



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
CURSO DE MESTRADO EM ECONOMIA

MARIVAL MATOS DOS SANTOS

QUALIFICAÇÃO DAS BARREIRAS E A VIABILIDADE DE
COMPETIÇÃO NO REFINO DE PETRÓLEO APÓS A QUEBRA DO
MONOPÓLIO NO BRASIL

SALVADOR

2006

MARIVAL MATOS DOS SANTOS

**QUALIFICAÇÃO DAS BARREIRAS E A VIABILIDADE DE
COMPETIÇÃO NO REFINO DE PETRÓLEO APÓS A QUEBRA DO
MONOPÓLIO NO BRASIL**

Dissertação de mestrado, apresentada a Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia como requisito parcial para obtenção do grau de mestre em economia.

Orientador: Prof. Dr. Hamilton de Moura Ferreira

Júnior

Co-orientador Prof. Dr. Paulo Sérgio de Mello

Vieira Rocha

**SALVADOR
2006**

Ficha catalográfica elaborada por Joana Barbosa Guedes CRB 5-707

Santos, Marival Matos dos
S237 Qualificação das barreiras e a viabilidade de competição no
 refino de petróleo após a quebra do monopólio no Brasil /
 Marival Matos dos Santos. Salvador: M. M. Santos, 2006.
 223 f. tab. il.
 Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de
 Ciências Econômicas da UFBA, 2006.
 Orientador: Prof. Hamilton de Moura Ferreira Júnior

1. Petróleo. 2. Viabilidade econômica - Petróleo. 3.
Monopólio – Petróleo. 4. Exportação.

CDD – 338.27282



Universidade Federal da Bahia
Faculdade de Ciências Econômicas
Curso de Mestrado em Economia

Termo de Aprovação
MARIVAL MATOS DOS SANTOS

Qualificação das barreiras e a viabilidade de competição no refino de petróleo
após a quebra do monopólio no Brasil

*Dissertação de Mestrado aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre
em Economia pela seguinte banca examinadora:*

Hamilton de Moura Ferreira Jr (Orientador)
Universidade Federal da Bahia - UFBA
Professor do Curso de Mestrado em Economia

Paulo Antônio de Freitas Balanco
Universidade Federal da Bahia - UFBA
Professor e Coordenador do Curso de Mestrado em Economia

Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha
UNIFACS - BA
Professor

Salvador
20 de dezembro de 2006

RESUMO

A indústria do petróleo no Brasil tornou-se atrativa ou possível para outros *players* após a abertura do setor pela Emenda Constitucional 09/95, o que gerou a entrada de investimentos diretos estrangeiros principalmente no segmento *upstream* a partir da nova Lei do Petróleo 9.478/97 que permitiu a entrada de novos atores nacionais e multinacionais em qualquer dos segmentos da cadeia produtiva, exploração, produção, refino, transporte, importação e exportação de petróleo e derivados. A partir de 1999 foram leiloados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) os primeiros blocos das bacias potenciais com riscos exploratórios para os participantes, um dos quais, a Shell, já exporta o petróleo extraído do subsolo nacional. O segmento do refino com 95% da capacidade instalada, controlada pela empresa estatal dominante, apresenta excedentes de produção no Sudeste e Sul e déficit (exceto para a gasolina) no Norte e Nordeste do País, o que teoricamente abriria espaço para uma adição de oferta de combustíveis mediante a entrada de um novo *player* privado, nacional ou estrangeiro com investimentos em uma nova refinaria de aproximadamente 150 mil bpd. O desinteresse, ao menos temporário, das *majors* ou *supermajors* no refino, explica-se por razões técnico-econômicas fundamentadas nesta dissertação que busca com base na qualificação das barreiras e no paradigma estrutura, conduta e desempenho, examinar a viabilidade de competição no mercado de refino no Brasil após a quebra do monopólio do petróleo.

Palavras-Chave: Petróleo – Brasil, Refino de petróleo, Monopólio do petróleo – Viabilidade de competição, Barreiras à entrada.

ABSTRACT

The industry of the oil in Brazil after became attractive or possible for others players the opening of the sector for Constitutional Emendation 09/95, what it generated the entrance of investments foreign right-handers mainly in the segment upstream from the new Law of Oil 9,478/97 that allowed to the entrance of new national actors and multinationals in any of the segments of the productive chain, exploration, production, refining, transport, importation and exportation of oil and derivatives. From 1999 the first blocks of the potential basins with explorations risks for the participants had been auctioned by the National Agency of Petroleum (ANP), one of which, the Shell, already it exports the extracted oil of the national subsoil. The segment of the refining with 95% of the capacity installed controlled for the dominant state-owned company, approximately presents excesses of production in the Southeast and South and deficit (except for the gasoline) in the North and Northeast of the Country, what theoretically it would open space for an addition of offers of fuels by means of the entrance of a new to player private, national or foreign with investments in a new 150 refinery of a thousand bpd. The disinterest, to less temporary, of majors or supermajors in the refining, is justified for technician-economic reasons based on this dissertation that on the basis of searches the qualification of the barriers and in the paradigm structure, behavior and performance, to after examine the viability of competition in the market of refining in Brazil the monopoly in addition of the oil.

Key-words: Oil - Brazil. Refining of oil, Monopoly of the oil - Viability of competition, Barriers to the entrance.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1 – Vantagens absolutas de custos	32
Gráficos 2 e 3 – Comparação da curva de CMELP com crescimento da escala de produção – Vantagens das economias de escala	37
Gráfico 4 – Determinação do preço-limite	40
Gráfico 5 – Custo marginal da empresa dominante na presença de prévia capacidade instalada.	48
Gráfico 6 – Curva de reação e equilíbrio com investimentos em capacidade produtiva e custos irrecuperáveis	49
Gráfico 7 – Comportamento dos preços do petróleo: 1940-2006 em dólares correntes por barril, no mercado TWI de petróleo	63
Quadro 1 – Formação de preço dos diferentes tipos de cru	64
Gráfico 8 – Principais consumidores mundiais de petróleo (1965-2005)	72
Figura 1 - Produção mundial de petróleo	73
Figura 2 - Reservas mundiais de petróleo	73
Gráfico 9 – Produção Mundial de Petróleo em Milhões de Barris/Dia	74
Gráfico 10 - Evolução do Perfil da Demanda mundial de Derivados de Petróleo	75
Gráfico 11 - Demanda Mundial de Combustíveis por Região (1985-2005)	75
Gráfico 12 - Perspectivas para a Demanda Mundial de Petróleo e Derivados	76
Gráfico 13 - Oferta X demanda mundial de derivados de petróleo	76
Gráfico 14 - Relação das Reservas Mundiais de Petróleo/Produção	77
Quadro 2 – Abertura do setor petróleo na América latina e política de preços	80
Figura 3 - Mapa das fontes de petróleo no continente africano	84
Figura 4 - Verticalização da Indústria Mundial do Petróleo	90
Quadro 3 – Ranking das empresas petrolíferas: PIW (2002) e (2005)	95
Figura 5 - Esquema básico de destilação de petróleo	98
Tabela 1 - Estrutura de produção dos derivados	100
Tabela 2 - Refino de Petróleo nos EUA – N° de plantas industriais e participação na produção total por faixa de tamanho	103
Tabela 3 - Investimento Inicial e Capacidade de Refino	105
Tabela 4 - Investimento Inicial, por Unidade de Processamento, Refinaria Medianamente Complexa	109
Gráfico 15 - Estágios de participação estatal no setor petróleo brasileiro	116
Gráfico 16 - Produção de óleo e carga processada	120
Tabela 5 - Balanço oferta X demanda de combustíveis no Brasil	123
Tabela 6 - Capacidade instalada das refinarias do Brasil	125
Tabela 7 - Produção e consumo de derivados no Brasil	129
Gráfico 17 - Consumo de derivados em 2005 e projeção para 2011	129
Tabela 8 - Capacidade nominal instalada X Carga média efetiva X excedente	130
Figura 6 - Localização das novas refinarias (em projeto) no Brasil	131
Gráfico 18/19 - Produção e consumo de petróleo no Brasil	132
Gráfico 20 - Mercado de gás natural no Brasil – Oferta X Demanda	133
Gráfico 21 - Participação da PETROBRAS na petroquímica	135
Gráfico 22 - Custos do refino	136
Tabela 9 - Participações crescentes das empresas nas licitações da ANP	142
Tabela 10 - Áreas (em km ²) arrematadas nas rodadas de licitações da ANP	142

Tabela 11- Preço da gasolina e do diesel - Rio de Janeiro - (julho/2006)	151
Tabela 12 - Preços dos derivados no Brasil - 2006	152
Quadro 4 – Composição de preços da gasolina no Brasil	153
Tabela 13 - Preços Internacionais do cru, LGN, Gasolina e óleo para aquecimento, com as variações em dólar para mais ou para menos no fechamento da Bolsa de New York.	154

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

- ANP** – Agência Nacional de Petróleo
- ASFOR** – Fábrica de Asfalto de Fortaleza¹
- AEPET** – Associação dos Engenheiros da PETROBRAS
- API** – American Petroleum Institute
- Bbl** – Barril
- bpd** – Barris por dia
- BRASPETRO** – PETROBRAS Internacional SA
- BNDE** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
- BNDES** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- BOE** – Barris de óleo equivalente
- CNP** – Conselho Nacional de Petróleo
- CNPE** – Conselho nacional de Política Energética
- CEDPEN** – Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional
- CR** – Razão de Concentração
- Cel** – Coronel
- CADE** – Conselho Administrativo de Defesa Econômica
- CENPES** – Centro de Pesquisas
- COMPERJ** – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Em projeto²)
- CoPS** – Sistemas Complexos
- CEO** – Chief Executive Officer
- CEPAL** – Comissão Econômica para América Latina
- DA** – Destilação Atmosférica
- DV** – Destilação a Vácuo
- DNPM** – Departamento Nacional da Produção Mineral
- E&P** – Exploração e Produção
- EUA** – Estados Unidos da América
- ECD** – Estrutura, Conduta, Desempenho
- FNP** – Frente Nacionalista Parlamentar
- FCC** – Fluid Catalytic Cracking

¹ Inclui a LUBNOR

² Inclui projeto de uma Refinaria no COMPERJ

Ft³ ou ft³ – Pés cúbicos

FAFEN – Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados

FAFER – Fábrica de Fertilizantes

FABOR – Fábrica de Borracha Sintética

FRONAPE – Frota Nacional de Petroleiros

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

HDS – Hidrodessulfurização

HDT – Hidrotratamento

INTERBRAS – PETROBRAS Internacional SA

INFOPETRO – Sistema de Informações sobre Petróleo

IBP – Instituto Brasileiro do Petróleo

IPE – Internacional Petroleum Exchange

LGN – Gás Natural Líquido

LUBNOR – Lubrificantes do Nordeste, Fortaleza

(mbpd) – Mil barris por dia

Mbpa – Milhões de barris por Ano

NEI – Nova Economia Industrial

NIMEX - New York Mercantile Exchange

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

OPAEP – Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo

OTC – Offshore Technology Conference

PDVSA – Petróleo da Venezuela SA

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro SA

PETROQUISA – Petróleo Química SA

PETROBRAS BR – PETROBRAS Distribuidora do Brasil

PETROSIX – Petróleo do Xisto de São Mateus

PETROMISA – PETROBRAS Mineração SA

PETROFERTIL – Petróleo Fertilizantes

PROTER – Programa de Desenvolvimento de Tecnologias Estratégicas do Refino.

PQU – Petroquímica União

QAV – Querosene de Aviação

RLAM – Refinaria Landulpho Alves de Mataripe, Bahia.

REMAN – Refinaria de Manaus

REPLAN – Refinaria do Planalto (Paulínia, São Paulo)
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes, de Cubatão, São Paulo
RECAP – Refinaria de Capuava, São Paulo
REDUC – Refinaria Duque de Caxias
REVAP – Refinaria do Vale do Paraíba, São José dos Campos, SP
REPAR – Refinaria do Paraná
RENOR – Refinaria do Nordeste (Em projeto)
REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini, Porto Alegre
REGAP – Refinaria Gabriel Passos, Betim, Minas Gerais
SDCD – Sistema Digital de Controle à Distância
SCS – Serviço de Comunicação Social
SPP – Sistema Provisório de Produção
SPA – Sistema de Produção Antecipada
SDE/MJ – Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça
SEAE/MF – Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda
TEMADRE – Terminal Marítimo de Madre Deus
TRANSPETRO – PETROBRAS Transportes SA
TPB – Toneladas de Porte Bruto
TEP – Toneladas Equivalente de Petróleo (Tep)
UNE – União Nacional dos Estudantes
UN – Unidade de Negócios
UCR – Unidade de Coqueamento Retardado
URC – Unidade de Reforma Catalítica
UPI – Unidade Protótipo de Irati (São Mateus dos Sul, Paraná)
UN –SIX – Unidade de Xisto é o mesmo que **UPI**
WEO – World Energy Outlook
WIO - World Investment Outlook

UNIDADES DE MEDIDAS DE EQUIVALÊNCIA ENERGÉTICA

$$1 \text{ bbl} = 159 \text{ litros} = 0,159 \text{ m}^3$$

$$1 \text{ m}^3 = 6,29 \text{ bbl}$$

$$1 \text{ tonelada de petróleo} = 7,32 \text{ bbl}$$

$$1 \text{ MWh} = 0,0796 \text{ Tep} \text{ (} 860/10.800, \text{ critério teórico – termodinâmica)}$$

$$1 \text{ BOE} = 5.600 \text{ ft}^3 \text{ de LGN} = \frac{1}{4} \text{ de tonelada de carvão}$$

AGRADECIMENTOS

Ao meu DEUS, em primeiro lugar, porque o poder onipotente pertence a ELE e a minha alma descansa NELE.

Ao Doutor Hamilton de Moura Ferreira Júnior pela orientação eficiente e decisiva na elaboração da dissertação

Ao Professor Doutor João Damásio que certamente contribuiu na minha formação acadêmica.

Ao Doutor Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha pela co-orientação e ao coordenador do mestrado, Doutor Paulo Balanco, pelos incentivos durante o curso.

À Bibliotecária Joanna Guedes pelas revisões e formatação final.

Aos meus pais, Senhor Antônio Belo dos Santos e Senhora Anna Josepha de Mattos dos Santos (in memoriam), pela humildade e sabedoria.

À minha família, Agaci, Priscila e Patrícia, pela compreensão, paciência, confiança e o carinho de sempre.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	ASPECTOS INSTITUCIONAIS DO MERCADO DE PETRÓLEO NO BRASIL	18
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	18
2.2	PROBLEMÁTICA E OBJETIVOS.CIENTÍFICOS	19
2.3	JUSTIFICATIVA	20
2.4	HIPÓTESES	21
2.5	ASPECTOS METODOLÓGICOS	21
2.5.1	Enfoque e método de investigação	22
2.5.2	A dimensão da pesquisa	24
2.6	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	24
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	25
3.2	O PARADIGMA ESTRUTURA, CONDUTA, DESEMPENHO E SUA EVOLUÇÃO	25
3.2.1	Barreiras à entrada, empresa dominante e preço-limite	28
3.2.2	Economias de escala	35
3.2.3	A determinação do preço-limite	37
3.2.4	Considerações sobre o Postulado de Sylos	44
3.2.5	Sunk costs e preço-limite	47
3.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	51
4	QUALIFICAÇÃO DAS BARREIRAS E VIABILIDADE DE COMPETIÇÃO NO REFINO DE PETRÓLEO	55
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	55
4.2	O MERCADO MUNDIAL DO PETRÓLEO: PRODUÇÃO, CONSUMO E ASPECTOS GEOPOLÍTICOS	58
4.2.1	O bloco dos países produtores	65
4.2.2	O bloco dos países ricos e principais consumidores	68
4.2.2.1	Balanço da demanda X oferta Mundial	71
4.2.3	O bloco dos países com pequena escala no setor	79
4.2.4	O bloco da China, Rússia e Índia	86
4.2.5	O carácter vertical da indústria mundial do petróleo	89
4.3	ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS DA REFINAÇÃO	96
4.3.1	O refino de petróleo e as economias de escala	102
4.3.2	Escala eficiente mínima (EEM) no refino de petróleo	109
4.3.3	Trajectoria tecnológica e grau de complexidade no refino de petróleo	111
4.4	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	114

5	O CASO BRASIL E A VIABILIDADE DE UM NOVO ENTRANTE NO MERCADO DE REFINO	116
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	116
5.2	O SETOR PETRÓLEO NO BRASIL: O MARCO PETROBRAS	116
5.3	BARREIRAS À ENTRADA NO MERCADO DE REFINO BRASILEIRO	122
5.3.1	A capacidade instalada e os projetos estatais de novas refinarias	123
5.3.2	Os custos de refino e outras vantagens competitivas da PETROBRAS	136
5.4	VANTAGENS E DESVANTAGENS DA ABERTURA DO SETOR PETRÓLEO NO BRASIL	140
5.4.1	Os investimentos e a oferta adicional de petróleo e derivados após a quebra do monopólio do petróleo no Brasil	140
5.4.2	O incentivo à concorrência: oferta e preços dos combustíveis	143
5.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	154
6	CONCLUSÕES	157
	REFERÊNCIAS	160

1 INTRODUÇÃO

As mudanças institucionais e organizacionais dos setores de infra-estrutura, em especial nos que operam por grandes redes, a exemplo do setor petróleo, foram implementadas, no Brasil, a partir de 1995, com o objetivo de desenvolver um ambiente de livre mercado sob um novo paradigma regulatório e introduziram novas idéias sobre a operação dos referidos setores acompanhando o exemplo do mercado inglês que se estendeu pela Europa e na América Latina.

No Brasil dos anos 90, sobretudo na gestão Fernando Henrique Cardoso, a atração de capitais foi uma das políticas para se obter investimentos e modernizar tecnologicamente a infra-estrutura brasileira, e no setor petrolífero não foi diferente. A Lei 9.478/97 flexibilizou o monopólio do petróleo e abriu uma nova perspectiva para o setor, atraindo capitais e investimentos diretos com grandes repercussões no cenário econômico brasileiro.

Ao mesmo tempo em que foi instituída a competição estabelecendo igualdade de condições no setor, a empresa que exercia o monopólio estatal, PETROBRAS, foi liberada pela nova Lei para realizar parcerias no mercado brasileiro e no exterior onde já operava. Esta estratégia acelerou a expansão dos seus negócios e o avanço da internacionalização.

Após dez anos de reestruturação setorial verifica-se a “entrada” das transnacionais petrolíferas preferencialmente no *upstream* da indústria sob a forma de parcerias assim como no *midstream*, porém com investimentos marginais, mais especificamente no refino (REFAP/Manguinhos). Obviamente, parceria não é competição. Entretanto, inegavelmente, a reforma do setor permitiu avanços em diversos aspectos.

Primeiro, o mercado opera atualmente com preços livres e está de fato aberto, regulamentado pela nova Lei 9.478/97 e regulado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). E para as formulações de políticas foi criado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Segundo, conforme dispõe o Art 1º da referida Lei, as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visam aos objetivos de preservar o interesse nacional, promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho, valorizar os recursos energéticos, proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos derivados de petróleo, proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia, garantir o abastecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural, promover a livre concorrência, atrair investimentos para a produção de energia e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

Ocorre que a indústria do petróleo, derivados e gás natural, especialmente no *upstream* da cadeia produtiva, apresenta-se mundialmente concentrada com um número reduzido de *players* que detêm parcelas significativas em um mercado cartelizado. Esta é uma das características típicas de mercados viscosos e monolíticos, geradores de barreiras legais, a princípio, nocivas à competição. No Brasil, a concentração é ainda maior porque o setor petróleo foi estruturado sob a vigência de 42 anos de um monopólio institucional.

Além dessas características (concentração, barreiras legais), muito nítidas, nos mercados oligopolizados (viscosos) e nos monopolizados (monolíticos), procura-se, nesta dissertação, qualificar outras barreiras que regulam e determinam a viabilidade de entrada no refino de petróleo bruto no Brasil, caracterizado na cadeia de valor do petróleo como o de menor nível de abertura à concorrência após uma década de revogação do monopólio.

O escopo deste trabalho, além desta introdução, se desenvolve ao longo de quatro capítulos. O primeiro tem por objetivo central apresentar os aspectos institucionais do mercado de petróleo no Brasil, com ênfase para a problemática, objetivos científicos, justificativa, hipóteses e os aspectos metodológicos. O segundo é uma construção do enquadramento teórico subjacente às hipóteses e ao problema levantado, com o objetivo central de apresentar, em relação à questão das barreiras, o paradigma Estrutura, Conduta, Desempenho – ECD e sua evolução. No terceiro e penúltimo capítulo busca-se qualificar as barreiras relevantes para uma avaliação do nível de blindagem e viabilidade de entrada no mercado de refino por um entrante potencial. Tal avaliação está associada ao que ocorre mundialmente na indústria do petróleo, suas tendências, e aos aspectos técnico-econômicos

da refinação no Brasil. O quarto e último capítulo é uma análise do caso Brasil e da viabilidade de um novo entrante no mercado de refino para competir com a empresa estatal PETROBRAS, e onde são examinadas as vantagens e desvantagens da abertura brasileira no setor petróleo. Após o quarto capítulo estão apresentadas as conclusões.

2 ASPECTOS INSTITUCIONAIS DO MERCADO DE PETRÓLEO NO BRASIL, PROBLEMÁTICA, OBJETIVOS, HIPÓTESES E ASPECTOS METODOLÓGICOS

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Representantes de potenciais entrantes na indústria brasileira de petróleo criticavam o monopólio estatal da exploração, produção, refinação, transporte, importação e exportação do petróleo como forte barreira à entrada em toda a cadeia produtiva da indústria. Exceto na cadeia de distribuição que sempre foi aberta e contemplava, em 2006, mais de 400 distribuidores e 34 mil postos de revenda, argumentavam que o monopólio conduzia à práticas anticompetitivas, ineficiência da indústria e prejuízos ao consumidor.

Atendendo a palavra de ordem neoliberal “*let the market work*” como diretriz universal da nova economia, a quebra do monopólio legal do petróleo no Brasil revogou a Lei 2004/53 com o objetivo principal de promover a competição no setor, atrair novas empresas e capitais para garantir ao mercado nacional mais opções de oferta de petróleo e seus derivados, deixando que o mercado livre, e, portanto, que a eficiência alocativa das decisões dos agentes privados, corrigisse as imperfeições do mercado que o paradigma keynesiano (John Maynard Keynes) da intervenção do Estado não pôde corrigir.

Esta é a premissa que levou a flexibilização do setor petróleo no Brasil cujo início foi estabelecido pela Emenda Constitucional EC09/95. A partir daí, gradativamente, o mercado foi aberto e regulamentado com base na Lei 9.478/97 que manteve a empresa dominante (PETROBRAS), estatizada, verticalmente integrada e preparada para competir no mercado nacional e internacional de petróleo e seus derivados.

Após a flexibilização do monopólio em 1995 e a conseqüente regulamentação por meio de um novo marco legal em 1997, poder-se-ia acreditar que haveria entradas fáceis na referida indústria, principalmente, no refino já que um dos objetivos mais relevantes que justificou a quebra do monopólio foi a promoção de novas opções de oferta de derivados de petróleo, porém tal possibilidade não se confirmou até o presente.

