética y la interacción regulatória e institucional en Latinoamérica**. In: CLAD: Chile, 2005.

UDAETA, Miguel Edgar Morales; Burani, Geraldo Francisco; López, Lizett Suárez; Galvão, Luiz Cláudio Ribeiro. **El Gasoducto Sudamericano definiendo la Nueva Generación para la Integración Gasífera en América del Sur** In: 5º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad. Argentina, 2006.

VILAS, Marina Vieira. **Integração Gasífera no Cone Sul: Uma análise dos diferentes agentes envolvidos**. COPPE, 2004. Tese (mestrado). Rio de Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia, UFRJ, 2004.

WEC – WORLD ENERGY COUNCIL. **Integração Energética da América Latina e o Caribe**. In: Fórum Regional do Conselho Mundial de Energia. Rio de Janeiro, 02-04 de Março de 2006.

WEC – WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy in 2006**. Reino Unido, Junho de 2006. Disponível em: [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org). Acessado em: Maio de 2006.

WIEGERS, Mario A. **Integración Energética en el Cono Sur**. In: BID & INTAL. Buenos Aires, 1996. Disponível em: <http://www.iadb.org/intal/>. Acessado em: Outubro de 2005.

WILSKA, Kent; TOURUNEN, Ville. **América Latina en el Proceso de Internacionalización de las empresas Finlandesas**. In: CEPAL. Santiago de Chile, Setembro de 2001.