A inexistência de um monopólio de mercado institucionalizado e a eliminação de outras barreiras significativas como a completa liberação dos preços do mercado de combustíveis e lubrificantes, a liberação da importação e exportação de petróleo e seus produtos por qualquer dos agentes que já competem há quase uma década no *upstream* da indústria do petróleo no Brasil, isto é, a abertura do mercado não resultou, até o momento, em nenhuma entrada efetiva de concorrentes potenciais de capital privado nacional ou internacional no refino de petróleo no Brasil.

Deste modo, procura-se, nesta dissertação, fundamentar uma resposta à problemática descrita no subitem 1.2 e alcançar os seus objetivos científicos.

2.2 PROBLEMÁTICA E OBJETIVOS CIENTÍFICOS

O processo de inserir a competição no mercado de petróleo no Brasil com base em uma nova estrutura de governança e seus novos marcos regulatórios, após a quebra do monopólio, não produziu seus efeitos no setor refinador, uma vez que, sem a principal restrição legal (Lei 2004/53), poder-se-ia inferir que a concorrência potencial viabilizaria a reestruturação produtiva da indústria e que houvesse competição com um grande número de competidores inclusive no refino.

Neste contexto, esta dissertação tem por objetivo precípuo identificar e analisar a existência de outras barreiras e qualificar as que implicam bloqueio à entrada para explicar por que as empresas *privadas* do setor, nacionais ou estrangeiras, não entraram para competir na indústria de refino após a abertura do mercado de petróleo.

Como um dos objetivos disseminados para a reforma do setor petróleo no Brasil foi o de inserir a competição sob a premissa de retirada do Estado da economia e que a passagem de um monopólio estatal para um mercado aberto seria benéfica, procura-se subsidiariamente analisar os benefícios e desvantagens do novo modelo para o País.

2.3 JUSTIFICATIVA

Dada à natureza do problema a esclarecer, pode-se entender a estrutura atual do mercado de refino de petróleo bruto no Brasil, a princípio, como um mercado imperfeito que já foi um monopólio, exclusividade da empresa dominante, instituído pela Lei 2.004/53, atualmente revogada pela Emenda Constitucional 09/95 e regulamentada pela Lei 9.478/97. Tal entendimento não é só jurídico, mas também econômico.

Economicamente considera-se a estrutura atual da indústria petrolífera brasileira, oligopolizada em todos os segmentos da cadeia produtiva. A base para essa taxonomia estrutural está na fundamentação microeconômica sobre concorrência efetiva e potencial, quer o enfoque teórico seja clássico, neoclássico ou mais recente.

A noção de concorrência potencial e de barreiras à entrada ganhou corpo nas teorias da Nova Economia Industrial (NEI) com base na concepção de que o fator essencial na determinação dos preços, da lucratividade e, por conseguinte, da entrada ou não em uma indústria, está na facilidade ou dificuldade com que as empresas estabelecidas se defrontam para evitar e até mesmo impedir a entrada do concorrente potencial.

A abertura à competição na indústria de refino de petróleo no Brasil, embora seja razoável argumentar que ainda não está consolidada, é ponto pacífico que está instalada e já faz uma década. Os preços dos derivados no mercado interno passaram a acompanhar os preços internacionais com maiores lucros auferidos pelas empresas estabelecidas, notadamente pela empresa líder, sem, ao que se tem observado, até o presente, a existência de uma competição intensiva no setor refinador.

Evidentemente, como dez anos pode ser um prazo considerado curto para uma maior dinâmica da competição no setor refino, há que se considerar a hipótese real de um concorrente potencial vir a desafiar a liderança da empresa dominante, na conquista de uma parcela ainda que residual do mercado e introduzir componentes de riscos e incertezas, o que, a princípio, pode não ser do interesse das empresas estabelecidas

principalmente da firma líder, caracterizada por enormes vantagens competitivas, baixos custos e participação significativa no setor.

2.4 HIPÓTESES

Além das barreiras legais outorgadas pelo Estado, as barreiras econômicas parecem criar poder de mercado e funcionar como restrições à hipótese da entrada fácil na indústria do refino no Brasil, pós-abertura à competição. Entre as hipóteses geralmente aceitas, subjacentes à problemática, podem ser consideradas relevantes as seguintes:

- a) Controle pela empresa dominante dos ativos específicos essenciais (não reprodutíveis);
- b) Tamanho do mercado – as refinarias em uso, frente ao mercado, não viabilizam a operação de novos entrantes com novas refinarias em larga escala, tendo em vista o controle de *market-share* substancial pela empresa dominante e baixa taxa de crescimento anual da demanda por derivados;
- c) Alto custo de entrada para um entrante com integração vertical;
- d) Esforço de vendas para os novos entrantes – não compensador (preços dos combustíveis alinhados com os preços internacionais);
- e) Geração de capacidade ociosa pela empresa dominante – investimentos permanentes à frente da demanda;
- f) *Payback*, tempo de maturação do capital investido muito longo;
- g) Riscos de mudanças institucionais (retorno de barreiras legais).

2.5 ASPECTOS METODOLÓGICOS

Há um consenso acadêmico segundo o qual todo conhecimento organizado obedece a uma ordem metodológica ou paradigma. Neste sentido, a investigação dos fatores que

condicionam a viabilidade à entrada ou não de um concorrente potencial no refino brasileiro de petróleo será procedida mediante a qualificação das barreiras que possivelmente determinam a **estrutura** de mercado, direcionam a estratégia empresarial (**conduta**) e implicam maior ou menor eficiência alocativa dos recursos da indústria (**desempenho econômico**).

2.5.1 Enfoque e Método de Investigação

Para esclarecer o problema levantado, o enfoque nesta dissertação é essencialmente estrutural, uma vez que o método de investigação estará baseado no paradigma Estrutura, Conduta, Desempenho (ECD). Espera-se que os objetivos delimitados sejam alcançados seguindo-se a abordagem das barreiras à entrada e os procedimentos empíricos para qualificá-las, sem perder de vista a trajetória histórica da indústria do petróleo no Brasil.

A unidade básica de análise é a indústria de refino de petróleo bruto, composta, no Brasil, por três refinadores sujeitos à entrada potencial de refinadores de qualquer porte.

Apesar de existirem abordagens que utilizam o conceito de “grupo estratégico³” como unidade de análise mais abrangente – porque incorporam dentro de um mesmo grupo um conjunto de empresas que seguem a mesma ou semelhante orientação estratégica – a escolha da indústria de refino como unidade de análise é um procedimento também considerado factível, uma vez que as condições básicas de oferta, matérias-primas, tecnologias de refino, demandas, elasticidade-preço, taxa de crescimento, produtos

³Existem, na literatura da Economia Industrial, diferentes unidades de análise: empresa, indústria, grupo estratégico e outras estratificações intra-indústria o que tem propiciado divergências sobre as metodologias em uso ao longo do tempo. A indústria de transformação americana foi o objeto de análise por BAIN (1968) e de outros pesquisadores que consideravam as empresas de uma indústria como unidades homogêneas, as quais quanto mais se assemelham, evidentemente, maior é a tendência à coerência e aderência dos métodos de análise. Porter, McGee e Caves refutam a indústria como unidade de análise porque as empresas apresentam diferentes formas de comportamento e tamanho e por esta razão criaram o grupo estratégico como forma intermédia de análise.

substitutos, barreiras econômicas e as políticas governamentais⁴ continuam sendo importantes para se entender a organização da referida indústria.

Uma das principais considerações metodológicas está no que se entende por entrada de um novo concorrente. Para os objetivos desta dissertação e de acordo com o paradigma ECD, o conceito de entrada **inclui** a criação de nova entidade jurídica + capacidade adicional à indústria, efetivada por um novo concorrente, e **exclui**:

- a) Aquisições de capacidades pré-existentes por firma não estabelecida;
- b) Aquisições de capacidades pré-existentes por firma estabelecida na indústria (crescimento horizontal) ou estabelecida noutra indústria (crescimento vertical ou diversificação);
- c) Criação ou aumento de capacidade por firma estabelecida na indústria ou que seja estabelecida noutra indústria;
- d) Aquisições, *mediante parcerias*, de capacidades pré-existentes no mercado brasileiro, por firmas estrangeiras da indústria petrolífera ou de outras indústrias.

Para analisar a indústria brasileira de refino de petróleo e a viabilidade de entrada de um concorrente potencial, o modelo Estrutura, Conduta, Desempenho (ECD) é um dos mais reconhecidos cujos elementos de análise, favorecem o entendimento, com riqueza de detalhes, sobre a organização de qualquer indústria.

Pretende-se a partir das hipóteses enumeradas qualificá-las como algumas das possíveis barreiras que podem determinar a viabilidade à entrada ou não de potenciais competidores na oferta de combustíveis ao mercado brasileiro.

Serão determinados os blocos de países com ou sem escala no setor, a partir do grupo dos países ricos, bloco dos consumidores (demandantes), bloco dos produtores (ofertantes),

⁴As políticas governamentais afetam diretamente a indústria através de políticas específicas para o setor, como regulamentação, leis antitrustes, impostos, incentivos ao investimento, emprego ou, indiretamente, por meio de políticas macroeconômicas.

bloco dos países com crescimento muito rápido da demanda (China, Rússia e Índia), bloco dos países sem escala, e o caso Brasil com as conclusões sobre a viabilidade de entrada de um novo competidor no mercado de refino.

2.5.2 A dimensão da pesquisa

A técnica de garimpagem dos dados foi realizada com base numa prospecção sobre os principais marcos da história do petróleo no Brasil, pesquisa bibliográfica, entrevistas com especialistas do setor, visita a RLAM, UN-SEAL, consultas à literatura técnica especializada e análise de documentos publicados pelos órgãos que atuam no setor petrolífero brasileiro, em especial a base de dados estatísticos da PETROBRAS, IPIRANGA, Agência Nacional de Petróleo – ANP, MME, EIA, DoE, WEO, OPEP, BP e INFOPETRO.

A essência e extensão desta dissertação estão restritas ao mercado de refino, barreiras econômicas, análise da viabilidade de novos entrantes na indústria refinadora e os benefícios obtidos ou não para o País depois da abertura do setor petróleo no Brasil.

2.6 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

O mercado de petróleo no Brasil não é mais um monopólio legal. Está de fato aberto à competição diante de uma estrutura concentrada por força de um monopólio institucional atribuído à empresa dominante durante 42 anos (1953-1995).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem por objetivo apresentar os fundamentos teóricos essenciais à análise da qualificação das barreiras à entrada na indústria brasileira de refino sob a presença de uma empresa dominante em um mercado onde a política de preços, dimensão e escala, a depender de suas características, tanto podem atrair potenciais entrantes como dissuadi-los.

O capítulo se inicia com uma análise do Paradigma ECD, barreiras à entrada e preço-limite, síntese sobre economias de escala, Postulado de Sylos, sunk costs, custo marginal da empresa dominante em presença de prévia capacidade instalada e finaliza com uma demonstração da curva de reação e equilíbrio com investimentos em capacidade produtiva e custos irrecuperáveis e, por fim, as conclusões do capítulo.

3.2 O PARADIGMA ESTRUTURA, CONDUTA, DESEMPENHO (ECD) E SUA EVOLUÇÃO.

A análise da organização da indústria de refino, após a abertura do setor petróleo no Brasil, vem sendo realizada com base na noção conceitual de estrutura, a partir da qual algumas características de um mercado afetam o comportamento e a interação entre os agentes econômicos. Embora sejam relevantes os estudos existentes no País sobre o mercado de refino, ainda são poucas as análises que utilizam o paradigma ECD como um dos fios condutores para se entender a organização industrial do referido mercado.

Assim, para se entender a organização da indústria brasileira de refinação de petróleo, justifica-se a utilização do paradigma Estrutura, Conduta, Desempenho (ECD), como um modelo reconhecido pela riqueza de detalhes que proporciona.

A concepção do paradigma Estrutura, Conduta, Desempenho (ECD), embora seja normalmente atribuída a Joe Bain, deve-se a Mason (1939) e aos seus contemporâneos de Harvard. Schmalensee (1992) explica que a falta de confiança na eficácia da teoria dos preços para explicar aspectos do comportamento industrial teria influenciado Mason a pormenorizar estudos de caso para uma grande variedade de indústrias, com o objetivo de auxiliar na política antitruste norte-americana. E, cita que na década de 50, foi Bain quem deu partida para a formulação teórica do referido paradigma.

Bain (1956) destaca quatro importantes fatores econômicos que caracterizam uma estrutura de mercado: o grau de concentração de produtores, o de compradores, o de diferenciação dos produtos e o das barreiras à entrada para entrantes potenciais.

Sylos-Labini (1966), contemporâneo de Bain, em Harvard, incorporou em suas análises o comportamento dos preços oligopolísticos, demonstrando os condicionantes do preço competitivo em uma indústria. Em sua análise original descreve as relações com base nas quais o preço de equilíbrio tende a ser menor quanto maior for a dimensão média das empresas e o tamanho do mercado, em termos relativos. E, explica como esse preço tende a se fixar num patamar ou nível pouco superior ao preço de exclusão de empresas eficientes, que permanecem sobrevivendo nesta estrutura de mercado.

Sua análise tornou-se relevante por demonstrar que os retornos (lucros oligopolísticos) se fundamentam na incorporação tecnológica, vantagens de tamanho, diferenciação dos produtos e serviços e/ou custos, enriquecendo a teoria e a metodologia analítica de Bain, possibilitando um melhor entendimento dos elementos constituintes da conduta estratégica das firmas.

Conforme Schmalensee (1992), nas análises iniciais de Bain, as pesquisas empíricas sobre a organização da indústria norte-americana envolviam estudos de casos detalhados de indústrias selecionadas, onde a maior parte do tempo era gasta no levantamento de um grande número de detalhes para posterior julgamento subjetivo.

No início dos anos 60, os estudos sobre Organização Industrial evoluíram para o processamento das informações interfirmas, com base nos dados *cross-section* e técnicas

econométricas. As análises elaboradas sobre as reações entre os rivais nas indústrias oligopolísticas continuaram a evoluir nos anos 70 e 80 incorporando-se ao referido paradigma as variáveis que influenciam a conduta, condições do mercado e as políticas governamentais.

Para Scherer e Ross (1990), o paradigma de Bain tinha como objetivo fixar variáveis que influenciassem o desempenho econômico e permitissem a construção de teorias que detalhassem a ligação entre as variáveis selecionadas e o desempenho da indústria. Ambos relacionam que nem todas as influências seguem das condições básicas e da estrutura de mercado para o desempenho. Exemplificam os esforços inovativos dos agentes econômicos em P&D como uma das variáveis de conduta que pode modificar a tecnologia das indústrias e, por conseguinte, também, alterar as estruturas de custos e o grau de diferenciabilidade dos seus produtos. Ou, que a política de preços, também, uma variável de conduta, pode incentivar a entrada na indústria ou a saída de empresas transformando a estrutura de mercado.

Outros autores como Fontenele (1996) citam que Bain procurava identificar relações entre concentração de produtores, condicionantes de entrada na indústria e lucratividade.

Assim, o sentido de causalidade que originalmente se pensava que fosse unidirecional partindo da Estrutura que influenciava a Conduta que por sua vez influenciava o Desempenho, também se alterou, sendo a estrutura inicialmente determinada exogenamente. As vertentes mais modernas do modelo ECD isolaram o sentido de causalidade unidirecional e procuraram analisar as estruturas de mercado considerando-as endogenamente determinadas.

São muitas as variáveis do paradigma ECD e por esse motivo serão utilizadas na análise da indústria do refino de petróleo apenas aquelas consideradas mais relevantes já citadas no conjunto das hipóteses básicas e a serem qualificadas de forma que possam explicar as razões dos novos potenciais entrantes privados não se interessarem até o presente pelo mercado brasileiro de refino.

3.2.1 Barreiras à entrada, empresa dominante e preço-limite.

Dentre as abordagens teóricas no contexto das barreiras à entrada e preço limite, destacam-se as contribuições de Bain (1956) e de Sylos-Labini (1956), as quais introduziram os fundamentos da concorrência potencial e das barreiras à entrada para examinar o comportamento de uma empresa dominante em um determinado mercado ou indústria. Tais contribuições constituem a vertente estruturalista da teoria das barreiras à entrada e do paradigma ECD – Estrutura, Conduta e Desempenho.

O referido paradigma, a princípio, estabelece relações unidirecionais entre a estrutura de mercado, a conduta ou comportamento e o desempenho.

A estrutura é caracterizada pelos fatores organizacionais que condicionam as relações entre produtores e consumidores estabelecidos num mercado e seus potenciais entrantes. Os principais fatores que caracterizam estas relações e determinam a estrutura são a natureza da competição, preço de mercado, número de produtores e consumidores, concentração, diferenciação do produto e diversificação da produção, barreiras à entrada, integração vertical da indústria, economia de escala e estrutura de custos. Estas características estruturais afetam a conduta das firmas estabelecidas no mercado.

A conduta ou a estratégia competitiva é influenciada pela escolha ou substituibilidade entre produtos, pela existência de P&D e outros fatores como formação de preços, investimentos produtivos, táticas legais, colusão, cooperação e por instrumentos contratuais. Isto é, a conduta é o comportamento das firmas estabelecidas no mercado em relação aos preços, capacidade de produção, características do produto, política de investimentos, despesas com publicidade, propaganda e promoção, entre outros. Pelo menos no curto prazo a conduta é um reflexo das condições estruturais do mercado. Tais elementos condicionam o desempenho da indústria.

O desempenho como último elo do paradigma em questão refere-se aos resultados da indústria. Em qualquer atividade econômica os resultados relacionam-se aos lucros e conquista de mercado. Portanto, o desempenho depende de fatores como preços de

mercado, eficiência produtiva e alocativa, qualidade dos produtos, equidade, progresso técnico e lucros. Em suma, o desempenho de uma indústria é função da estrutura e da conduta das empresas que a compõem.

O caráter estrutural desta vertente teórica está na definição dos preços e lucros com base na caracterização técnico-econômica da indústria. As empresas estabelecidas em uma indústria podem assegurar lucros extraordinários face às vantagens de tamanho, integração vertical, estrutura de custos, táticas legais e dimensão do mercado. Estas características estruturais funcionam como barreiras à entrada que tendem a ser permanentes se não houver mudanças na política do negócio, isto é, no seu ambiente. Com esta vertente estruturalista foi aberto um amplo espaço para abordagens dinâmicas e mais realistas sobre os padrões de concorrência e processos competitivos, cuja dinâmica e realismo não existiam na teoria tradicional das estruturas de mercado. De acordo com a visão estruturalista, uma empresa dominante pode assegurar por vias legais a sua posição no mercado e, se perder a proteção legal de reserva de mercado, também pode ainda definir estratégias competitivas para manter ou restabelecer a posição conquistada. Esta é a visão de Porter (1993).

A designação de empresa dominante reflete o exercício de poder de mercado entendido como a capacidade que uma firma apresenta para restringir a produção e aumentar os preços de forma a não atrair novos concorrentes e assim obter lucros acima do normal. As estratégias de preços e táticas legais de uma firma dominante viabilizam a mudança na estrutura de oferta do mercado seja como prevenção à entrada de novos competidores ou mesmo para excluir outras firmas.

Isto acontece quase sempre através de inovações tecnológicas, alterações no ambiente da política do negócio, em geral, por quebra de barreiras legais. Por outro lado, as revogações de barreiras institucionais são produzidas pelas ameaças de entrada de novos *players*. Tais ameaças colocam permanentemente em xeque a posição dominante de uma empresa como a PETROBRAS, e deste modo, não se pode classificá-la como monopolista ainda que dominante.

A possibilidade de determinação de um preço entre o nível de concorrência perfeita no longo prazo, ou seja, $P = CMELP$, e o da estrutura de monopólio, depende da presença de barreiras à entrada no mercado. Portanto, a concorrência potencial exerce um papel relevante na definição de estratégias competitivas empresariais com a abertura de um amplo espaço para se analisar mudanças estruturais de uma indústria com base nas ações, reações e interdependência dos rivais existentes e entrantes potenciais.

Deste modo, a depender de uma fila de entrantes potenciais e das prováveis reações da empresa dominante, pode-se ter trajetórias ou caminhos diferenciados que implicam soluções com diferentes equilíbrios.

Entre os conceitos de barreiras à entrada o mais tradicional e abrangente é o de Bain (1956), o qual estabelece como condição de entrada as vantagens das firmas estabelecidas em uma indústria sobre os potenciais entrantes, vantagens estas refletidas na capacidade de uma firma dominante em aumentar os preços acima de um nível competitivo sem atrair novas firmas para a indústria (BAIN, 1956, p. 3).

Para Stigler apud Kupfer (2002, p.113), as barreiras são entendidas como um custo de produção que seria incorrido pelo entrante potencial, mas não pelas empresas presentes no mercado. De acordo com este entendimento, qualquer vantagem das empresas estabelecidas sobre as entrantes é considerada uma barreira à entrada, no entanto, caso a firma dominante no mercado e a entrante se defrontem com as mesmas condições de demanda e tenham acesso à mesma tecnologia, ou seja, a mesma curva de custos, neste caso não existiriam barreiras à entrada.

Deste modo, enquanto no entendimento de Bain (1956), economias de escala são consideradas barreiras à entrada, na visão de Stigler apud Kupfer (2002) não são.

A concepção de Bain (1956), mais tradicional, parte do suposto de que em uma indústria existe um preço máximo que pode ser praticado por uma empresa dominante já estabelecida de forma a se obter lucros acima do normal sem a possibilidade de atrair novos concorrentes. Este é o conhecido preço-limite. Bain define uma condição de entrada

E , a qual seria um *markup* percentual sobre o custo médio mínimo de longo prazo da referida empresa da seguinte forma:

$$E = \frac{P_L - P_C}{P_C}, \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Onde E , significa a condição de entrada, P_L , o preço-limite e P_C , preço competitivo que é igual ao custo médio mínimo de longo prazo. Esta é a fórmula que indica a medida do nível ou altura das barreiras à entrada em uma indústria oligopolística. Transformando a fórmula, tem-se:

$$P_L = P_C (1 + E) \quad (\text{Eq. 2.2})$$

Isto é, o preço-limite é função do nível das barreiras à entrada numa indústria. Para Bain (1956), a entrada em um mercado é definida como sendo:

- 1) A adição de nova capacidade produtiva, ou;
- 2) A reativação de capacidade anteriormente inoperante, por uma nova empresa, excluindo-se de sua definição:
 - a) A expansão da capacidade produtiva pelas empresas pré-estabelecidas (*revamps*);
 - b) A aquisição de capacidade produtiva já existente por uma nova empresa, por meio de fusão ou aquisição.

A ameaça de novos entrantes implica um limite superior de preços (um preço-teto) para a empresa dominante ou líderes em uma determinada indústria. Se não existem barreiras à entrada, o preço-limite não será diferente do preço competitivo, porém a firma dominante tende a praticar um preço de monopólio e aceitar o ingresso de novos *players* na indústria. Mas se existem barreiras de forma muito elevadas a empresa dominante pode estabelecer o preço-limite igual ao preço de monopólio sem atrair novas firmas.

Na prática a condição de entrada indica a maior ou menor facilidade para os concorrentes potenciais ingressarem ou não em uma indústria e indica a conduta da empresa dominante pré-estabelecida para maximizar os lucros no curto ou longo prazo. Se a empresa líder

decide pela maximização no longo prazo, neste caso a sua opção é pela fixação de preços preventivos que bloqueiem a intenção de novos entrantes.

Bain (1956) identificou três fontes de barreiras à entrada:

- 1) Vantagens absolutas de custos;
- 2) Vantagens oriundas da diferenciação de produtos;
- 3) Existência de economias de escala.

As vantagens absolutas de custos existem quando a curva de custos de longo prazo da firma dominante se configura abaixo da curva de longo prazo da firma entrante, qualquer que seja a escala de produção. Com base na noção mais simples de custos médios de longo prazo constantes (CMLP) pode-se ilustrar estas vantagens conforme o Gráfico 1:

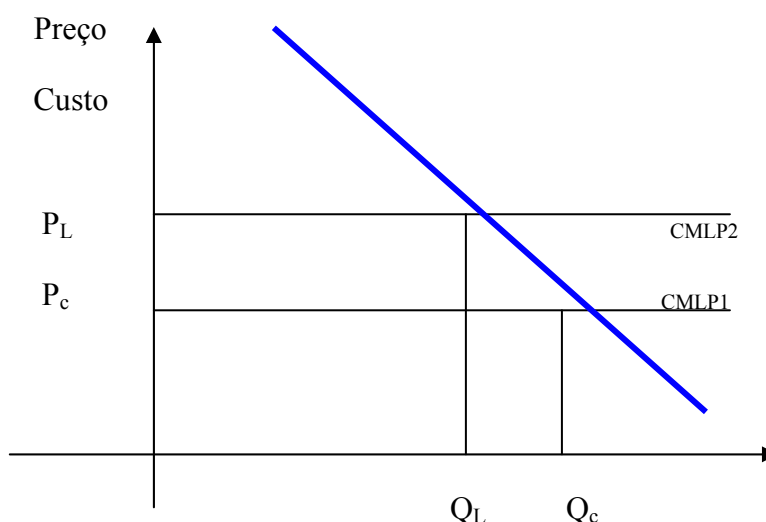


Gráfico 1: Vantagens absolutas de custos
Fonte: KUPFER (2002)

De acordo com o gráfico acima existe uma desvantagem de custos para a firma entrante (2) cuja curva de custo médio de longo prazo 2 (CMLP₂) está acima da curva de CMLP₁ da firma dominante. Neste caso a condição de entrada seria exatamente proporcional à vantagem absoluta de custos entre o potencial entrante e a firma dominante, ou seja:

$$E = \frac{P_L - P_C}{P_C} \quad (\text{Eq.2.3})$$

$$\text{Ou, } E = \frac{CMLP_2 - CMLP_1}{CMLP_1} \quad (\text{Eq.2.4})$$

Podem surgir vantagens absolutas de custos⁵ para a firma dominante pelas seguintes razões:

- 1) A partir das vantagens tecnológicas, ou seja, a firma dominante em um mercado tem acesso às melhores técnicas, métodos e processos de produção, a princípio, patenteados, não acessíveis às entrantes, ou somente acessíveis a custos adicionais pelo pagamento de *royalties*;
- 2) A partir de condições de acesso privilegiadas aos fatores de produção – matérias primas e capital humano, face ao controle de fontes de matérias primas com custos mais reduzidos, sejam pela propriedade direta ou por contratos de longo prazo;
- 3) Pelo domínio dos maiores centros de consumo;
- 4) Pela obtenção de menor custo de capital ou de vantagens para acesso a fundos setoriais de investimentos tendo em vista que a empresa dominante pode usufruir da sua reputação no mercado para obter menores custos de captação de dinheiro no mercado de capitais, o que para determinadas firmas entrantes pode se constituir em maiores custos tanto maior seja a escala mínima operacional para ingressarem na indústria.

É evidente que a exigência de grandes somas de capital para um novo investimento industrial será menor para os grandes *players* que sejam do mesmo ramo da indústria ou que já operam em outros mercados ou mesmo para firmas de ramos industriais diferentes, mas que são dominantes em seu nicho industrial.

Para Guimarães (1983), a exigência de vultosas somas de capital para o ingresso de um novo entrante em um mercado somente se constituirá, de fato, numa barreira se a empresa é nascente, completamente nova, e não para uma empresa presente em outros ramos

⁵ Embora as vantagens absolutas de custos sejam importantes para as empresas estabelecidas ou firma dominante, podem não configurar uma barreira intransponível para as *supermajors*, dado que a indústria do petróleo nasceu com estas empresas inicialmente conhecidas como “**as sete irmãs**”.

industriais. Neste caso o efeito final é indeterminado, exceto se for possível, a priori, conhecer o potencial entrante. Depreende-se que somente as indústrias que apresentam a exigência de vultosos investimentos tendem a apresentar maiores barreiras à entrada. Embora este tipo de barreira esteja associado à presença de economias de escala, é tratada à parte na literatura atual como uma quarta fonte de barreira à entrada. Kupfer (2002), Koutsouyanis (1975) e Tirole (1988).

Bain (1956) se referiu a uma outra fonte de barreira à entrada denominada de “vantagem derivada da diferenciação de produto”. Este tipo de vantagem permite certo grau de poder de mercado na determinação de preços, caso típico de mercados baseados na concorrência monopolística.

As características técnicas de cada produto e mesmo a própria caracterização técnico-econômica da indústria possibilitam ou não a diferenciação. As firmas estabelecidas que apresentem esta vantagem competitiva gozam da preferência dos consumidores frente à empresa entrante.

A preferência dos consumidores por um produto já conhecido em relação aos demais, inclusive para os novos produtos, pode ocorrer devido à inércia dos consumidores, pelo conhecimento da marca adquirida por tempo acumulado de publicidade, ou através da reputação da marca, rede de distribuição e assistência técnica ou serviços associados.

Essas vantagens das empresas estabelecidas serão tanto maiores quanto maior a dificuldade do comprador em avaliar as características técnicas do produto seja em função da prevalência de fatores subjetivos de avaliação dos produtos (nos casos em que a ausência de critérios objetivos ou a importância do gosto do consumidor dificultam a avaliação), seja pela presença de inúmeras características ou dimensões de avaliação. A firma entrante deveria despende muito em gasto com propaganda para poder ingressar no mercado, gerando deste modo uma desvantagem de custos em relação à firma dominante estabelecida.

Em termos gráficos, esta situação poderia ser ilustrada como no Gráfico 1 anterior em função dos elevados custos de propaganda incorridos pelo entrante potencial. Este tipo de

barreira à entrada pode ser diluído no caso do entrante ser uma empresa já conhecida em outro setor, ou quando é possível praticar promoções com preços mais reduzidos e outras práticas competitivas extrapreços, de forma a deslocar as preferências dos consumidores (SILVA, 2003, p.11; GUIMARÃES, 1983, p.38).

3.2.2 Economias de escala

As economias de escala são as reduções de custo dependentes do tamanho das instalações projetadas. Podem ser obtidas para uma única planta industrial, isto é, uma única unidade de refino de petróleo, como pode ser o resultado de um número maior de plantas integradas horizontal e tecnologicamente, produzindo os mesmos produtos ou não. Estas são as denominadas economias de escala interplantas ou multiplantas.

No estudo das economias de escala existem pelo menos três formatos de curva de custo médio de longo prazo dado que não existe um consenso no debate empírico sobre a questão. Entretanto, todos os formatos convergem para duas características comuns: a existência de um segmento decrescente que reflete a presença de escala e a existência de uma Escala Mínima Eficiente (**EME**), onde as economias de escalas se esgotam, (KUPFER, 2002).

A escala mínima eficiente traduz o tamanho da planta industrial na qual todas as economias de escala foram esgotadas, ou seja, a dimensão da planta que minimiza os custos médios de longo prazo.

Economistas industriais aplicando a “técnica da sobrevivência”⁶ examinaram uma série de indústrias e o resultado da aplicação de testes pela referida técnica indicou que a curva de CMELP é horizontal para elevados níveis de produção e tamanho da planta industrial. De igual modo, os testes indicaram que, na maior parte das vezes, a EME das plantas

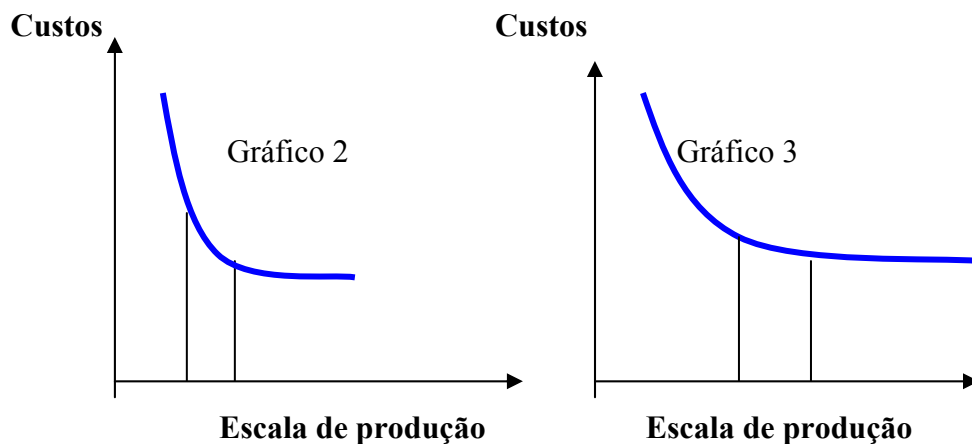
⁶A técnica do “sobrevivente” foi desenvolvida por George Stigler, em 1958, o qual tomou como base o princípio de que os tamanhos de empresas e plantas que “sobrevivem” e contribuem de forma crescente ao longo do tempo com a oferta da indústria são tamanhos eficientes.

produtivas representa, em média, uma parcela de 2% do tamanho do mercado (KUPFER, 2002, p.69).

A barreira à entrada pela presença de economias de escala surge da incerteza do entrante quanto à exploração destas economias de escala sem reduzir o nível de preços do mercado. Se a escala mínima eficiente (EME) for suficientemente grande em relação à dimensão do mercado, o ingresso de um novo competidor nesse nível de escala pode resultar em redução dos preços pós-entrada pelo aumento da produção. O novo nível de preços pode inclusive situar-se abaixo do nível de custo médio do novo competidor.

Deste modo, o entrante potencial se defronta com um dilema entre decidir sua entrada na indústria produzindo ao nível da escala mínima eficiente (EME) ou se produz ao nível de uma escala subótima. No primeiro caso, o crescimento da quantidade ofertada na indústria pode reduzir o preço corrente para níveis abaixo dos seus custos médios mínimos e gerar prejuízos. O *gap* de preços antes e pós-entrada dependerá da dimensão da escala mínima eficiente em relação à dimensão do mercado, elasticidade-preço da demanda, tendo em vista que quanto menor a sensibilidade da demanda a um aumento de quantidades menor tende a ser o preço final.

Na segunda situação existiria uma desvantagem de custo para o novo concorrente em relação à empresa dominante presente no mercado. Este caso viabiliza a definição de um preço-limite, pela empresa dominante, tal como ilustrado na situação sobre as vantagens de custos. A desvantagem da empresa entrante em produzir numa escala subótima será tanto maior quanto mais inclinada for a curva de custo médio da empresa, da planta ou da indústria em questão. Os Gráficos seguintes ilustram esta desvantagem.



Gráficos 2 e 3: Comparação da curva de CMELP com crescimento da escala de produção
Vantagens das economias de escala

<p>1º Caso: A curva de Custo Médio de Longo Prazo (CMELP) decresce acentuadamente com o crescimento da escala de produção</p>	<p>2º Caso: A curva de Custo Médio de Longo prazo (CMELP) decresce suavemente com o crescimento da escala de produção</p>
---	---

De acordo com os Gráficos 2 e 3, as vantagens de custos derivadas da existência de economias de escala são mais acentuadas no primeiro caso. Deste modo, uma decisão de entrada para produzir em uma escala inferior à escala mínima eficiente seria mais viável no segundo caso (SILVA, 2003, p. 12)

3.2.3 Determinação do preço-limite

O preço-limite tende a ser praticado pela empresa dominante de modo a não incentivar a entrada de um novo concorrente na indústria e é determinado pela referida empresa no ponto em que maximizaria seus lucros no longo prazo correspondente a uma posição de equilíbrio com lucros extraordinários. Este nível de preços é determinado com base em três supostos centrais.

O primeiro, considera que os entrantes estão ordenados em um fila de acordo com as condições de competitividade de cada um. Aquele que apresenta as melhores condições

para ingressar no mercado é denominado de entrante potencial mais favorecido e é o referencial básico para as análises das reações estratégicas.

O segundo suposto considera que apenas a expectativa de obtenção de lucros econômicos estritamente positivos pós-entrada é capaz de incentivar o entrante potencial a ingressar no mercado.

O terceiro suposto é o conhecido “**Postulado de Sylos**”, o qual determina que a decisão de um novo entrante baseia-se na expectativa de que a empresa dominante não alteraria a quantidade produzida pós-entrada, o que significa que os preços correntes variam em função da oferta adicional de produtos no mercado. Ou seja, pelo “**Postulado de Sylos**”, não haveria uma resposta em quantidade pela empresa estabelecida, isto é, não haveria acomodação da entrada de um novo concorrente via redução da quantidade produzida. O referido “**Postulado**” apresenta três importantes premissas.

A primeira estabelece que a expectativa de um preço menor ao praticado antes da entrada é a opção mais pessimista para o entrante potencial. A segunda determina que a acomodação da entrada de um novo competidor pode resultar em aumento da capacidade ociosa e, por conseguinte, aumento dos custos unitários de produção da empresa dominante, elevação esta que ainda teria seu efeito agravado sobre a rentabilidade via redução de preços de mercado (MODIGLIANI, apud KOUTSOYANIS, 1975, p.318).

A terceira e última premissa definem que a não resposta em quantidade pela empresa dominante é um sinal positivo para o ingresso de novos competidores no mercado (SYLOS-LABINI, 1980, p. 88).

Possas (1985) assinala que o receio de um novo entrante potencial de que o seu ingresso no mercado pode desencadear uma retaliação “irracional” da empresa dominante em face de um provável rompimento da coordenação oligopolística e uma conseqüente guerra de preços, seria um outro forte apelo desta última premissa. Assim, a empresa entrante considera como um dado as quantidades produzidas pela firma dominante e pelas firmas marginais (produção muito pequena) e estima qual seria a provável redução de preços resultante da entrada de mais um concorrente no mercado e qual seria o lucro.

Por sua vez, a empresa dominante pode conhecer como se comportam as empresas entrantes e, em função desse conhecimento, define sua capacidade de produção em um nível tal que se o entrante potencial concretizasse a sua entrada, os preços correntes cairiam ao nível do Custo Médio de Longo Prazo do entrante, o que implica obtenção de lucros econômicos nulos e conseqüentemente dissuasão da entrada.

A empresa líder presente no mercado estabelece sua quantidade ofertada de tal modo que a demanda residual a ser atendida por uma nova firma entrante seria tangente à curva de Custo Médio de Longo Prazo da mesma. A determinação do preço-limite pode ser efetuada com base nas seguintes premissas:

- 1) A nova firma entrante somente concretizaria a sua intenção de ingressar no mercado se for viável produzir ao nível da escala mínima eficiente (Q_{EME}), a qual é conhecida;
- 2) O produto considerado é homogêneo; e a tecnologia é de livre acesso às empresas entrantes;
- 3) A empresa dominante estabelecida define sua quantidade a ser ofertada em um nível Q_L , de tal maneira que, quando o entrante potencial efetivar sua entrada no mercado, produzindo a quantidade Q_E , o preço de mercado seria no máximo suficiente para remunerar o custo médio da firma entrante.

No caso explicitado no item 3 não se verificaria a condição de lucros estritamente positivos e assim, a ação da firma dominante demoveria a entrante de sua intenção.

Dada à curva de demanda do mercado, a empresa dominante definiria sua produção como demonstrado no Gráfico 4:

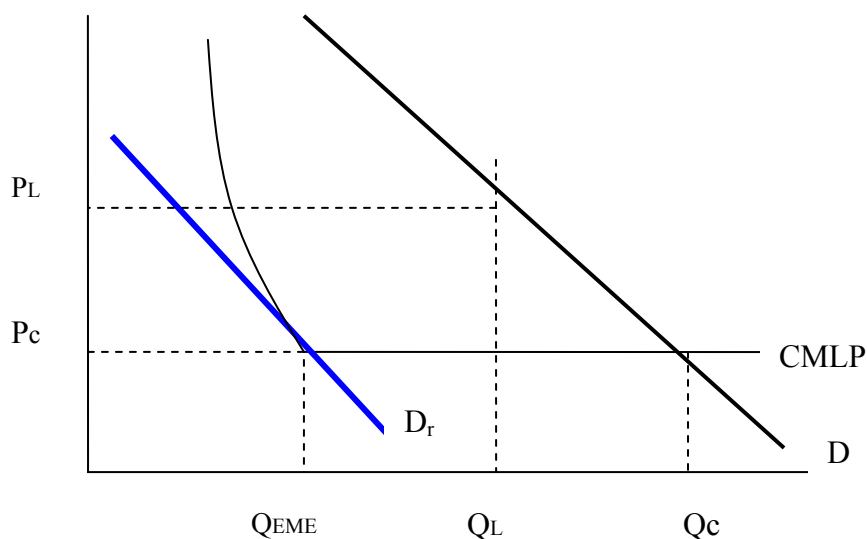


Gráfico 4: Determinação do Preço-limite

Fonte: CLARKE (1985)

Onde:

P_L = Preço-Limite

P_C = Preço Competitivo

Q_C = Quantidade Competitiva

Q_L = Quantidade Limite

D = Curva de demanda do mercado

D_r = Demanda residual da firma entrante.

A demanda residual da firma entrante seria igual à demanda do mercado $D - Q_L$, quantidade produzida pela firma estabelecida. Nesta situação, a curva de demanda residual fica abaixo da curva de Custos Médios de Longo Prazo (CMLP) e, assim, não haveria quantidade produzida pela firma entrante que lhe assegurasse pagar seus custos de produção.

Caso D seja do tipo linear, dada por: $P = A - bQ$, que representa a curva de demanda inversa P , a quantidade limite (Q_L) é dada por:

$$Q_L = Q_C - Q_{EME} \quad (\text{Eq. 2.5})$$

Logo,

$$P_L = A - bQ_L \quad (\text{Eq. 2.6})$$

$$\text{Então, } P_C = a - bQ_C, \quad (\text{Eq. 2.7})$$

$$\text{Assim, } (P_L - P_C) = b(Q_C - Q_L) \quad (\text{Eq. 2.8})$$

$$\text{Logo, } P_L - P_c = b \cdot (Q_{EME}) \quad (\text{Eq. 2.9})$$

Dividindo-se ambos os lados por P_c , tem-se

$$\frac{P_L - P_c}{P_c} = \frac{b \cdot (Q_{EME})}{P_c} \quad (\text{Eq. 2.10})$$

Multiplicando-se o lado direito da igualdade por Q_c/Q_c , obtém-se :

$$\frac{P_L - P_c}{P_c} = \frac{(Q_{EME})}{Q_c^* \left(b \frac{Q_c}{P_c} \right)} \quad (\text{Eq. 2.11})$$

Observe-se que o termo $\left(b \frac{Q_c}{P_c} \right)$ é igual ao inverso da elasticidade preço da

demanda, ou seja, $\frac{1}{\varepsilon}$

Efetuada-se a substituição, tem-se que:

$$\frac{P_L - P_c}{P_c} = \frac{Q_{EME}}{Q_c^* \varepsilon} \quad (\text{Eq. 2.12})$$

$$\text{Conclui-se que: } P_L = P_c \left(1 + \frac{Q_{EME}}{Q_c^* \varepsilon} \right) \quad (\text{Eq. 2.13})$$

Com base nesta demonstração, pode-se concluir que o preço praticado pela firma dominante será tanto maior quanto:

- 1) Maior for à escala mínima eficiente em relação à extensão do mercado (Q_{EME} / Q_c);
- 2) Quanto mais inclinada for à curva de demanda, isto é, quanto menor a elasticidade preço da demanda do mercado (ε).

É possível ainda determinar o preço-limite a partir da premissa de que a firma entrante considera a produção em uma escala subótima. Esta premissa, tal como assinalada

anteriormente, será tanto mais realista quanto menor a desvantagem de custos entre a escala subótima e a mínima eficiente⁷.

Em Gilbert (1989), a visão de preço-limite é mais abrangente porque inclui a noção de barreiras à entrada e à saída.

Na determinação do preço-limite, Gilbert (1989), para uma decisão do entrante em escala subótima, a empresa dominante se comportaria como uma empresa líder do tipo *Stackelberg*, isto é, uma empresa que exerce liderança a partir das quantidades produzidas. Haveria assim, uma definição de preço-limite no curto prazo com base nos custos fixos conhecidos do entrante potencial. Logo, se a curva de demanda inversa linear do mercado for:

$$P = a - bQ, \text{ onde, } p(\text{preço}), Q(\text{quantidade}) \quad (\text{Eq. 2.14})$$

E se a curva de custos (C_q) de ambas as firmas for:

$$C(q) = F + cq, \text{ onde, } F \text{ (Custo Fixo), } cq \text{ (custo variável)} \quad (\text{Eq. 2.15})$$

Tem-se que o lucro (π_e) do entrante seria dado por:

$$\pi_e = [P (Q_i + Q_e)] Q_e - [F + cQ_e] \quad (\text{Eq. 2.16})$$

A firma entrante toma suas decisões baseando-se nos fundamentos do “**Postulado de Sylos**”. Desta forma, considera em sua função de lucro, que a quantidade total ofertada no mercado pós-entrada será $Q_i + Q_e$, onde Q_i representa a quantidade produzida pela firma estabelecida, e Q_e representa a quantidade a ser produzida pela entrante. Derivando-se a **Equação 2.16** em relação à Q_e , e efetuando-se a maximização da mesma (iguala-se a primeira derivada a zero), obtém-se a função de reação do potencial entrante, que será:

$$Q_e = \frac{(a - c - bQ_i)}{2b} \quad \text{se } \pi_e > 0 \quad (\text{Eq. 2.17})$$

A empresa dominante, ao conhecer a função de reação do entrante potencial, estabelece Q_i tal que $\pi_e = 0$. Considerando que o entrante potencial somente ingressaria na indústria se

⁷ O cálculo formal do preço-limite para escalas subótimas é dado por Gilbert (1989).

for para obter lucros estritamente positivos, então a estratégia competitiva da empresa dominante, na prática, funciona como um bloqueio à entrada de um novo competidor. Substituindo Q_e em π_e e igualando a zero a Equação 16, acima, logo:

$$Q_i = \frac{(a-c)}{(b-2)} \sqrt{\frac{F}{b}} = Q_L \quad (\text{Eq. 2.18})$$

Somente haveria viabilidade para um entrante potencial ingressar no mercado, na condição de $Q_i < Q_L$. Por sua vez, a firma dominante estabelecida só conseguiria bloquear a entrada de um novo competidor se sua quantidade produzida fosse $\geq Q_L$. Logo o preço-limite praticado pela firma dominante seria:

$$P_L = a - b Q_L \quad (\text{Eq. 2.19})$$

$$\text{O que implica } P_L = a - b \left[\frac{(a-c)}{(b-2)} \sqrt{\frac{F}{b}} \right] \quad (\text{Eq. 2.20})$$

Substituindo a expressão encontrada para Q_L acima. Através de manipulações algébricas tem-se que:

$$P_L = a - (a-c) + 2 \sqrt{\frac{F}{b}} \quad (\text{Eq. 2.21})$$

$$\text{e, finalmente, } P_L = c + 2 \sqrt{\frac{F}{b}} \quad (\text{Eq. 2.22})$$

Com base neste modelo, a viabilidade da empresa dominante limitar a entrada dependerá da sua capacidade produtiva para abastecimento do mercado, e dependerá do nível de custos fixos (F) do entrante potencial. Bain (1956) definiu a condição de entrada bloqueada para a condição em que a quantidade de monopólio é maior que a quantidade limite. Quando a firma dominante pode impedir a entrada somente expandindo parte de sua produção, os benefícios de tal estratégia superam seus custos e esta seria uma situação de entrada eficazmente bloqueada. No caso de uma entrada fácil, isto é, na condição em que a dominante deve elevar em muito a sua produção de modo a evitar a entrada, a opção mais vantajosa é permitir a entrada.

Resumindo, tanto a presença de economias de escala muito relevantes em relação ao mercado, quanto à desvantagem de custos de uma firma produzir numa escala subótima, influenciarão a definição do preço-limite pela firma dominante. Quanto maior a escala mínima eficiente (EME) e maior a diferença de custo de produção entre a escala ótima e uma escala menor, maior o preço-limite praticado pela empresa. De outro modo, é possível que a vantagem de custos seja tão pequena que seria viável para a empresa dominante maximizar seu lucro no curto prazo, definindo um preço de monopólio, e abrindo espaço para o entrante potencial ingressar⁸.

3.2.4 Considerações sobre o Postulado de Sylos

Embora os argumentos defendidos no item anterior sejam favoráveis à racionalidade do referido postulado, esta não é tão evidente como deixa transparecer a primeira vista. Se a hipótese de lucros econômicos estritamente positivos for excluída, então uma empresa pode bancar a entrada no mercado em análise. Nesta condição de entrada sancionada, se a empresa dominante sustentar a produção ao nível de pré-entrada, o preço de mercado pode cair abaixo dos seus próprios custos e gerar prejuízo.

De acordo com Koutsoyanis (1975, p.294), Bain (1956) originalmente estabeleceu seis prováveis supostos que um potencial entrante pode considerar sobre a reação de uma empresa dominante:

- 1) Manutenção do nível de produção;
- 2) Manutenção do nível de preços;
- 3) Acomodação parcial de preços;
- 4) Retaliação;
- 5) Elevação de preços;
- 6) E indiferença (condição em que o impacto da entrada seria muito pequeno, quase desprezível).

⁸O modelo tradicional do preço-limite apresentado é resultante da análise de Modigliani (1958), considerada como uma generalização dos modelos de Sylos-Labini e Bain (SILVA, 2003 apud KOUTSOYANIS, 1975)

Para Koutsoyanis (1975), a hipótese mais provável seria a de uma acomodação parcial da entrada, na qual a empresa dominante reduziria parte da produção para não permitir um declínio muito forte dos preços de mercado. O preço resultante seria menor que o preço pré-entrada, no entanto, maior que o obtido a partir do postulado de Sylos pós-entrada. Em seu diagnóstico, o referido autor baseia-se em condições extremas, de preço ou quantidade constante por questões analíticas. Por outro ângulo, a acomodação de um novo entrante numa indústria, não necessariamente implica atração de mais outros potenciais concorrentes, posto que o autor os escalona em entrantes potenciais segundo seus custos de produção, logo os outros potenciais concorrentes permaneceriam enfrentando barreiras à entrada até mais elevadas.

Acrescente-se que Possas (1985) ressalta que a generalização de práticas anticompetitivas, colusivas, nas estruturas oligopolísticas apontam para uma probabilidade não desprezível de uma reação cooperativa (parcerias) por parte da empresa dominante, principalmente se o novo competidor potencial possuir as condições tecnológicas, comerciais e financeiras ao menos a altura das empresas (*majors e supermajors*) mais bem situadas na indústria.

Com efeito, uma empresa dominante que se defronta com um entrante em igualdade de condições, sua liderança, conforme mostra ROCHA (2002), dificilmente será sustentada. Em sua análise, o autor presume que um potencial entrante nestas condições pode supor que após a sua entrada, entre em vigor um regime de oligopólio de Cournot (duopólio), no qual as duas empresas estabelecem as quantidades produzidas simultaneamente. A partir deste suposto, o autor analisa a concorrência como um jogo em forma extensiva que acontece em três estágios:

- 1) No estágio inicial, a firma dominante estabelece seu nível de produção tendo duas opções – produzir Q_L tal como mostrado na seção anterior, ou produzir Q_M , que seria a quantidade de monopólio;
- 2) No segundo estágio, o entrante potencial decide entrar ou não no mercado – em caso negativo, o jogo termina, em caso positivo, o jogo caminha para o terceiro estágio;

- 3) No terceiro estágio, o novo entrante decide produzir a quantidade como num duopólio de Cournot e a empresa dominante deve decidir entre manter o nível de produção anterior, ou produzir a quantidade de Cournot.

Com base nas mesmas hipóteses sobre a curva de demanda da seção anterior, a melhor opção para a empresa dominante seria produzir uma quantidade igual ao do novo entrante, ou seja, as quantidades de um duopólio de Cournot:

$$Q_{Cournot} = \frac{A - c}{3b} \quad (\text{Eq.2.23})$$

De acordo com Rocha (2002), a ameaça de sustentação do nível de produção anterior à entrada não é viável, uma vez que a adoção do postulado de Sylos não apresenta uma posição de equilíbrio de Nash nestas condições. Neste sentido, como o entrante considera as expectativas de lucros pós-entrada, a limitação de preços pré-entrada teria impacto nulo na prevenção à entrada da mesma.

Para Koutsyannis (1975) e Guimarães⁹ (1983) existem outros argumentos contrários ao postulado de Sylos.

Primeiro: as barreiras à entrada relativas à existência de economias de escala e/ou à diferenciação de produto podem não ser relevantes se o entrante já existir em outra indústria. Os referidos autores acrescentam que elevadas barreiras à entrada, por permitirem um preço-limite elevado, podem, inclusive, incentivar a entrada, posto que o entrante potencial pode suportar prejuízos iniciais se os preços de mercado permitirem lucros para plantas de grande escala. Isto é, os potenciais entrantes podem inicialmente suportar prejuízos se existirem expectativas de lucros futuros.

Em segundo lugar: as barreiras podem ser transponíveis por entrantes inovadores, com acesso a novos métodos e processos de produção, ou que se estabeleçam em locais privilegiados em termos do mercado consumidor, ou que acessem as melhores fontes de recursos (inputs). Neste sentido, pode-se considerar que as barreiras que viabilizam a

⁹Para Guimarães (1983), p.41, “cabe rever inicialmente a hipótese de que a decisão de entrar em uma indústria depende da expectativa de obtenção imediata de lucro superior ao normal de modo a considerar a hipótese alternativa de que o entrante espera obter lucros dentro de certo intervalo de tempo (...) este intervalo pode ser relativamente dilatado no caso em que a entrada corresponde a uma diversificação de uma firma operando em outra indústria”.

adoção de estratégias de prevenção à entrada, não são dadas, porém suscetíveis à modificações. Deste modo, a própria hipótese subjacente ao “Postulado de Sylos” perde relevância na ocasião de mudanças estruturais na indústria (SILVA, 2003).

3.2.5 Sunk Costs e o preço-limite

Após o postulado de Sylos, foram desenvolvidos alguns modelos¹⁰ de prevenção estratégica à entrada a partir da flexibilização do referido postulado e de outras hipóteses do modelo tradicional. O modelo de Dixit (1980), por exemplo, inclui a capacidade produtiva e custos irrecuperáveis na definição de estratégias. A inserção destas variáveis ao modelo de preço-limite tradicional confere credibilidade e sustentabilidade ao postulado de Sylos frente à ameaça de entrada.

Ao assinalar que investimentos já realizados em capacidade produtiva não podem ser revertidos para outras finalidades, o modelo de preço-limite apresenta-se como um dos mais consistentes à análise da conduta da PETROBRAS no mercado de refino depois da quebra do monopólio em 1995.

Em Dixit as decisões da empresa dominante e da entrante ocorrem em dois períodos. No primeiro, a empresa dominante investe em capacidade produtiva, ampliável e geralmente irreversível para outros objetivos. No segundo, o entrante decide se ingressa ou não no mercado, com base na expectativa de que, após sua entrada, a indústria se torne um duopólio de Cournot. Os custos de produção de uma empresa dependem da capacidade instalada \mathbf{K} , além dos custos tradicionais de produção: custos fixos (\mathbf{F}) e variáveis (\mathbf{v}). A capacidade instalada tem um custo ‘ \mathbf{s} ’ por unidade de capacidade instalada (SILVA, 2003).

A empresa dominante (\mathbf{i}), por já ter investido em capacidade (\mathbf{K}_i), tem uma função de custo que é dada em função da quantidade produzida (\mathbf{q}_i) e da capacidade instalada (\mathbf{K}):

¹⁰ Para uma apreciação destes modelos ver Tirole (1988) capítulos 8 e 9, e/ou Gilbert (1989).

$$C_i(q_i, K) = vq_i + sK + F, \quad \text{se } q \leq K \quad (\text{Eq. 2.24})$$

$$(v + s) q_i + F, \quad \text{se } q > K \quad (\text{Eq. 2.25})$$

A condição $q > K$ implica adicionar nova instalação de capacidade produtiva pela empresa dominante. Assim, esta segunda curva representaria a curva de custos de longo prazo da firma dominante. Em relação à firma entrante, como esta ainda não realizou investimentos em capacidade produtiva, então não teria outros custos irrecuperáveis e sua curva de custos é dada por: $C_e(q_e, K) = (v + s) q_e + F$. (Eq. 2.26)

Com base na curva de custo total da empresa dominante, observa-se que a firma teria uma curva de custo marginal descontínua que se comportaria conforme Gráfico 5:

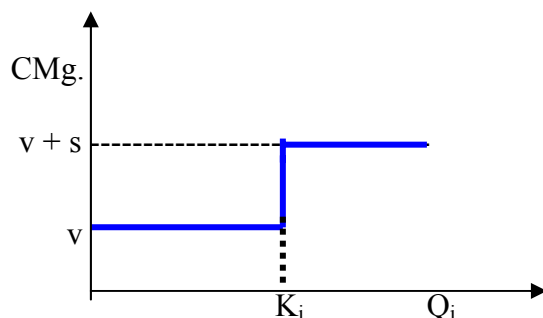


Gráfico 5: Custo marginal da empresa dominante na presença de prévia capacidade instalada.
Fonte: TIROLE (1988).

Na condição de $q_i \leq K_i$, o custo marginal de produção no curto prazo seria ‘v’, o qual por sua vez é menor que o custo marginal de longo prazo ($v+s$) para qualquer unidade de produção $>$ do que K_i .

Com base no Gráfico 5, pode-se observar o valor do investimento em capacidade produtiva: reduzindo-se o custo de produção até o limite de capacidade, a produção de $q_i = K_i$, torna-se vantajosa no segundo período. Dessa maneira, o investimento em K_i representa um comprometimento da empresa dominante com a produção no nível K .

Em face da interdependência entre as ações das duas empresas, a curva de reação da entrante determina a quantidade ótima a ser produzida, em função da quantidade definida pela firma dominante. Neste caso, tem-se que a função de reação da firma entrante (R_e) será dada por:

$$R_e(q_i) = \frac{[a - (s + v) - bq_i]}{2b} \quad (\text{Eq. 2.27})$$

Como a empresa dominante apresenta uma curva de custo com descontinuidade terá duas curvas de reação. Na região em que $q_i \geq K$, teria a mesma curva de reação da entrante, a qual seria dada por:

$$R_i(q_e)_1 = \frac{[a - (s + v) - bq_e]}{2b} \quad (\text{Eq. 2.28})$$

Por outro lado, quando a firma opera com excesso de capacidade, isto é, $q_i < K$, a curva de reação seria dada por:

$$R_i(q_e)_2 = \frac{(a - v - bq_e)}{2b} > R_i(q_e)_1 \quad (\text{Eq. 2.29})$$

Nesta condição o equilíbrio pode ser observado no Gráfico 6:

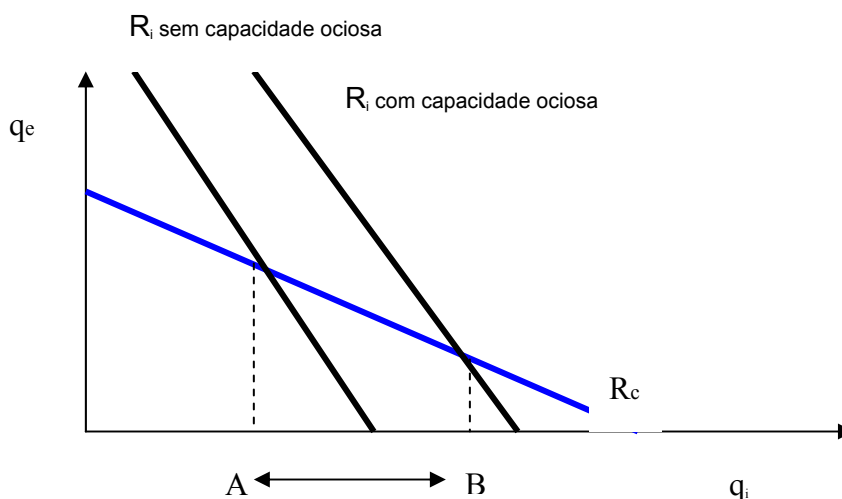


Gráfico 6: Curva de reação e equilíbrio com investimentos em capacidade produtiva e custos irrecuperáveis
Fonte: Gilbert (1989).

Pelo Gráfico 6, a curva de reação “**R_i, sem capacidade ociosa**” da empresa dominante representa as quantidades produzidas em resposta a uma ação da empresa entrante para $K_i < q_i$. Por sua vez, a curva de reação “**R_i com capacidade ociosa**” da empresa dominante representa as quantidades produzidas em função da produção esperada da empresa

entrante, na presença de capacidade ociosa. Assume relevância nestas curvas o fato de que na presença de capacidade ociosa, a reação da empresa dominante será sempre por uma maior capacidade de produção, o que se justifica pelo menor custo marginal na produção de quantidades inferiores ou iguais a capacidade instalada.

Na condição da empresa dominante **(i)** não apresentar excesso de capacidade, o equilíbrio seria no ponto **A**. Se a empresa dominante apresenta capacidade ociosa, então o ponto de equilíbrio seria no ponto **B**. Quaisquer pontos na faixa da curva de reação da empresa entrante entre os pontos **A e B** seriam pontos de equilíbrio, compatíveis com a hipótese de concorrência em quantidades no segundo período.

A variável central na determinação do ponto de equilíbrio é o nível de capacidade instalada **K**. Se, dado um investimento em capacidade **K**, (Gráfico 5, p. 45), o ponto de equilíbrio resultante seria tal, que o entrante não conseguiria cobrir seus custos médios, então uma empresa racional optaria por não efetivar a entrada. Assim, se a quantidade limite (**Q_L**) definida no modelo tradicional situar-se entre **A e B** (Gráfico 6), então a firma dominante definiria este nível de produção e, portanto, bloquearia a entrada do entrante potencial.

No modelo de Dixit, o investimento em capital fixo e irreversível pode se constituir numa efetiva forma de bloquear o ingresso de um novo entrante potencial, ainda que a empresa entrante apresente a mesma curva de custos da firma dominante. Justifica-se esta barreira à entrada pelo fato de que, se a empresa dominante estiver comprometida com investimento em instalação de capacidade, mesmo nas condições de um duopólio de Cournot, pós-entrada, a manutenção, ou resposta da firma dominante com aumento de capacidade torna-se uma estratégia competitiva viável (GILBERT, 1989, p. 492)¹¹.

De acordo com Gilbert (1989), o mérito em Dixit é o de que os incentivos estratégicos para o bloqueio à entrada dependem das decisões da empresa dominante antes da entrada, e das expectativas de concorrência pós-entrada, o que por sua vez será função das condições do potencial entrante. Isto é, uma empresa dominante **sem capacidade ociosa, ou capacidade produtiva suficiente para abastecer o mercado**, dificilmente consegue estabelecer uma

¹¹ “The incumbent invests in (sunk) capacity which allows the firm to commit to a fixed output in excess of A. This commitment is larger than the incumbent’s post-entry equilibrium output that would result if its capital costs were not sunk. (...) The output commitment reduces the demand available to the entrant and allows the incumbent firm exploit economies of scale in the entrants technology” (GILBERT, 1989).

estratégia sustentável de prevenção estratégica à entrada quando se defronta com *players* sob as mesmas condições de concorrência.

3.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

A fundamentação teórica descrita neste capítulo serve de base para a análise da qualificação das barreiras e a viabilidade de entrada na indústria de refino de petróleo no Brasil pós-abertura do setor o que será visto no Capítulo 3. Com base no exposto nesta seção, cabem algumas considerações pontuais que ampliarão o foco da base teórica.

Primeiro: pode-se concluir que a decisão de entrada em uma indústria é função de uma expectativa de lucros imediatamente pós-entrada e de lucros futuros. Neste sentido, a taxa de crescimento da demanda se constitui fator relevante na determinação do grau de barreira à entrada. Assim, quanto mais dinâmica a demanda, isto é, quanto maior o mercado, mais fracas tendem a ser as possibilidades de bloqueio à entrada. Entretanto, o grau de barreira à entrada não é somente estrutural, é, em parte, também endógeno às empresas, isto é, depende das estratégias competitivas (conduta) das firmas presentes no mercado.

Segundo: são muitos os fatores que influenciam a decisão de investimento de uma nova empresa entrante em um determinado mercado. Os mais relevantes são os lucros presentes obtidos pela empresa dominante, o grau de barreira à entrada estática ou estrutural, as reações à entrada (retaliações da empresa dominante), a conduta provável da fila dos outros entrantes remanescentes, a magnitude dos custos irreversíveis (*sunk costs*) de reunir informações e decidir. Ou seja, são fatores variáveis de indústria para indústria e modificáveis no tempo, o que implica grande dificuldade para estabelecer princípios gerais sobre a problemática da entrada.

Terceiro: no modelo, utilizado como fundamentação teórica, não se pode negar que existem fragilidades nas definições de preço-limite. A questão do preço e demais formas de competição que repercutem instantaneamente sobre a relação preço/custo de entrada não são os únicos fatores ou mecanismos para se analisar a viabilidade de competição em um

mercado. É evidente que a análise da concorrência envolve outros elementos que exigem investimentos prévios, em geral, vultosos, dos quais a inovação é o principal, mas não é o único exemplo. E, ainda que se considere na referida análise apenas o preço, o grau de barreiras à entrada também não é o único elemento a explicar a conduta das empresas.

Apesar das limitações, a vertente estruturalista das barreiras à entrada permanece como um dos instrumentos mais úteis para a análise do funcionamento da indústria. Assim, o que Bain e seguidores introduziram não foi a constatação da presença de limitações a mobilidade do capital, mas a definição da barreira à entrada como o fator essencial na determinação do preço-limite, deslocando o debate da teoria da formação de preços da concorrência real para a potencial, e por conseguinte, do curto para o longo prazo.

Quarto: A teoria dos preços-limite, isto é, preços dissuasivos ou impeditivos de entrada, o que a rigor corresponde, dada à demanda de mercado, a uma capacidade instalada, esta sim, impeditiva de entrada, foi formulada, segundo à tradição estruturalista, apenas como um parâmetro estrutural dos mercados, principalmente oligopolísticos que apresentam significativas barreiras à entrada, cuja adoção efetiva supõe uma estratégia das empresas líderes em preservar a estrutura existente, e não como uma determinação estrutural inexorável.

Quinto, a existência de economias de escala sugerida pelo próprio Bain como uma fonte fraca de barreiras à entrada é um dos pontos mais controvertidos da teoria das barreiras à entrada. Neste sentido, Modigliani e Sylos-Labini foram os autores pioneiros no debate sobre a pertinência da adoção de um preço-limite quando as estruturas de custos das empresas estabelecidas e entrantes são rigorosamente iguais e o produto é homogêneo. Definiram que as condições requeridas para a presença de economias de escala são:

- 1) A Escala Mínima Eficiente – EME não negligenciável em comparação com o tamanho da demanda de mercado;
- 2) Os custos médios de produção em escalas subótimas sensivelmente superiores aos custos médios mínimos de longo prazo, isto é, a elevação da curva de escala na região subótima.

Assim, duas possíveis hipóteses de entrada são viáveis. Na primeira, o entrante sabendo

que a decisão de entrar em escala mínima eficiente provocaria um aumento substancial da produção da indústria e, por conseguinte, uma sensível redução dos preços correntes, logo optaria por uma entrada em pequena escala, ou seja, em escala subótima. Neste caso, uma firma dominante operando em escalas eficientes, poderia praticar um preço-limite correspondente ao diferencial de custos a seu favor. Existe um consenso entre os economistas industriais que o resultado provável é o de ingresso eficazmente impedido.

Questiona-se, entretanto, o realismo desta hipótese posto que apenas em certas condições particulares, como por exemplo, quando a tecnologia confere grande flexibilidade de capacidade de produção – modularização do investimento – para as empresas entrantes, pode-se esperar entradas em escalas subótimas.

Na segunda hipótese, mais realista, o entrante decide operar uma planta industrial em escala mínima eficiente. Neste caso, poderá ou não existir excesso de capacidade de produção na indústria, sendo necessário formular hipóteses adicionais a respeito da reação da empresa dominante. É exatamente neste ponto que a questão se torna mais controvertida e apresenta contornos mais nítidos.

A vertente estruturalista que analisa a questão da entrada, em geral, aceita que a reação mais provável da firma dominante é a conhecida estratégia de “não-resposta em quantidade”, chamada posteriormente como “Postulado de Sylos”. Ou seja, a manutenção da quantidade produzida pela empresa dominante implicará, num segundo momento, pós-entrada de um novo competidor, excesso de oferta da indústria cuja conseqüência imediata seria uma redução do preço de mercado, capaz de proporcionar para a empresa dominante uma lucratividade positiva, mas que se reduziria para um nível pós-entrada incompatível com a expectativa de lucros pela entrante. Assim, o grau de barreira à entrada de escala seria tanto maior quanto maior for a redução esperada para o preço pós-entrada.

Uma outra opção de conduta possível da empresa dominante seria a “não-resposta em preço”. Neste caso, a empresa dominante decidiria pela redução do nível de produção, visando manter a oferta total da indústria nos níveis pré-entrada, promovendo assim a acomodação da capacidade adicional introduzida pela firma entrante. Alguns economistas defendem essa estratégia como a mais plausível, posto que a manutenção da quantidade

ofertada significaria uma guerra de preços que implicaria prejuízos para todos, enquanto que a acomodação poderia proporcionar ainda algum nível de lucratividade pós-entrada para a empresa dominante (KUPFER, 2002, p.121).

A hipótese da reação da empresa dominante baseada na manutenção do preço, se, por um lado, corresponde a um cenário mais favorável para a firma entrante, por outro, sugere uma conduta ingênua da empresa dominante. Na prática, o que se observa é que a empresa que domina um determinado mercado, não optaria pela redução do seu “*market-share*”, cujo nível alcançado pré-entrada, foi possivelmente resultado de grandes esforços competitivos, e, segundo, não se contentaria com uma dupla pressão negativa sobre sua lucratividade, uma vez que venderia quantidades menores e ainda enfrentaria um acréscimo de custos por passar a operar mais próximo ou mesmo abaixo da EME – Escala Mínima Eficiente. Finalmente, uma conduta acomodativa ainda poderia incentivar novas entradas na indústria, o que agravaria as perdas iniciais suportadas pelas empresas estabelecidas.

4 QUALIFICAÇÃO DAS BARREIRAS E A VIABILIDADE DE COMPETIÇÃO NO REFINO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A abordagem do preço-limite descrita no Capítulo 2 anterior considerando o nível de capacidade de produção, definiu a fundamentação teórica para se analisar a viabilidade de entrada no mercado de refino no Brasil depois da abertura do setor petróleo. Dando seqüência este Capítulo 3, busca qualificar as barreiras relevantes para uma avaliação do nível de blindagem e viabilidade à entrada ou não no mercado de refino por um entrante potencial. Tal avaliação está associada ao que ocorre no mercado mundial da indústria do petróleo, suas tendências, e aos aspectos técnico-econômicos da refinação. Contudo, devem ser observados alguns pontos pertinentes para ampliar o foco da base teórica a fim de torná-la mais consistente com a análise empírica.

O primeiro ponto relaciona-se à definição de entrada em um mercado, entrada essa que, conforme Bain (1956), somente será considerada se houver adição de nova capacidade de produção e que teria como incentivo a expectativa de lucros estritamente positivos. O referido autor em sua definição de “condição de entrada” usa o termo “vendedor” (*seller*) e não o termo produtor, ou firma (*firm*).

Neste caso, a expressão utilizada pelo próprio autor flexibiliza a definição de entrada posto que permite incluir não só os produtores domésticos, mas também os importadores de derivados de petróleo. Esta flexibilização conceitual viabiliza alternativas de “entradas”, em menor escala, de novos ofertantes no mercado, ao reduzir o nível de investimento inicial em relação ao requerimento de escala para oferta de refinados de petróleo no mercado brasileiro, através da liberação das importações de nafta petroquímica, diesel, GLP e LGN, e da liberação para construção e operação de plantas de gasolina pelas centrais petroquímicas (SILVA, 2003).

O segundo ponto relaciona-se à expectativa de lucros estritamente positivos pós-entrada. Como foi enfatizado, firmas entrantes podem objetivar não só lucros imediatamente pós-

entrada, mas também uma previsão de lucros em longo prazo. Este suposto é, principalmente, mais viável para os entrantes com capacidade de suportar inicialmente prejuízos financeiros. É consensual que os grandes *players* na indústria do petróleo possuem porte financeiro, comercial, tecnológico, igual ou maior que a firma dominante no mercado nacional, e, neste particular, teriam condições de bancar a entrada no mercado se existissem grandes expectativas de lucros num prazo determinado.

As grandes empresas tradicionais, transnacionais nos segmentos de distribuição e revenda de combustíveis no mercado brasileiro ao lado das nacionais Ipiranga e Manguinhos (30% Repsol) presentes no refino, são entrantes potenciais na oferta de combustíveis no Brasil e contam com o reconhecimento dos clientes não havendo, *a priori*, a barreira referente à preferência dos consumidores.

As vantagens competitivas da empresa dominante oriundas, sobretudo, de sua estrutura verticalmente integrada em toda a cadeia produtiva, *upstream, midstream e downstream*, caracterizam-na como um único *player* nacional capaz de competir em igualdade de condições com os potenciais entrantes. A empresa tem o domínio do mercado e contabiliza um elenco de vantagens que propiciam à adoção de práticas competitivas de prevenção estratégica à entrada, como os constantes investimentos à frente da demanda com geração de capacidade excedente nos combustíveis básicos, acesso privilegiado ao seu próprio petróleo com auto-suficiência e baixos custos de extração e refinação. E uma outra importante vantagem é a disposição geográfica do seu parque de refino que propicia o abastecimento de mercados regionalizados.

Além disso, a formação de expectativas acerca dos ganhos econômicos do estabelecimento de uma nova opção de oferta (importação ou produção de derivados) depende do quadro de estabilidade das regras vigentes na indústria, nem sempre confiáveis. Um quadro de instabilidade, com riscos institucionais, restabelecimento do monopólio, por exemplo, tende a distorcer a formação de expectativas e, por conseguinte, a se constituir em mais uma barreira à entrada. Entre todos os fatores citados, o mais relevante que pode anular as expectativas de um potencial entrante é a dimensão do mercado interno residual.

A partir do modelo desenvolvido por Dixit (DIXIT Apud GILBERT, 1989), a presença de

capacidade instalada prévia pela firma estabelecida é um elemento fundamental para a adoção de estratégia de prevenção à entrada. Como será visto neste capítulo, a PETROBRAS dispõe de capacidade excedente, em derivados como óleo combustível e gasolina. Deste modo, com base no modelo do preço-limite, então, a empresa, a princípio, teria uma menor capacidade de bloquear a entrada de outros competidores no mercado de derivados como, diesel, GLP e nafta petroquímica que ainda importa. Porém, a existência de capacidade instalada prévia permite alterar a estrutura industrial do setor através de constantes *revamps* que ampliam a oferta de todos os combustíveis.

O terceiro ponto relaciona-se ainda ao preço-limite, entendido como o preço máximo que define se a entrada de uma nova empresa refinadora no mercado brasileiro é ou não economicamente viável.

A princípio, com base na flexibilização da definição de entrada, a viabilidade econômica para o ingresso é função de um preço que seja capaz de cobrir os custos da nova oferta adicional. Como se sabe, o petróleo e os derivados são considerados *commodities* para os quais existe um mercado internacional organizado em bolsas de negócios (Bolsa de Londres e de Nova Iorque), onde se pode transacioná-los a partir dos preços estabelecidos.

Logo, o custo da oferta de um novo entrante seria determinado pelos preços estabelecidos nestes mercados, os quais são considerados preços de referência para o cálculo do custo de oportunidade da produção e venda no mercado interno. A presença de outros custos e barreiras à internacionalização dos derivados abre a possibilidade de um diferencial entre os preços internacionais e os cobrados no mercado interno e que será tanto maior quanto maiores estes custos.

Em suma, os preços dos combustíveis definidos no mercado internacional assumem relevância como parâmetro para a definição dos preços internos, mesmo diante da presença de uma firma dominante.

Dito isto, o passo seguinte é analisar a viabilidade de entrada no refino, qualificando as barreiras à entrada. Este capítulo, além destas considerações iniciais, está estruturado em três seções: A primeira trata das características do setor petróleo, isto é, o que ocorre na

política mundial, o caráter volátil dos preços do petróleo, o bloco dos países produtores e exportadores, o bloco dos países ricos consumidores, o dos países com pequena escala no setor, o bloco da China, Rússia e Índia e o caráter vertical da indústria. A segunda seção apresenta os principais aspectos técnico-econômicos da refinação, economias de escala, a trajetória tecnológica e o grau de complexidade. A terceira expõe o caso Brasil e a viabilidade de um novo entrante no refino brasileiro com um balanço das vantagens e desvantagens da abertura do setor petróleo no Brasil e as conclusões do capítulo.

4.2 O MERCADO MUNDIAL DO PETRÓLEO: PRODUÇÃO, CONSUMO E ASPECTOS GEOPOLÍTICOS.

Atualmente, o petróleo é uma das principais incógnitas no caminho do desenvolvimento global. Com a produção em declínio, já por alguns anos, nas principais fontes e sendo hoje mais difícil de anunciar, com frequência, novas grandes descobertas, houve um movimento que transformou as *majors* em *supermajors*, com o objetivo de unir forças e o volume de reservas. Foi assim que surgiu uma nova onda de fusões nos últimos anos.

A Exxon comprou a Mobil. A Chevron comprou a Texaco. A britânica British Petroleum (BP) comprou a Amoco e a Arco. A RD/Shell¹² que não realizou o mesmo movimento, foi obrigada a admitir que suas reservas de petróleo eram 30% menores que as anunciadas aos investidores acionistas, daí o escândalo que culminou com a saída do seu CEO.

A Chevron/Texaco pagou alto preço, em 2005, pela norte-americana Unocal, cobiçada pela estatal chinesa CNOOC. Sem esta aquisição, a taxa de renovação de reservas da Chevron/Texaco não ultrapassaria os 40-45% em 2005. O grupo econômico estatal francês TOTAL é fruto de sua fusão em 1999 com a **Petrofina** (Bélgica) e com a **Elf-Aquitaine** estatal francesa (em 2000), formando a TotalFinaElf (ficando só TOTAL em 2003). Em 2004 a TOTAL foi considerada uma das 4 maiores petrolíferas do mundo e em

¹²Depois da empresa Shell reconhecer, em janeiro de 2004, que suas reservas estavam superestimadas em algo próximo de um terço com uma forte queda na produção de suas jazidas de Yebal, em Omã, e outras perdas em todo o mundo, outras transnacionais, com ações negociadas na bolsa e submetidas a controles contábeis por empresas de auditoria, anunciaram suas reavaliações para baixo. A empresa americana El Paso anunciou uma reavaliação em suas reservas para baixo em cerca de 11%. Mais recentemente (janeiro de 2006) o grupo espanhol Repsol-YPF teve também que diminuir em 1,25 bilhões de barris suas supostas reservas — isto é, 25% do total do que fora estimado antes (SARKIS, 2006).

setembro/2006 adquiriu 48,3% da CEPSA incluindo ativos petroquímicos em Camaçari. Junto com a desaceleração das descobertas e com a redução da relação reservas/produção¹³ (R/P), um outro risco pesa sobre o mercado do petróleo. Trata-se do declínio na produção, num bom número de países, e da insuficiência de investimentos voltados para desenvolver as novas tecnologias necessárias para o suprimento da demanda. Por causa da redução na produção e do aumento de suas necessidades, certos países, antes grandes exportadores de petróleo, tornaram-se importadores (Indonésia, Egito, Tunísia e os Estados Unidos), ou estão em vias de se tornar (Gabão, Omã e Síria).

No México, um estudo realizado pela PEMEX alerta para o risco de um declínio na extração muito mais rápido que o previsto – principalmente no campo de Cantarell. Suas reservas de 2 bilhões de barris representam 60% da produção no País. Para o Mar do Norte, estudos da EIA (2002) prevê o declínio das reservas de 6,6 bilhões de barris em 2002 para 4,8 bilhões em 2010 e apenas 2,2 bilhões de barris previsto para 2030 (EIA, 2002).

É evidente que a chegada do pico de produção de petróleo não implicará a sua falta da noite para o dia. A demanda global continuará atendida, pelo menos, por trinta anos. Mas não se pode supor que a produção se manterá constante durante este período, sobretudo se a demanda mundial continuar a evoluir à taxas crescentes. Na verdade, conforme as previsões dos especialistas, a produção mundial tende a declinar gradualmente.

Em sua análise sobre o *“peak oil”*, - pico ou teto máximo de produção do petróleo, Campbell (2005) parte de uma base de reservas mundiais na ordem de 780 bilhões de barris, enquanto as companhias de petróleo estimam um total de reservas de 1,15 trilhões de barris¹⁴. O diferencial ocorre, porque as empresas produtoras de petróleo consideram todo tipo de reserva, seja em águas profundas, seja nos pólos, onde seria preciso perfurar quilômetros de calota gelada para extraí-lo. Além disso, a indústria petrolífera soma indiferenciadamente o petróleo, do melhor ao imprestável, incorporando nos cálculos as

¹³A relação R/P é um indicador que demonstra em quanto tempo o petróleo existente se esgotaria. Refere-se ao montante das reservas mundiais de petróleo comprovadas dividido pela produção mundial.

¹⁴Para Pereira (2002), “dentro os prognósticos e suas respectivas metodologias de elaboração, o realizado por M. King Hubbert, em 1956, prevendo a dinâmica do declínio das reservas de óleo nos EUA, e suas sucessivas revisões e extensões em nível global, tornaram-se referenciais obrigatórios. Inclusive para Colin Campbell e Jean Laherrère que, em 1997, publicaram na conceituada revista de divulgação Scientific American, sob o título “O fim do óleo barato”, a mais recente peça apocalíptica sobre o assunto”. Disponível em: www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet19.shtml

superestimativas das reservas dos países do Oriente Médio.

Observa-se que o objetivo imediato das superestimativas era aumentar a cota de produção anual de cada membro da OPEP. Segundo as regras do cartel, o limite anual de produção de um País-membro é proporcional ao tamanho de sua reserva. Logo, quanto maior a reserva, maior poderá ser a produção anual. Essa prática irregular teve seu início com o Kuwait, que entre 1980 e 1984, anunciou que tinha reservas de 63 a 65 bilhões de barris. Em 1985, sem novas descobertas, as estimativas oficiais saltaram para 90 bilhões de barris.

Acrescenta o autor que o disparate foi tamanho que abriu caminho para que outras nações produtoras (OPEP+Não-OPEP) fizessem o mesmo. Os Emirados Árabe-Unidos incharam artificialmente suas reservas de 31 bilhões de barris para 92 bilhões de barris. A Arábia Saudita passou a divulgar reservas de 257 bilhões de barris, contra 117 bilhões antes. A Venezuela elevou seus números de 25 bilhões para 66 bilhões de barris. Nas contas de Campbell, esse artifício foi descontado tornando o cálculo mais seletivo e preciso.

Assim, a aproximação do pico da produção mundial resultou num impacto dos preços internacionais agravados pela turbulência no Oriente Médio e conflitos na Nigéria, Angola e nos países da CEI (ex-URSS). Por outro lado o papel da OPEP, como cartel, é o de cumprir a sua finalidade primordial: cortar a produção para manter o preço alto o qual só tende a aumentar até que a demanda seja reduzida via recessão ou por alguma forma de racionamento (CAMPBELL, 2005).

De acordo com o ex-ministro francês da OTA – Organização do Território e Ambiente, Yves Cochet, os choques de petróleo nas décadas de 70 foram políticos e não econômicos. Em 2005, quando a demanda mundial média aproximou-se dos 84 milhões de bpd, as margens de manobra da oferta mundial (OPEP + não OPEP) tornaram-se praticamente inexistentes. Na OPEP a margem de manobra deixou de ser relevante para manter ou elevar, via mecanismo de alterações na oferta, sua banda de variação dos preços¹⁵.

¹⁵A banda de variação é o intervalo de preços estipulado pela OPEP, para o qual o preço não está abaixo o suficiente para dilapidar sua renda petrolífera, nem alto o suficiente para induzir a entrada no mercado de produtores marginais ou investimentos em fontes alternativas de energia o que reduziria seu *share* na oferta mundial de energéticos. Desde o contrachoque do petróleo (1986-1991), a política da OPEP tem sido a de gerenciar sua oferta para manter os preços do barril nesta faixa de flutuação que no primeiro trimestre de

Em 2006, todas as fontes de produção atingiram sua capacidade máxima, no limite da procura, e com o risco de que um acontecimento atípico (greve, sabotagem, guerra, terrorismo, conflito local...) reduza o abastecimento mundial, o que impulsionaria mais ainda para cima os preços do barril. Ou seja, enquanto a oferta não conseguir acompanhar a procura, o preço do petróleo aumentará até que um número suficiente de consumidores ajuste o seu consumo às possibilidades do seu orçamento. Se a oferta mundial estacionar nos 84 milhões de bpd, os preços estabelecer-se-ão no nível necessário para que o consumo não ultrapasse estes 84 milhões de bpd. E quando o esgotamento geológico se acentuar, o declínio absoluto da oferta mundial será a uma taxa de pelo menos 2% ao ano. Os preços aumentarão ainda mais para excluir mais consumidores e reduzir o consumo.

Entretanto, a dependência de numerosos países em petróleo para suas necessidades vitais implica que a demanda global continuará forte. O crescimento e o aumento da população mundial continuarão a alimentar uma progressão da procura da ordem de 1,5% ao ano. Com efeito, os números mostram que a procura de petróleo é relativamente inelástica em relação ao preço de mercado. Ou seja, não necessariamente a demanda mundial do petróleo diminuirá porque os preços se elevarão.

Conforme Cochet (2005), a demanda mundial, em 2004, cresceu mais de 3,5%, ou seja, 2,7 milhões de bpd, a alta mais forte dos últimos vinte e cinco anos, ao passo que a cotação do barril médio passou de US\$ 26 em 2002 para US\$31 em 2003, US\$41 em 2004, US\$60 em 2005 e chegou a atingir quase US\$80 em julho/2006.

Desde o início de 1999 até o fim de 2004, as cotações do petróleo bruto aumentaram 350% e a procura em 10%, ao contrário de todas as previsões. Este fenômeno poderia quase se denominar elasticidade inversa: a procura cresce quando as cotações sobem. Entretanto, esta "regra" surpreendente não vale senão até um certo nível dos preços, para uma velocidade moderada da subida, e para uma duração limitada de preços elevados (COCHET, 2005).

A ausência de substitutos econômicos para o petróleo e o grau de essencialidade que este

2004 flutuou entre US\$21 e US\$ 28. Estima-se que esta banda de variação esteja atualmente entre US\$50 e US\$60 de acordo com patamar dos preços (agosto –2006).

energético apresenta torna o consumo relativamente insensível ao preço, isto é, não só o petróleo, mas inclusive os principais derivados como a gasolina, GLP, o diesel e as naftas petroquímicas apresentam demandas inelásticas ao preço¹⁶ – ao menos no curto prazo, embora exista um maior número de substitutos econômicos para os derivados, o que não ocorre até o presente para o petróleo.

Assim, o mercado de petróleo em equilíbrio no qual a demanda e a oferta são inelásticas, o preço apresenta grandes variações. Qualquer desequilíbrio entre quantidades ofertadas e demandadas implica maior variação de preços até o restabelecimento do equilíbrio. Este efeito explica a oscilação ou volatilidade potencial dos preços.

Para Penrose (1971), em face das características do mercado de petróleo, um excesso de oferta sobre a demanda pode levar a uma acentuada redução nos preços.

(..) o fato de as atividades de produção de óleo, o transporte, o refino, a estocagem e a distribuição exigirem grandes somas de capital, implica pesados custos fixos aos produtores para produzir e recuperar o mais rápido possível seus custos afundados (*sunk costs*) e suas despesas gerais; o fato de que a demanda não responde prontamente, crescendo quando os preços decrescem significa que os preços são facilmente puxados para abaixo dos custos de produção relativamente menores. (PENROSE, 1971).

Outro ponto de instabilidade é a estrutura oligopolística da indústria petrolífera mundial. Nessa estrutura, a presença de um reduzido número de empresas com capacidade de controle de preços e interdependência nas funções de reação implica a não existência de uma posição única e estável de equilíbrio. Tal posicionamento apenas é alcançado pela imposição de hipóteses restritivas ao comportamento das firmas (CLÔ, 2000).

Visando evitar os efeitos perniciosos dos desequilíbrios entre oferta e demanda oriundos de uma competição mais intensa nos preços, a forma de organização padrão na indústria petrolífera, conforme será detalhada no item **3.2.5**, é a da integração vertical¹⁷ das

¹⁶Fernandez e Teixeira, (2001, p.17) diagnosticaram que os derivados de petróleo apresentam pouca sensibilidade a variação de preços. Constataram baixas elasticidades-preço próprias das demandas por derivados de petróleo, sendo 0,06 para a gasolina, 0,014 para o óleo combustível e 0,036 para o diesel.

¹⁷Rosa (1993) identifica que Perruchet e Cueille (1922) ao analisarem as 15 maiores empresas petrolíferas, entre elas 4 *majors* (Shell, Exxon, BP e Mobil) sobre os aspectos da integração vertical entre o upstream e downstream, diversificação geográfica, incerteza e volatilidade dos lucros, chegaram a conclusão de um índice (v) de verticalização = produção upstream/produção downstream, e classificaram as empresas em 3 grupos quanto ao grau de integração vertical: a) forte, com $v = 0,6$ (6 empresas); b) média, com $0,6 > v > 0,2$

atividades, internacionalização e coordenação oligopolística entre as firmas. Esta forma de organização, que se acentuou entre as décadas de 40 e 70, prevalece nos dias atuais e foi responsável pelo período de maior estabilidade de preços na indústria de petróleo mundial.

Deste modo, a transição de um longo período de estabilidade de preços¹⁸ para um período de instabilidade remonta aos fatores que levaram a flexibilização das formas de coordenação e ao planejamento da oferta, exercido pelo oligopólio internacional das transnacionais de petróleo. O Gráfico 7 mostra os períodos de estabilidade e volatilidade dos preços em dólares correntes para o barril de petróleo WTI (West Texas Intermediate).

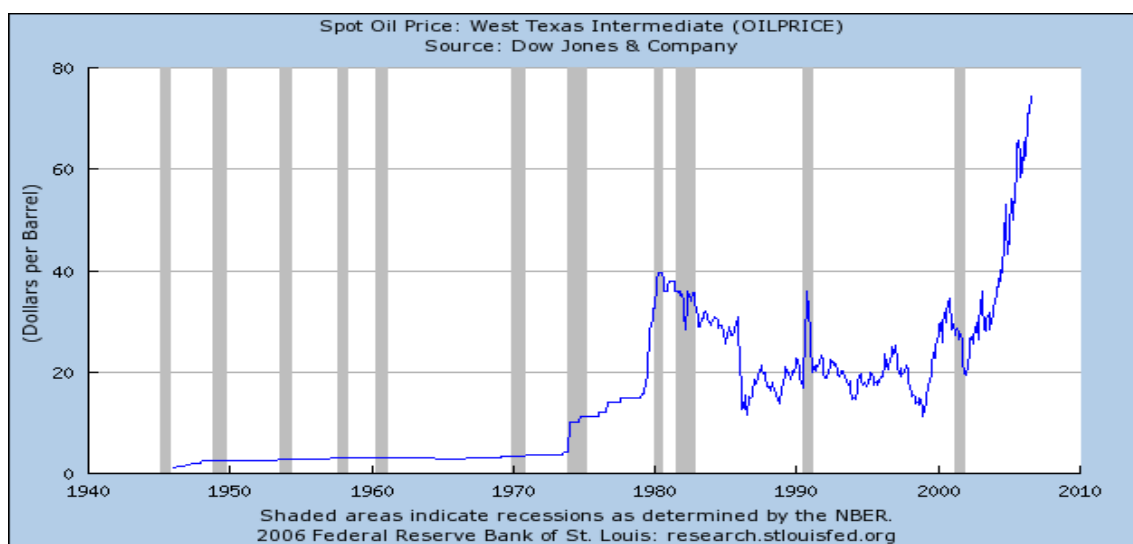


Gráfico 7: Comportamento dos preços do petróleo bruto: 1940-2006 em dólares correntes por barril, no mercado WTI de petróleo

Fonte: Federal Reserve Bank - (Dow Jones & Company – (2006))

Existem diferentes tipos de petróleo que são produzidos e comercializados, diferindo em função das características, isto é, teor de enxofre, sais, rentabilidade em maior volume de

(7 empresas); c) fraca, com $v < 0,2$ (para apenas 2 empresas). Pinguelli Rosa identifica que a PETROBRAS, embora não estudada pelos autores (Perruchet e Cueille), produzindo 51% do petróleo que refinava, já em 1991, apresentava um índice de integração vertical $v = 0,57$.

¹⁸Em 22 dos 30 anos de 1940 a 1970 havia uma estabilidade substancial do preço nominal (com variações de 5%). As oscilações substanciais ocorreram somente durante as épocas excepcionais (A Segunda Guerra Mundial, a crise de Suez, a batalha dos seis dias em 1967 entre árabes e Israelenses). Por aproximadamente três décadas o preço de óleo no mercado internacional permaneceu entre US\$1,5 e US\$2,0 dólares o barril, uma fase extraordinária e durante esse período a demanda aumentou por um fator de 8, aproximadamente um volume de 3 bilhões de toneladas, quando o fluxo do petróleo do Oriente Médio foi multiplicado por 70 vezes, acima de 1 bilhão de toneladas" (CLÔ, 2000, p.65).

refinados leves com maior valor agregado, como a gasolina, o GLP e a nafta petroquímica¹⁹.

Assim, o critério para a cotação dos diversos tipos de petróleo é a definição de **um óleo cru de referência**, a partir do qual se adiciona um diferencial de qualidade e custos de transporte. Os três principais petróleos brutos de referência são: o *Brent*, o *West Texas Intermediate (WTI)* e o *Dubai*. Os preços *spot* de cada um destes servem como referência para a comercialização em uma determinada “área de influência”. Por exemplo, todos os tipos de petróleo bruto produzidos ou destinados ao mercado europeu e africano têm seu preço formado a partir do *Brent*. No caso do continente americano, o *WTI* é o cru de referência principal. O Quadro 1 ilustra a composição do preço para os diferentes tipos de cru.

DESTINO	CRU DE REFERÊNCIA	BASE DE PREÇO	FATOR TEMPO DE ENTREGA	FATOR DE AJUSTE US\$/bbl	PREÇO FINAL US\$/bbl
EUROPA					
Arabian Light 34	Brent	FOB	60 dias após o carregamento	+ 0,55	58,21
Iranian Light 34	Brent	CIF	Data do carregamento	+ 0,60	58,14
EUA					
Arabian Light 34	WTI	FOB	60 dias após carregamento	- 1,11	57,87
Nigerian Bonny Light 37	WTI	FOB	15 dias após carregamento	- 0,83	57,88
EXTREMO ORIENTE					
Arabian Light 34	Oman + Dubai	FOB	Média mensal	+ 0,94	61,71
Kuwait 31	Oman + Dubai	FOB	Média mensal	+ 0,37	61,56

Quadro 1: Formação de preço dos diferentes tipos de cru – outubro/ 2006
Fonte: NIMEX/WTRG (2006),

Na seção seguinte procura-se entender a situação petrolífera brasileira a partir do desmembramento da indústria mundial do petróleo em países que apresentam escala e os

¹⁹As cotações médias da nafta petroquímica no mercado europeu que servem de base para o custo do insumo no Brasil, avançaram de US\$436/tonelada no primeiro semestre de 2005 para US\$570 em 30/07/2006, com alta de 30,73% no período. Uma tonelada é \approx 7,32 barris (VALOR, 2006).

que não têm. Assim, a seção a seguir apresenta os países divididos em blocos: os produtores, os consumidores, os ricos, o bloco da China, Rússia e Índia, os sem escala, para daí se analisar o caso Brasil e as barreiras à entrada no refino.

4.2.1 O bloco dos países produtores

Este bloco refere-se aos países considerados grandes produtores e exportadores. São os países que detêm as grandes reservas mundiais de petróleo e que garantirão o seu suprimento por 40 a 50 anos ou mais. São eles: a Arábia Saudita, o Iraque, o Irã, o Kuwait, Abu Dabi, Venezuela, o México, a Líbia, a Nigéria e a Argélia.

Sem exceção, esses países nacionalizaram sua indústria petrolífera assumindo o controle de suas reservas de petróleo e das demais atividades no País. Mantêm poderosas empresas estatais e não abrem mão do controle dos negócios. Os seus chefes de Estado envolvem-se diretamente com os negócios do petróleo e suas empresas estatais executam a política petrolífera do País.

As empresas estatais, criadas praticamente nas últimas cinco décadas, partiram da comercialização de petróleo e desenvolveram a refinação, a petroquímica e os fertilizantes. Nesse caminho, evoluíram para a compra de refinarias no exterior e mesmo a compra de redes de postos de gasolina nos EUA e Europa. Essas empresas são: a Saudi Aramco da Arábia Saudita, a NIOC do Irã, a ADNOC de Abu Dhabi, a KPC do Kuwait, a Pertamina da Indonésia, a PEMEX do México, a PDVSA da Venezuela, a Sonatrach da Argélia, a NOC da Líbia, a INOC e a SOMO²⁰ do Iraque e a NNPC da Nigéria, entre outras.

Por outro lado, esses países, notadamente os do Oriente Médio e da África, vêm se envolvendo em conflitos armados, o que tem debilitado a economia local. A crescente influência dos países desenvolvidos no Oriente Médio, resultante do envolvimento direto na última guerra do Golfo (invasão do Iraque), e na África, aliado à carência de recursos

²⁰*State Oil Marketing Organization* (Somo), a estatal iraquiana que coordena as vendas de petróleo e derivados no Iraque.

dos países desse bloco, vem forçando a maioria desses países em desenvolvimento a firmarem parcerias com algumas transnacionais.

Os interesses de alguns desses países em alavancar mercado adicional para seus excedentes de petróleo, os levaram a estudar a conveniência de suas estatais estabelecerem algumas parcerias com as *majors e supermajors*, sem abrir mão do domínio absoluto que têm sobre os negócios do petróleo e do monopólio. Quando muito, algumas das transnacionais são chamadas para resolver problemas específicos e para associarem-se em “*joint-ventures*”, mantendo-se, entretanto, a estatal do País cada vez mais forte.

As razões básicas dessas parcerias são: a existência de imensas reservas, sem mercado local garantido no momento, especialmente de gás natural e óleos ultrapesados e um grande déficit de divisas necessárias para alavancar o desenvolvimento nesses países. Para isso, associam-se em projetos específicos voltados para exportação. Este caso não se aplica aos países como o Brasil, que, por enquanto, não tem expectativa de reservas suficientes para exportar petróleo e gás, tendo em vista que ainda é importador de petróleo leve, LGN (gás de cozinha), diesel, GLP e nafta petroquímica.

O México que se integrou aos EUA através do NAFTA²¹, e a Venezuela, por exemplo, mantêm o absoluto controle, por intermédio de suas estatais, dos negócios petrolíferos do País.

Na Venezuela, que conta com 68% das reservas de gás da América do Sul e 57% das reservas da América Latina e do Caribe, a estatal PDVSA firmou parcerias com as transnacionais para um projeto de exportação de gás natural liquefeito para os EUA e Europa em função de suas imensas reservas de gás e pequeno mercado interno, para a exportação de petróleo ultrapesados e de gás natural cujas reservas são suficientes para cerca de 80 a 100 anos de extração nos limites em que atualmente podem ser usados no mundo. Como não tem mercado interno, a solução é exportar. Nesses dois casos, as estatais locais do México e Venezuela, visando ampliar o mercado externo firmaram parcerias com as transnacionais ávidas por petróleo e gás do mundo inteiro.

²¹ NAFTA – North American Free Trading Agreement, (Bloco formado pelos EUA, México e Canadá) a partir de 1994.

Além dessa estratégia de ampliar mercado para os seus produtos, o presidente venezuelano, Hugo Chávez, firmou três acordos regionais que deram origem à Petrocaribe, Petrosul e Petroandina, cujo propósito é o de congregar esforços econômicos, políticos e sociais no âmbito da América Latina. O primeiro desses blocos, a Petrocaribe, conta com a participação da Venezuela e de 14 países do Caribe; o segundo, a Petrosul, é formado pela Venezuela, Brasil, Uruguai e Argentina. A Petroandina é composta pela Venezuela, Colômbia, Bolívia e Equador. Esses três grupos foram constituídos ao longo do ano 2005 visando à criação, mais a frente, da **PETROAMÉRICA**, um consórcio estatal de companhias de petróleo que englobaria todos os países do hemisfério Sul e que, teoricamente, contribuiria para solucionar os problemas de abastecimento da região.

Ainda em 2005, durante a reunião de cúpula do Mercosul, em Assunção, foi também proposta a criação de um cone energético sul-americano (a ser constituído por uma rede de gasodutos e de energia elétrica) que atenderia às necessidades de gás e de energia elétrica dos países da região. Esses projetos têm como objetivo criar um anel energético que levaria LGN do campo peruano de *Camisea* até o Chile, Argentina, Brasil e Uruguai, com conexão também com a parte superior da América Latina, formada pela Petrocaribe. O Brasil que apresenta déficit na produção de LGN e sendo a PETROBRAS participante do bloco PETROSUL projeta investir em parceria (35%) com a PDVSA (65%) para produzir gás *offshore* na Venezuela.

O México cujas reservas²² de petróleo eram há 12 anos, maiores do que as dos Estados Unidos, alguns analistas admitem que após a adesão ao NAFTA a produção de petróleo atual apresenta-se em declínio. Mesmo assim, se de um lado há forças que entendem que o petróleo do México é o grande, senão o único trunfo, do País nas negociações comerciais; de outro, há os que entendem ser o controle estatal do petróleo mexicano um entrave para se efetivarem acordos necessários ao desenvolvimento da economia local.

De qualquer forma, como na Venezuela, o México, ao dominar absolutamente todos os segmentos do setor petróleo, vem oferecendo alternativas de cooperação diferentemente do que já ocorreu no Brasil com os contratos de riscos e atualmente com a abertura do setor sem interferência no controle de suas estatais. Assim, as grandes estatais SAUDI

²² PIW (1992)

ARAMCO, PDVSA, PEMEX, PETROBRAS tornam-se cada vez mais fortes ao mesmo tempo em que as fusões das *majors* e suas parcerias, nesses países, as fortalecem, fechando, mais ainda, o mercado mundial.

4.2.2 O bloco dos países ricos e principais consumidores

Esse bloco refere-se a países ricos e grandes consumidores incluindo os EUA, países europeus e o Japão. Esses países têm capital, tecnologia, poder político e bélico, isolados ou em conjunto que lhes permite um amplo domínio da economia mundial em quaisquer circunstâncias. Praticamente não têm reservas de petróleo ou estão em acentuado declínio.

Nesses países há intensa regulamentação do setor petróleo e uma presença de suas *supermajors* privadas com forte influência na política do petróleo, Royal Dutch/Shell (Inglaterra e Holanda), Exxon/Mobil (EUA), Chevron/Texaco (EUA), BP/Amoco/Arco (Inglaterra/EUA), TotalFinaElf (França/Bélgica), Repsol/YPF (Espanha), Phillips Petroleum (EUA), Idemitsu, Cosmo, Showa Shell (Japão), ou estatais como a Statoil (Noruega), a JNOC (Japão) e a ex-estatal italiana ENI.

Tais países têm tradição de leis antitrustes, experiência no manejo com cartéis e oligopólios e onde a indústria de petróleo não é absolutamente a líder. Aplicam altas somas em P&D, inovações, detêm altos saldos comerciais na balança de pagamento e controlam de alguma forma a economia mundial, inclusive relacionando as questões comerciais com a problemática do equacionamento da dívida externa dos países em desenvolvimento.

As privatizações da ENI (Itália), ELF e TOTAL (França) e mesmo a *British Petroleum* e *British Gás* na Inglaterra, Repsol (Espanha) ocorreram com o governo mantendo parte do controle através da *Golden Share*.

Ocorre que a Europa, economicamente forte, entendeu de, entre seus países, estabelecer ampla competição de acordo com as regras da CEE (Comunidade Econômica Européia), atual UE (Unidade Européia). Nesse caso, o poder de uma empresa estatal conflitaria com

as chamadas práticas de livre comércio entre os países do bloco europeu. Essas empresas regulam-se quase como empresas privadas e o poder estatal lhes dá maior *status* do que têm as empresas privadas. No entanto, a Europa se abre internamente, mas se une como bloco através da formação da UE (Unidade Européia). Assim, as privatizações dessas empresas ocorreram sob outros ditames. Isto é, a Europa privatizaria algumas estatais em troca de um continente comercialmente fechado, embora totalmente aberto internamente. Porém, mesmo nesse caso, como já citado anteriormente, os governos mantiveram o controle quer conservando 50% das ações, quer criando como foi nos casos da BP (Inglaterra), TOTAL e Elf (França), Petrofina (Bélgica), ENI (Itália), a *Golden Share*, ou seja, uma ação especial com o poder de controle. Na verdade essas empresas passaram a ser transnacionais européias, verdadeiros impérios da Unidade Européia (UE), e até mais fortes do que as estatais originais, com interesses em dezenas de países e não perderam mercado.

Por outro lado, o acesso desses países às reservas mundiais de petróleo e aos produtos refinados se faz naturalmente através de seus recursos comerciais, econômicos, militares e tecnológicos. Suas empresas multinacionais, (sejam as *supermajors* privadas anglo-americanas que desde os primórdios da indústria petrolífera dominaram esse fantástico negócio, ou as *supermajors* “privadas” e estatais européias), associaram-se com as estatais de alguns poucos países grandes produtores de petróleo para garantir mais algumas reservas de petróleo e, também, para assumir o lugar das pequenas estatais de países de menor expressão, no contexto da indústria mundial de petróleo.

Nesses países ricos e principais consumidores, a indústria de refinação e sua infra-estrutura energética estão absolutamente consolidadas. Foi deste modo que as firmas desse bloco se fortaleceram e asseguram petróleo para seus países e para sua perpetuidade como empresas. O Japão colocou suas empresas de petróleo no exterior fazendo acordos de longo prazo para importação de gás natural liquefeito (LGN) numa ligação simbiótica entre vendedor e comprador enquanto busca, incessantemente, associações para produzir petróleo e gás no exterior, através de suas estatais de petróleo nos países que abriram a indústria petrolífera, inclusive no Brasil, participando das licitações da ANP. O Japão não tem petróleo, mas considera o petróleo e o gás vitais para a sobrevivência nacional e,

assim, fazem valer seus recursos econômicos e tecnológicos para garantir reservas fora de seus territórios, usando inclusive suas estatais.

Os EUA poderiam ser considerados um bloco à parte dado algumas características próprias. Seu mercado corresponde a 25% do mercado mundial.

A indústria do petróleo nasceu nos EUA e a sua primeira grande empresa foi formada praticamente monopolizando o mercado. Tal foi seu poder e tamanho que o governo, acionou a Lei antitruste, dissolvendo a *Standard Oil* que, já em 1911, quando foi desmembrada, dividia o mercado mundial com uma ou duas outras empresas de petróleo. Posteriormente, até a entrada em cena das empresas estatais a partir da década de 50 existiam sete companhias, inicialmente de caráter estadual, mas que continuavam a crescer e a dominar os mercados nacional e mundial (Exxon, Chevron, Mobil, Gulf, Amoco, Sohio e Continental). Essas empresas, mais a ROYAL DUTCH/SHELL, originárias da fusão de duas companhias, holandesa e inglesa, praticamente monopolizaram todas as atividades petrolíferas, dividindo o mercado mundial entre si. A história do petróleo é, assim, uma história de monopólios públicos ou quase públicos e privados.

Assim, os países ricos construíram impérios empresariais, grandes conglomerados industriais e financeiros que se reforçam e se renovam constantemente, mediante suas estratégias competitivas via associações com estatais dos países produtores para aquisições de reservas e negócios em países de estatais de menor porte.

Deste modo, no plano do mercado mundial, o que se observa é o fechamento do mercado em torno dos mesmos atores e menos espaços para todos os outros. Os países ricos garantem suas reservas e os países em desenvolvimento que necessitam de um maior crescimento econômico perdem o controle desse estratégico insumo energético.

Não bastasse tudo isso, os países desse bloco constituíram imensas reservas estratégicas de petróleo e gás natural liquefeito que garantem meses de consumo, mesmo com interrupção total de importação em caso de guerra.

Em 2001, Bush assumiu a Casa Branca com a clara missão de resolver o problema da vulnerabilidade do império estadunidense no setor energético. Um relatório apresentado pelo seu vice Dick Cheney, no início de sua primeira gestão, indicava que em 2020, os EUA teriam que importar 45% do total de petróleo utilizado pelo País, se as taxas de consumo permanecessem estáveis. Porém, com um crescimento médio do consumo à taxa anual de 1,8 %, em 2015, os EUA terão que importar 20,8 milhões de barris por dia, ou seja, algo como 81 por cento de suas necessidades. As reservas estratégicas do País (isto é, a quantidade de petróleo bruto disponível nas jazidas do seu próprio território) dariam, aproximadamente, para três anos de consumo, descontada a hipótese de se iniciar a exploração e produção de petróleo bruto no território do Alasca, hipótese considerada fora de questão pela Academia de Ciências dos Estados Unidos, em função da tragédia ambiental implicada.

Apesar dos respeitáveis estudos técnicos sobre a vulnerabilidade dos EUA em relação as suas reservas de petróleo, no entanto, o País, que só teria, em 1992, reservas para menos de 10 anos de consumo, vem assegurando o seu abastecimento em função do poder militar, econômico e de suas transnacionais petrolíferas.

4.2.2.1 Balanço da demanda X oferta mundial

Após um crescimento médio de 1,54% ao ano, durante o período 1992-2002, a demanda mundial aumentou 1,93% em 2003 e 3,7% em 2004. Atingiu um recorde de 82,1 milhões de bpd em 2005. Em apenas três anos, a demanda por petróleo aumentou em 5,5 milhões de bpd. O crescimento foi muito grande especialmente na China com um salto de 7,6% em 2003 e 15,8% em 2004.

Tamanho aumento da demanda levou os países produtores a extraírem até o limite de sua capacidade. A esse fator adiciona-se a saturação da capacidade de transporte e refino, sobretudo nos EUA, o que aumentou naturalmente a espiral ascendente dos preços.

As estimativas disponíveis, sobretudo as da Agência Internacional de Energia (AIE) e do Departamento norte-americano de Energia (DOE), prevêem um aumento de 50% no consumo mundial durante os próximos 25 anos. Isso provocaria um salto de 82 milhões de barris/dia, em 2005, para 115,4 milhões, em 2030, segundo a AIE (ou 131 milhões de acordo com o DOE). Como assinala um anúncio recente do grupo norte-americano Chevron/Texaco: “foram necessários 125 anos para que o mundo consumisse o primeiro trilhão de barris de petróleo, mas serão necessários apenas 30 anos para que se consuma o segundo” — o que corresponde ao total das reservas comprovadas (SARKIS, 2005).

Pelo relatório do Simmons Bank²³ (2006), sobre as origens das recentes mudanças na oferta e procura global de petróleo, conclui-se que, entre 1991 e 2005, a procura global por petróleo cresceu 16,5 milhões de barris por dia. O mais impactante é que a demanda mundial cresceu de 58,9 milhões de bpd em 1991 para 79,8 milhões de bd em 2005. Ou seja, além do colapso não previsto da antiga União Soviética, a procura de petróleo do resto do mundo cresceu em 20,9 milhões de bpd em apenas 14 anos (35%, isto é, 2,5% por ano) em contraposição às projeções conservadoras de outros especialistas.

O Gráfico 8 ilustra as tendências da demanda dos maiores consumidores mundiais.

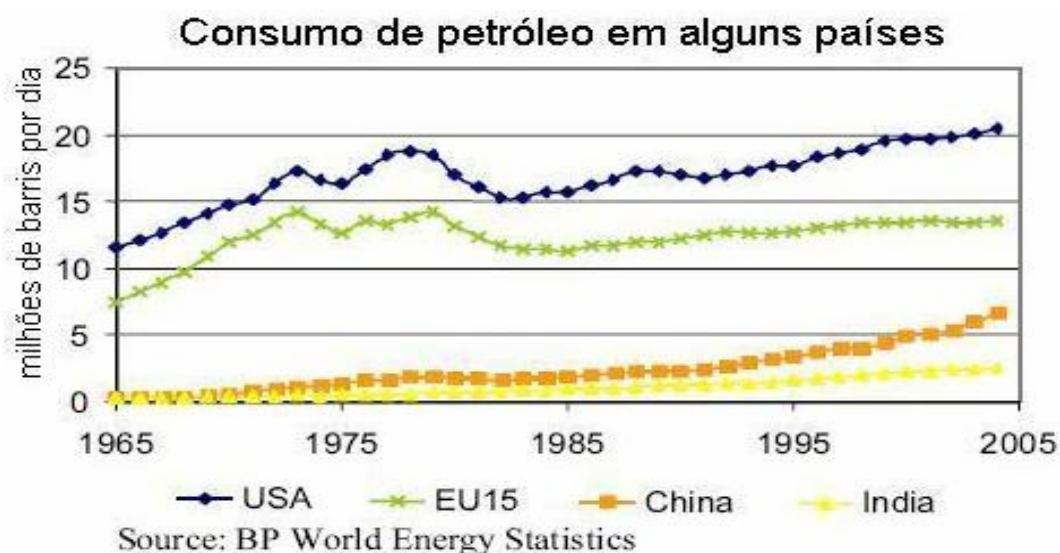


Gráfico 8: Principais consumidores mundiais de petróleo (1965-2005)
Fonte: British Petroleum World Energy Statistics (2006)

²³ *Simmons & Co. International Bank*, banco de investimentos independente, especializado na indústria energética.

Do lado da oferta, a produção de petróleo não-OPEP, fora da antiga URSS, cresceu, nestes mesmos 14 anos (1991-2005), apenas modestos 6,7 milhões de bpd, de 31 para 37,7 milhões de bpd. Isto é, menos do que 0,5 milhões de bpd. Outras regiões importantes atingiram o pico e entraram em declínio. Se a antiga URSS não tivesse sido capaz de crescer de 10,4 para 11,6 milhões de bpd e a OPEP de crescer de 25,6 para 34,2 milhões de bpd, a economia mundial provavelmente entraria em colapso em 2005.

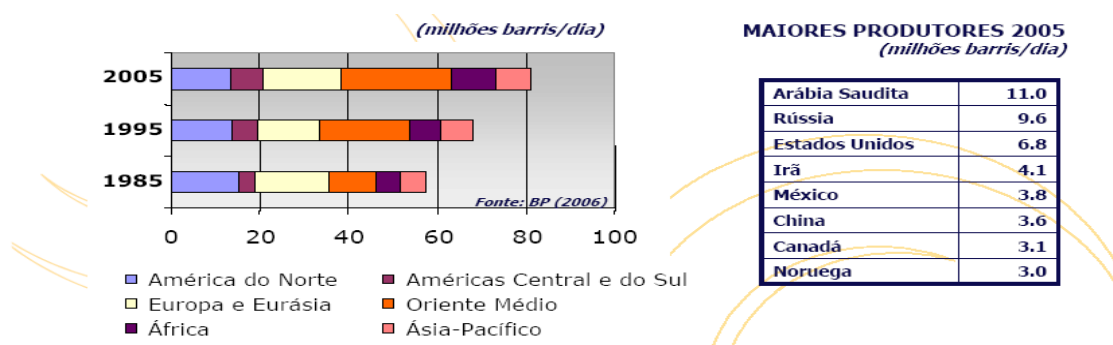


Figura 1: Produção mundial de petróleo
Fonte: BP (2006)

Observa-se acima uma produção mundial de petróleo menos concentrada que as reservas e um crescimento da produção global em 2005 puxado pelos países da OPEP e América do Sul (Venezuela, Brasil e México). A produção atual (junho/2006) gira em torno de 81,1 a 82 milhões de bpd.

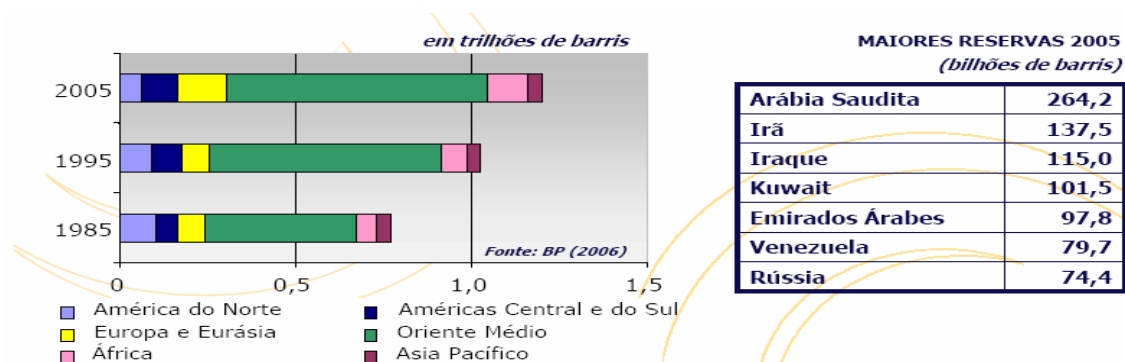


Figura 2: Reservas de petróleo
Fonte: EIA/DoE (2006)

De acordo com a EIA/DOE (2006), as reservas²⁴ mundiais estão concentradas no Oriente Médio (61 a 63%). Com um crescimento na África e na Europa/Eurásia, as reservas atuais

²⁴ Os números (aproximadamente) exatos referentes às reservas mundiais foram revisados por Campbell para 780 bilhões de barris ASPO (2005)

estão em torno de 1,2 trilhões de barris. As reservas estimadas para 2030 atingirão 2 trilhões de barris, enquanto a produção mundial será de 118 milhões de bpd

O Gráfico 9 mostra as projeções para a produção mundial de petróleo da OPEP e fora da OPEP para petróleos classificados em convencional (bacias petrolíferas terrestres) e não convencional (petróleo *offshore*). O acréscimo na oferta mundial de petróleo *offshore*, segundo os estudos da EIA/DOE, será muito pequeno, porém suplantado pela produção de petróleo convencional em níveis maiores. Atualmente a oferta mundial de todos os tipos de petróleo situa-se num patamar de 81 milhões de bpd, sendo que deste total 28 milhões de bpd são ofertados pelo cartel da OPEP que se encontra no seu limite máximo de produção.

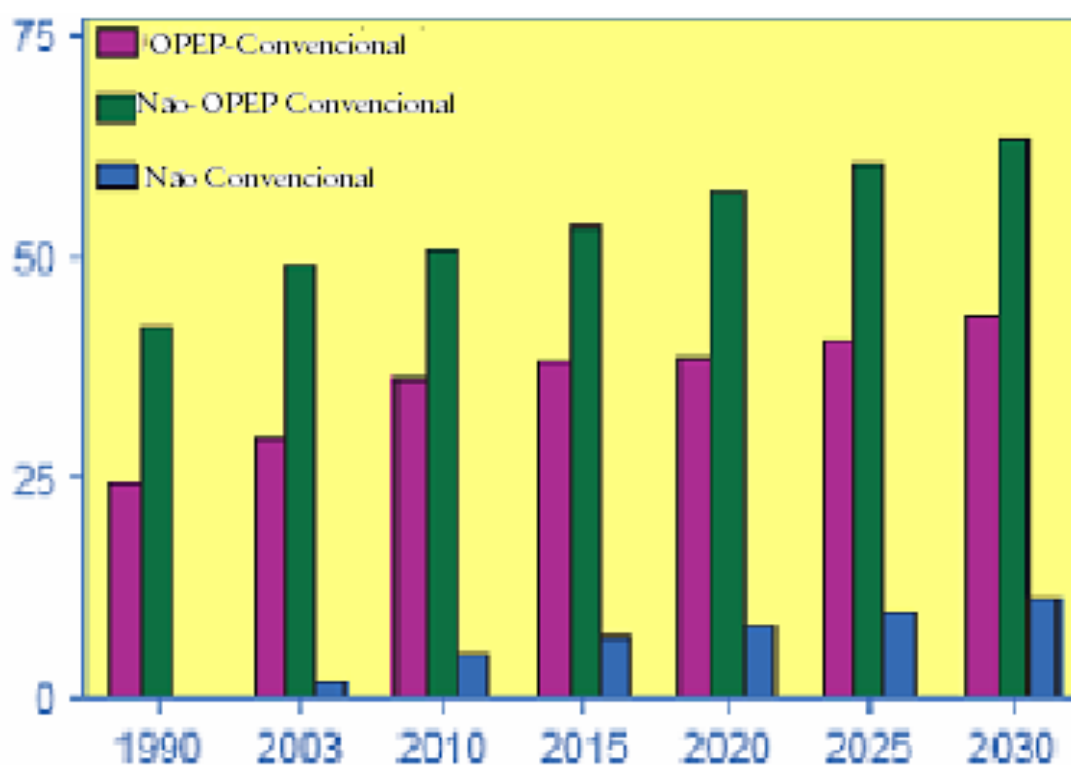


Gráfico 9: Produção Mundial de Petróleo em Milhões de Barris/Dia
Fonte: MME/EIA/DoE (2006)

Para o DOE/EIA/MME, o aumento da demanda mundial por derivados de petróleo foi impulsionado pelo setor de transportes, automóveis, aviações e navios, cujo consumo, entre 1985 até 2005, de destilados leves, médios, óleos combustíveis, mostrados nos Gráficos 10 e 11, revela uma tendência que não deve se alterar nos próximos 20 anos.

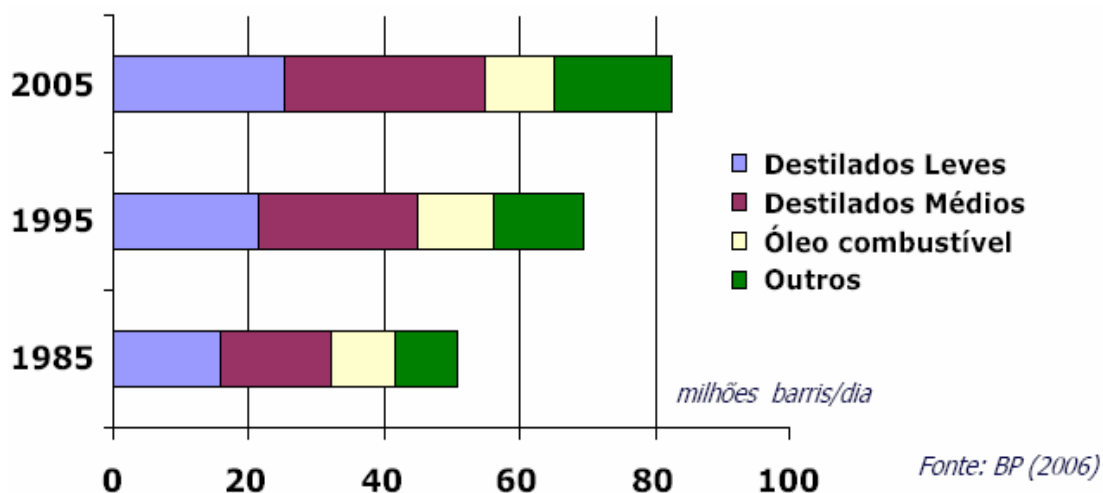


Gráfico 10: Evolução do Perfil da Demanda Mundial de Derivados de Petróleo
Fonte: MME/EIA/DoE (2006)

Evolução do Perfil da Demanda de Derivados de Petróleo no Mundo

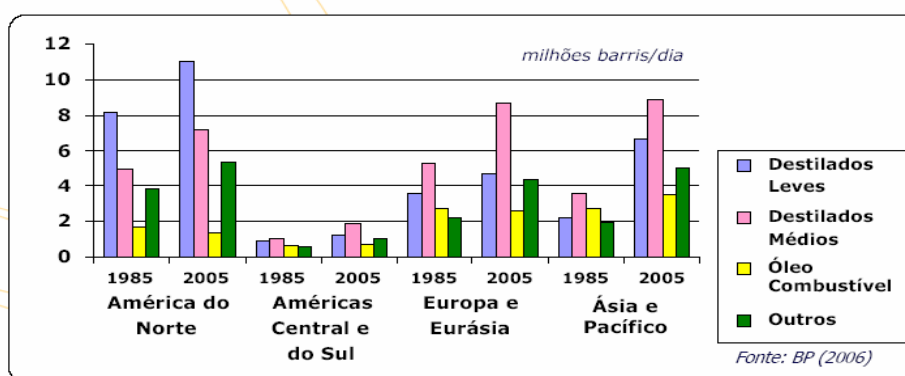


Gráfico 11: Demanda Mundial de Combustíveis por Região (1985-2005)
Fonte: MME/EIA/DoE (2006)

De acordo com os estudos da EIA, dependendo da região, a demanda mundial de derivados leves (gasolina para automóveis, querosene de aviação, gasolina de aviação, gás líquido pressurizado (GLP), solventes e nafta petroquímica) é liderada pela América do Norte, cujo consumo é puxado pelos Estados Unidos, e pela Europa e Ásia que lideram o consumo de derivados médios (diesel) em função da crescente dieselização da frota de transportes. O Gráfico 12 seguinte mostra as tendências do consumo mundial até o ano 2025.

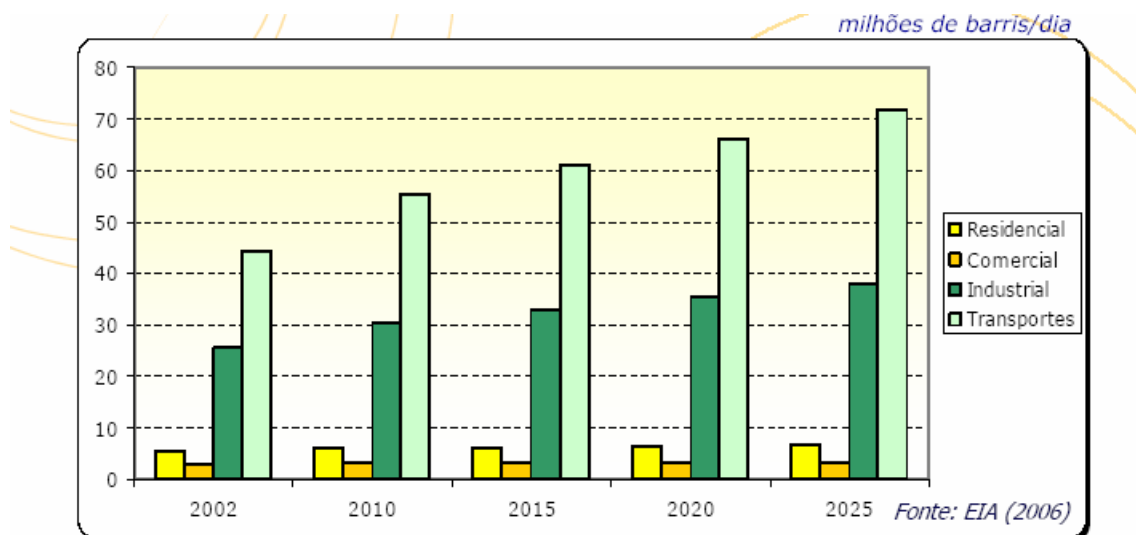


Gráfico 12: Perspectivas para a Demanda Mundial de Petróleo e Derivados
Fonte: MME/EIA/DoE

Observa-se que os meios de transportes tendem a aumentar a participação no consumo mundial de combustíveis seguido do setor industrial com maior crescimento (3,5% ao ano) nos países emergentes da Ásia, impulsionado principalmente pelo crescimento industrial chinês e indiano.

Em relação ao balanço **oferta X demanda** mundial de combustíveis, a empresa *British Petroleum* apresentou em agosto/2006 um perfil da produção e do consumo de derivados de petróleo por região considerando a oferta como a capacidade de processamento nominal regional das refinarias e da capacidade efetivamente em processo.

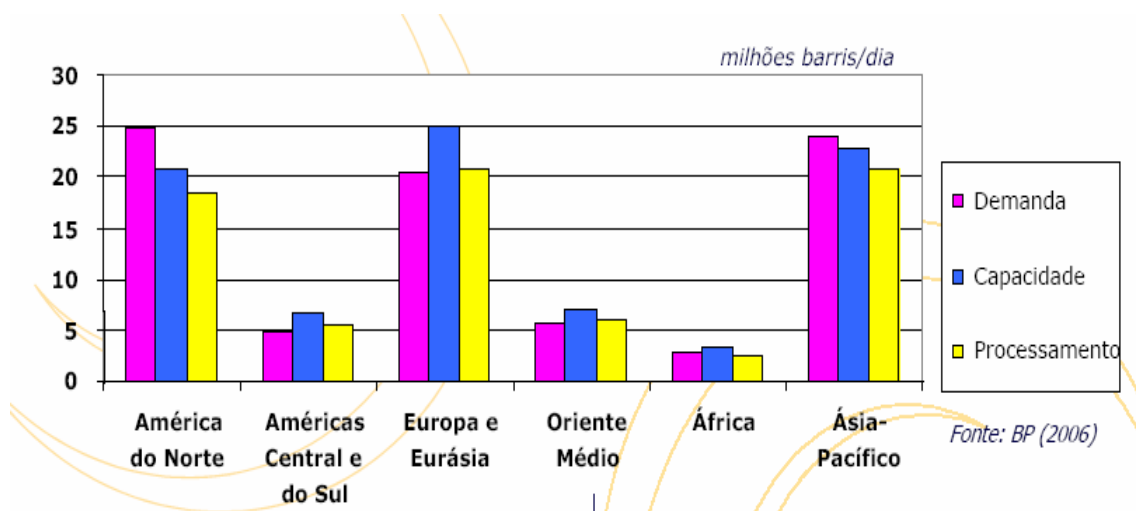


Gráfico 13: Oferta X demanda mundial de derivados de petróleo
Fonte: BP (2006)

Segundo a BP, a demanda mundial por combustíveis oscila entre uma demanda inferior e superior à capacidade mundial de refino e depende basicamente do fator de utilização das refinarias o qual é afetado periodicamente por ajustes tecnológicos para adaptação à produção de diesel (paradas para manutenção, ampliação e reformas) e por outras situações como a obsolescência das refinarias, sobretudo na ex-URSS. Na América do Norte e na Ásia-Pacífico a demanda é superior à capacidade instalada. Nas Américas Central e do Sul é inferior, mas praticamente igual a capacidade de refino efetivamente processada, tal como na África e no Oriente Médio. Na Europa e Eurásia a demanda é inferior à capacidade de refino, porém apresenta-se no mesmo nível da capacidade atual de processamento, isto é de refino.

O Gráfico 14 ilustra a situação e a tendência do bloco dos grandes países consumidores, cuja relação reservas/produção apresenta-se em declínio, dando apenas para poucos anos de consumo numa escala de 0 a 90 anos.

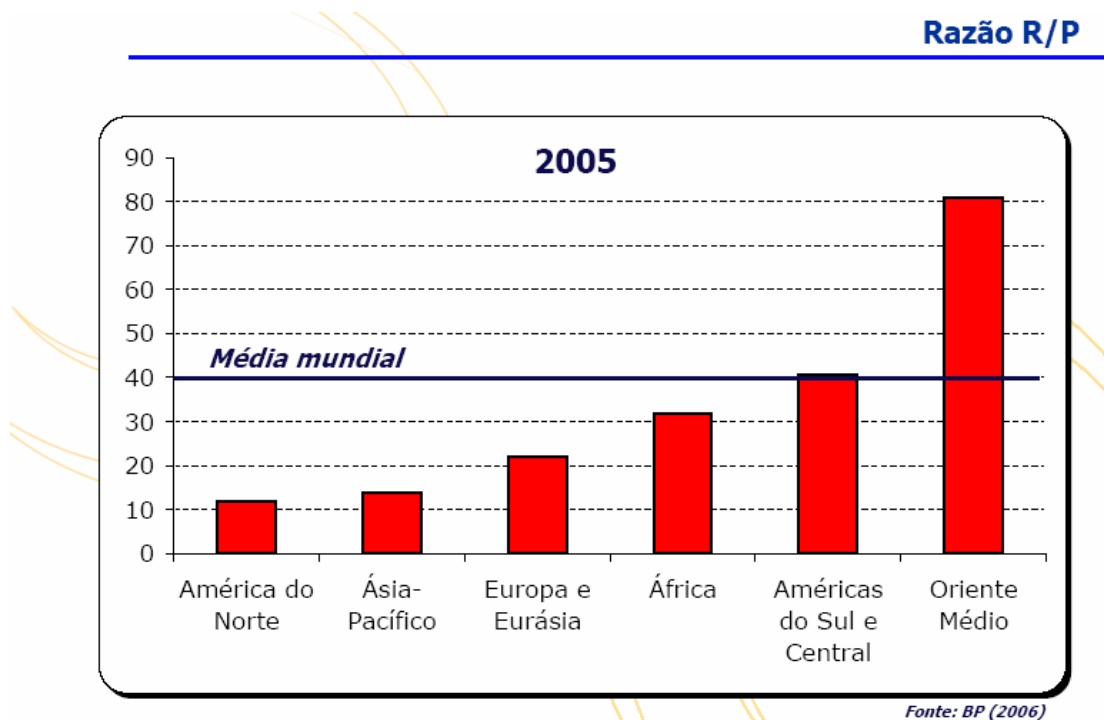


Gráfico 14: Relação das Reservas Mundiais de Petróleo/Produção
Fonte: BP (2006)

De acordo com o Gráfico 14, a média mundial da relação R/P é de 40 anos, enquanto o bloco dos países produtores e exportadores essencialmente nos países do Oriente Médio,

América do Sul e Central e países da África, apresenta reservas provadas para um consumo próprio de cerca de 50 anos (em média), em função das baixíssimas taxas de consumo anuais desses países: Arábia Saudita, Iraque, Irã, Kuwait, Abu Dabi, Venezuela, México, Brasil, Líbia, Nigéria e Argélia. Nota-se reservas críticas, sobretudo nos países das regiões de maior consumo: América do Norte, Ásia-Pacífico, Europa e Eurásia.

Estima-se que o petróleo vendido no mundo corresponde à cerca de US\$ 2 trilhões de dólares por ano aos preços correntes base julho/2006. E os derivados são comercializados gerando uma receita que alcança cerca de US\$ 3 trilhões anuais.

Neste sentido, um produto que é vendido no mercado internacional por, em média, 10 a 20 vezes o seu custo médio de produção (US\$ 2,5 o barril) e controlado por poucas empresas e países; cujos preços oscilam durante o ano a cada acontecimento importante; que é um dos componentes mais relevantes nas questões estratégicas (políticas e militares) entre países consumidores e produtores; que é ponto da discórdia entre os grandes produtores no Oriente Médio; que representa somado ao gás, 62% da demanda mundial de energia; que não tem substituto a curto e médio prazo; que representa o maior negócio do mundo, que depende de elevados investimentos e que se incorre em alto risco para explorar, desenvolver, extrair e industrializar a produção; que não tem como ser cultivado ou inventado; que existe em escala significativa apenas em poucos países, certamente não pode ser considerada uma simples “*commodity*”, uma mercadoria regulada unicamente pelas forças de mercado. Há, além do fator mercado, os fatores políticos e geopolíticos que afetam a sua produção e os preços.

Em outras palavras: a fonte principal de energia do planeta, escassa e insubstituível no médio prazo, não renovável, é um bem precioso e vital para a economia mundial. A produção, a refinação, a indústria do gás, o transporte, o comércio de petróleo e derivados nunca serão atividades comuns e nunca o foram. Quem muito consome deixa de ter reservas e quem muito produz tenta, por todos os meios ter ou manter o domínio sobre as suas reservas. Em todas as guerras nos últimos 100 anos e nas decisões da ONU o controle do petróleo e de seus derivados foram determinantes e vitais em termos estratégicos (PETROBRAS, 1994).

4.2.3 O bloco dos países com pequena escala no setor

Neste bloco, encontram-se os países ditos em desenvolvimento como a Bolívia, Peru, Colômbia, Equador, Argentina, Cuba e outras dezenas de pequenos países na África sem significativa expressão no mercado mundial de petróleo.

Nesses países o quadro é diferente. Fatores como a falta de escala na indústria local de petróleo, impedindo o desenvolvimento de pesquisa tecnológica, as pressões políticas de caráter internacional para a abertura do setor petróleo, a queda na economia local, a pouca ou nenhuma opção para resolver o problema do abastecimento do País, em face do insucesso ou poucas perspectivas de suas estatais de petróleo (falta de escala, de tecnologia, de adequada gestão), ou mesmo a adoção de modelos econômicos totalmente abertos, não só no setor petróleo, como de resto em toda a economia, são as variáveis que levaram vários desses países a considerarem, desde a saída total do Estado do setor petróleo, até a manutenção de empresas estatais, em parceria com empresas privadas estrangeiras ou nacionais.

Neste bloco ocorreram aberturas em que as transnacionais privadas e as grandes estatais multinacionais assumiram o lugar das pequenas estatais locais. Porém, atualmente, observa-se um movimento estatizante com nacionalização das reservas de petróleo.

Na Argentina que perdeu sua estatal YPF para a estatal espanhola Repsol, já foi recriada uma nova estatal para o Petróleo, a ENARSA. Na Bolívia, o presidente Evo Morales reestatizou o setor, com prejuízos inclusive para a PETROBRAS que investiu cerca de 1,5 bilhão de dólares em refinarias e no GASBOL. De um modo geral a situação na América Latina pode ser resumida conforme o Quadro 2:

PAÍS	PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS NA REFINARIA	MARGENS DE DISTRIBUIÇÃO	ESTRUTURA INDUSTRIAL
Argentina ²⁵	Livres	Livres ²⁶	Permanece em posição dominante a Repsol/YPF na produção de derivados (> 50% e na distribuição > 45%. Há divulgação de preços de paridade de importação
Bolívia ²⁷	Eram regulados até 01 de maio de 2005. A partir daí entraram em vigor os preços de monopólio	Eram reguladas até 01/05/2005. A partir daí foram alteradas pela nova legislação	Até o ano 2000, os preços eram controlados pela SIRESE – Secretaria de Regulação Setorial, do Ministério da Economia e seguiam as regras de reajuste do tipo gatilho. Após 2001, os preços foram mantidos constantes pela variação de um imposto específico, permanecendo válida esta política até 2003, E em 2006 o setor voltou a ser monopólio estatal
Brasil	Livres após 2002	Livres	PETROBRAS tem posição dominante na produção interna e subsidia o GLP com o Auxílio Gás através dos recursos da CIDE.
Chile	Regulados	Livres	A estatal ENAP exerce poder dominante monopólio na produção de derivados e oligopólio na distribuição
Colômbia	Gasolina comum, Diesel e GLP regulados. Demais são livres	Regulados Livres	Os preços são definidos pela estatal ECOPETROL
México	Gasolina e diesel são regulados. Os demais são definidos com base nos preços internacionais.	Regulados	A empresa estatal PEMEX exerce o monopólio na produção e distribuição com posição dominante.
Paraguai	Apenas o diesel é regulado	Só o diesel tem margem regulada	Preços são estabelecidos pelo Governo.
Venezuela	Regulados	Regulados	A estatal PDVSA exerce posição dominante e os preços são definidos abaixo dos preços internacionais

Quadro 2: Abertura do setor petróleo na América Latina e política de preços

Fonte: Silva (2003)

Na Argentina, um novo texto legal foi, em 2006, aprovado pelo governo que criou subsídios à pesquisa e exploração de hidrocarbonetos e surge num momento em que o setor energético está no limite de sua capacidade e há desabastecimento de combustíveis em vários pontos do País.

²⁵ Em novembro de 2004 foi criada uma nova estatal na Argentina para o setor energético, a ENARSA que abrange a eletricidade, petróleo e gás. As concessões para exploração e produção de petróleo estão sendo revisadas com fortes tendências para o cancelamento.

²⁶ Preços livres significam que não há um teto de preços definidos pelo governo. Preços regulados significam que há um limite de preços.

²⁷ Na Bolívia, o presidente Evo Morales nacionalizou toda a cadeia produtiva do petróleo e gás, inclusive a distribuição e comercialização através de decreto em 01 de maio de 2005.

Os principais pontos da nova Lei são:

- 1) A ampliação das áreas de prospecção e exploração petrolífera;
- 2) A fixação do prazo de 15 anos de oferecimento de incentivos para a compra de equipamentos e redução de impostos para as empresas que invistam em novos projetos, desde que em parceria com a empresa estatal ENARSA;
- 3) A devolução antecipada de impostos internos nas compras de bens de capital;
- 4) A amortização em três cotas das despesas que tenham na etapa de prospecção e nas primeiras da exploração.

Dados do próprio senado argentino informam que "das vinte áreas sedimentárias da Argentina apenas cinco estão em exploração e quatro delas são do início do século XX", daí o estágio pré-caótico em que se encontra o setor petróleo da Argentina após o processo de abertura e liberalização de preços no setor petróleo iniciado em 1989 e que culminou com a privatização da YPF comprada pela espanhola Repsol (FERNANDEZ, 2006)²⁸.

Na Bolívia, decreto do governo, em vigor desde maio/2005, determinou que a estatal YPFB exercesse o direito de propriedade sobre toda a exploração e produção de derivados de petróleo e gás no País.

A medida afeta diretamente as operações da PETROBRAS na Bolívia ao reduzir suas duas refinarias a meras prestadoras de serviços e ao proibir a empresa de continuar exportando diretamente derivados de petróleo e de fixar preços para produtos não-regulados, caso dos lubrificantes. O decreto do governo boliviano determina que a Bolívia tem o pleno direito de exercer a propriedade de todos os hidrocarbonetos produzidos no País, assumir a sua comercialização, definindo as condições, volumes e preços tanto para o mercado interno como para a exportação e industrialização.

Localizadas em Santa Cruz e em Cochabamba, as refinarias da PETROBRAS são responsáveis por praticamente toda a produção de derivados de petróleo na Bolívia e

²⁸ Carlos Fernandez (Senador argentino).

devem passar ao controle acionário do Estado boliviano, segundo o decreto de nacionalização de 1º de maio/2005. Além do mercado boliviano, a PETROBRAS exportava da Bolívia derivados de petróleo para o Paraguai, Chile, Peru e Brasil. Com a nova resolução apenas a YPFB tem autorização para vender no exterior.

No México, as reservas de petróleo caíram 42% entre 2001 e 2004, levantando dúvidas sobre a habilidade do País em manter os atuais níveis de produção, após o declínio da produção do gigantesco campo de Cantarell, o maior do México, em produção há 25 anos (PEMEX, 2005).

Dados da estatal PEMEX e do Partido da Revolução Institucionalista (PRI) informam que, desde quando o presidente Vicente Fox assumiu o poder (2000-2006), as reservas mexicanas de petróleo de 32.614 milhões de barris (Boe) caíram para 18.895 milhões (Boe), com previsão de esgotamento em 11 anos e as de gás em 9 anos.

O PRI usou estes dados para acusar o governo Fox de dar prioridade à exportação para obtenção de lucro em curto prazo, adotando uma política de aceleração da produção de óleo, em detrimento do interesse nacional. Entretanto, o consórcio formado pelas petrolíferas americanas *Chevron* e *Devon Energy* e a norueguesa *Statoil* (estatal) anunciaram que testes realizados em águas profundas no golfo do México indicam a descoberta de uma reserva significativa de petróleo. O poço **Jack 2**, perfurado pelo grupo, manteve uma taxa de fluxo de aproximadamente 6 mil barris de petróleo diários, em seus primeiros testes. O poço, perfurado a cerca de 280 quilômetros da costa, ainda está tendo suas reservas mensuradas, mas as estimativas preliminares dão conta de que a região pode ter de 25 a 45 bilhões de barris de petróleo e gás natural em águas profundas. Como a quantidade de perfurações necessárias ainda é desconhecida, pode ser que o **Jack 2** só se torne viável depois de 2010.

Na Venezuela, quinto maior exportador mundial de petróleo e membro da OPEP, o presidente Hugo Chávez, cumprindo as ameaças feitas às transnacionais que exploram petróleo em território Venezuelano, vem deste abril/2006 encampando campos de petróleo das companhias estrangeiras como os da francesa Total, e rompeu um contrato com a italiana ENI. Na verdade o governo da Venezuela alega que a ENI e a Total devem

milhões de dólares de impostos e, se não pagarem, não poderão atuar no País. Pela orientação de Chávez, as empresas estrangeiras devem fazer parcerias em que a estatal Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA) deve ter participação de pelo menos 60%. Esta definição levou as companhias hispano-argentina (Repsol/YPF), anglo-holandesa (RD/Shell) e a estatal chinesa, China National Petroleum Corporation (CNPC) a assinarem contratos rendendo-se às novas regras.

Enquanto as atividades da Total foram encampadas pela PDVSA, outras empresas, inclusive a Exxon, maior companhia petrolífera do mundo, decidiram vender seus negócios na Venezuela em vez de concordar com as exigências do governo Chávez. A Venezuela é riquíssima em petróleo e gás. Tem reservas provadas de 78 bilhões de barris, porém depende de capital e tecnologia estrangeiras para explorar estas riquezas.

Em relação à África, um relatório recente de Watts (2006) torna claro que a África é o novo alvo das empresas de petróleo. Apesar de a África não estar tão bem dotada de gás e petróleo como os Estados do Golfo Pérsico, o Continente, segundo o relatório, “está pronto para equilibrar o balanço entre oferta e a demanda mundial de petróleo”, e em consequência está “sujeito a uma disputa intensa por parte das maiores companhias de energia do mundo”.

De acordo com o referido relatório, espera-se que a produção africana de petróleo, em especial ao longo do litoral Atlântico, atraia "um amplo investimento na exploração", contribuindo com mais de 30% da produção mundial de hidrocarbonetos líquidos em 2010. Nos últimos cinco anos, em que as novas descobertas de jazidas foram escassas, um em cada quatro barris de novo petróleo descoberto fora da América do Norte foi encontrado na África. Uma nova competição pelo petróleo africano cujos países não têm escala nem recursos para se desenvolver está em curso. Os ricos campos petrolíferos africanos (ver mapa) são o motivo da disputa pelas empresas de petróleo americanas, chinesas e da brasileira PETROBRAS em parcerias com a Chevron/Total e ExxonMobil.

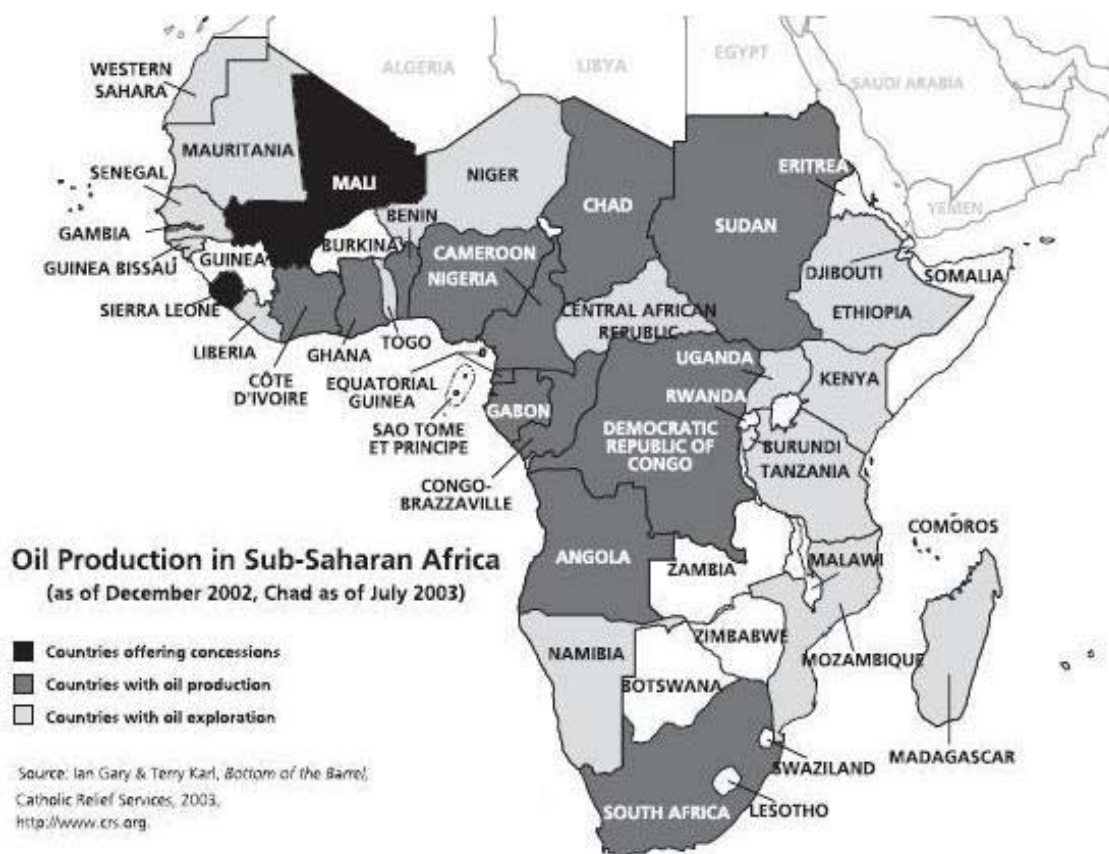


Figura 3: Mapa das fontes de petróleo no continente africano
Fonte: CEA/Universidade da Califórnia/Berkeley – 2006

Em verdade segurança energética é o nome do jogo entre os *players* e a razão do apoio do *CFR* – *Council on Foreign Relations* para uma abordagem diferente para a África no seu novo relatório, *More than Humanitarianism (2005)*, indicando a "crescente importância estratégica" da África na política dos Estados Unidos. É o Golfo da Guiné, na África Ocidental, englobando os ricos campos *onshore e offshore* desde a Nigéria até Angola, que representa a peça central na alternativa dos EUA e da Inglaterra aos cada vez mais voláteis e imprevisíveis estados petrolíferos do Golfo Pérsico. Só a Nigéria e Angola representam quase quatro milhões de barris por dia (quase metade da produção africana) e só as companhias americanas de petróleo investiram mais de 40 bilhões de dólares na região na última década (com outros US\$ 30 bilhões esperados entre 2005 e 2010).

O investimento petrolífero representa agora mais de 50% de todo o investimento direto estrangeiro (IDE) no continente africano (e mais de 60% de todo o IDE dos quatro países

receptores de IDE do topo), e quase 90% das fusões e aquisições além-fronteiras, desde 2003, têm sido no setor mineiro e petrolífero. Os interesses estratégicos dos Estados Unidos certamente incluem não só o acesso a importações petrolíferas de baixo teor de enxofre, baixo custo e de confiança, como também tentam manter à margem os chineses no Sudão e os sul-coreanos e brasileiros, por exemplo, na Nigéria – novos e agressivos atores no negócio do petróleo africano (WATTS, 2006)²⁹.

A Nigéria é a jóia da coroa africana do petróleo. Um em cada cinco africanos é nigeriano – a população do País é atualmente estimada em 137 milhões – e é o sétimo maior exportador de petróleo que abastece o mercado dos Estados Unidos com aproximadamente 8% das suas importações. Membro da OPEP há muito tempo, a Nigéria é o protótipo da "nação petrolífera". Com reservas estimadas em quase 40 bilhões de barris, o petróleo em 2004 representava 80% das receitas do governo, 90% dos rendimentos do comércio exterior, 96% de receitas de exportação e, de acordo com o FMI, quase a metade do PIB.

A produção de óleo bruto nigeriano é atualmente de mais de 2,1 milhões de barris por dia, avaliados em mais de US\$ 20 bilhões anuais, aos preços de 2004 ou 45 bilhões anuais aos preços atuais (US\$ 60/bbl). Existente, sobretudo em terra firme, em 250 campos espalhados ao longo do delta do Níger, o setor petrolífero da Nigéria representa atualmente uma vasta infra-estrutura industrial interna: mais de três centenas de campos de petróleo, 5 284 poços, 7 000 quilômetros de oleodutos, dez terminais de exportação, 275 estações de bombeio, dez instalações de gás, quatro refinarias e um projeto maciço de gás natural liquefeito (LGN) onde a estatal NNPC tem posição dominante entre 55 a 60% do mercado e negócios inclusive com a PETROBRAS que investiu cerca de US\$ 3 bilhões no setor.

Para a PETROBRAS o petróleo nigeriano virá de dois grandes empreendimentos dos quais a estatal brasileira é sócia: Os campos de *Agbami e Agko*, ambos blocos de exploração em águas profundas.

Em *Agbami*, A PETROBRAS é parceira da Chevron. Esse campo é considerado um dos maiores descobertos na Nigéria. *Agbami* começou a ser desenvolvido em dezembro de

²⁹Dirigente do Centro de Estudos Africanos da Universidade da Califórnia, Berkeley (disponível em: <http://www.monthlyreview.org/0906watts.htm>, Setembro/2006).

2004 e deve iniciar a produção no segundo trimestre de 2008. Quando atingir seu ápice de produção em meados de 2009, *Agbami* gerará 250 mil bpd - 33 mil barris serão da PETROBRAS.

Agko é um pouco menor e deve gerar uma produção de 185 mil bpd, 73 mil barris para a PETROBRAS. Esse campo é explorado em parceria com a TOTAL e começou a ser desenvolvido em abril/2005. A previsão é que comece a sua produção no quarto trimestre de 2008. *Agko e Agbami* deverão produzir durante 25 anos (PLANO..., 2006).

Em suma, também, na América Latina, os países se fecham ou estatizam o setor petróleo, mesmo nos pequenos como a Bolívia (YPFB, estatal), Equador (Petroequador, estatal), Colômbia (ECOPETROL, estatal) e Uruguai, (ANCAP, estatal), além da Venezuela (PDVSA, estatal) e México (PEMEX, estatal), Argentina recriando estatal, e na África, em países como a Nigéria (membro da OPEP), embora o setor seja aberto à parcerias, a NNPC é estatal e participa com 55% a 60% dos negócios. Logo, a concentração de poder nas mãos de poucas empresas privadas (*supermajors*) não pode ser considerada como um fator para que o Brasil mantenha seu mercado aberto da forma como está, em um negócio altamente estratégico com tendências para um fechamento mundial do mercado.

4.2.4 O bloco da China, Rússia e Índia.

O que caracteriza este bloco é a dimensão territorial, a grande população, o estágio de desenvolvimento, o seu grande mercado, a existência de grandes reservas de petróleo e gás, principalmente na Rússia, a possibilidade de o petróleo inserir-se fortemente no modelo de desenvolvimento e as perspectivas de crescimento acelerado da demanda de petróleo e derivados neste bloco.

A presença estatal, sobretudo, no setor petróleo e gás, têm sido marcante no desenvolvimento econômico deste bloco. Na China, Rússia e Índia tal presença foi de 100%. Embora na Rússia de forma abrupta, e na China de forma planejada, tenha-se processado a privatização de milhões de empresas antes completamente controladas pelo Estado, porém na Índia, como na China o setor petróleo permaneceu controlado pelo

Estado. Esses países não têm, ainda, uma estrutura completa para o modelo recém adotado de desenvolvimento econômico.

O modelo de desenvolvimento deste bloco implica o aumento do consumo de energia indicando que a produção de petróleo, exceto na Rússia que é produtor e exportador de petróleo e gás, não acompanharia a demanda na China e na Índia. A China que vem crescendo a taxas de 9% a 10% ao ano e tem imensas possibilidades para aumentar suas reservas de petróleo, mesmo que não aumente de imediato a sua produção petrolífera, apresenta elevadas reservas em dólares para importar o petróleo. Porém, o atraso tecnológico da indústria chinesa no setor e a grande poluição causada pelo uso do carvão estão levando a China a desenvolver parcerias em algumas áreas da indústria do petróleo, sem perder o controle do setor no País.

Mesmo assim, nesses países, megaestatais continuam se desenvolvendo com boas perspectivas, pois o mercado interno da China é o dobro do Brasil e tende a ser maior, e o da Rússia é sete vezes o mercado brasileiro, e o da Índia é um mercado gigantesco. Só o conglomerado indiano *Reliance Industrie Ltd.* parece uma cidade petroquímica com mais de 40.000 fábricas na costa ocidental do País, perto de Jamnagar, na Índia. Tudo isto sem considerar o gás natural cuja produção na Rússia é dezenas de vezes maior do que a do Brasil.

A abertura de mercado nesses países, tal como no Brasil, foi creditada à impossibilidade de suas empresas estatais resolverem sozinhas a crucial questão do abastecimento interno e da geração de divisas para os respectivos países. Assim, grandes corporações transnacionais foram chamadas a participar do setor petróleo neste bloco de países, com acesso a um imenso mercado e às suas extensas reservas.

Na Rússia – após o desmembramento da URSS, a produção de petróleo que tinha entrado em declínio não só devido ao esgotamento natural de grandes áreas produtivas, mas também, em função de um relativo atraso tecnológico e carência de investimentos no setor para reverter o processo de rápida deterioração da economia – atualmente a produção de petróleo voltou a aumentar girando em torno de 9,6 milhões de barris diários. Além disso,

a Rússia está passando por um processo de fechamento na área do petróleo e gás, cancelando parcerias com capitais internacionais.

O presidente Vladimir Putin, consciente da segurança energética do seu País – embora pressionado pelo G8³⁰ para assinar o *Energy Charter* (Tratado de Energia), que garantiria a segurança dos investimentos no setor energético a todos que aderissem ao tratado – reestatizou o setor petróleo incorporando a indústria do petróleo ao setor de gás. A Rússia é dona da maior reserva e produção mundial de gás, controlada pela maior empresa de gás do mundo, a estatal Gazprom. A companhia petrolífera estatal Rosneft (100% russa) comprou o Baikal Finance Group, que, por sua vez, comprou por US\$9,34 bilhões, em leilão público, a Yuganskneftgaz, a maior filial de extração da petrolífera Yukos.

A Índia, durante o modelo de substituição de importação até 1980 crescia a taxas de 3,5% ao ano e a partir do modelo pós-substituição de importações, 1990 em diante, vem apresentando um crescimento médio a taxas de quase 7% ao ano. Com quase 1,1 bilhão de habitantes, (15% do total mundial), uma classe média de 300 milhões de pessoas com crescente poder aquisitivo, uma economia crescendo 8,5% (em 2005) e um governo mais agressivo e aberto para negócios, o País é a nova sensação no cenário internacional, tornando-se um pólo de investimento e comércio (1% do comércio mundial). É o resultado de investimentos maciços e contínuos em educação universitária, desenvolvimento do capital humano e de instituições sólidas importantes voltadas para os setores intensivos em conhecimento, geradores de progresso técnico e criadores de externalidades.

O crescimento rápido e sustentado – relacionado ao modelo pós-período de substituição de importações indiano (pós-1991) – decorre não apenas da abertura econômica lenta e gradual, mas também da preservação do papel estratégico do Estado na coordenação de políticas econômicas de curto e longo prazo, bem como de sua participação em setores considerados estratégicos para o desenvolvimento como é o caso do setor petróleo. Além disso, as estratégias de políticas industriais implementadas no setor de serviços, notadamente naqueles relacionados às tecnologias de informação (TI), com ênfase na

³⁰G8 – Grupo dos oito países mais desenvolvidos (EUA, Canadá, Japão, Alemanha, Inglaterra, França, Itália e Espanha).

chamada indústria do software e demais setores ligados a este segmento e nos setores de biotecnologia, posicionam a Índia como participante global.

O País é o segundo maior produtor de cana do mundo depois do Brasil, maior importador de álcool brasileiro e produzirá seu próprio álcool como alternativa energética ao petróleo. Para garantir o seu suprimento de petróleo e ampliar a produção local a ONGC, maior petrolífera estatal da Índia, assinou acordo de cooperação com a PETROBRAS para exploração de petróleo no Brasil e para que a empresa brasileira prospecte petróleo na costa indiana. O potencial *offshore* na Índia não é muito explorado e as reservas ainda não foram completamente mapeadas.

Assim, tendo em vista o que vem ocorrendo no mundo dos negócios do petróleo e suas tendências, procura-se examinar, na seção seguinte, o caso Brasil, qualificando previamente as barreiras à entrada no mercado de refino e analisando a viabilidade de competição no referido mercado a partir de uma abordagem mais específica dos aspectos técnicos econômicos da indústria mundial do petróleo.

4.2.5 O caráter vertical da indústria mundial do petróleo

Em função do porte dos negócios, volume dos investimentos e a relevância estratégica do petróleo como o principal energético da humanidade, em lugar nenhum do mundo a indústria petrolífera é fragmentada. Não existe qualquer **grande** empresa de petróleo que não seja verticalizada com atuação em todos os segmentos da cadeia produtiva do negócio e de forma integrada.

A verticalização dos principais segmentos da indústria internacional do petróleo e a oligopolização do mercado são fatores centrais que beneficiaram inicialmente as grandes empresas norte-americanas e inglesas, as chamadas *majors* que passaram a exercer o domínio do mercado mundial integrando verticalmente suas atividades básicas do *upstream* (exploração e produção) ao *midstream* (refino e transporte) e *downstream*

(distribuição e abastecimento dos derivados) de forma a obter sinergia entre os segmentos e diluir os riscos inerentes ao negócio. (Ver Figura 4).

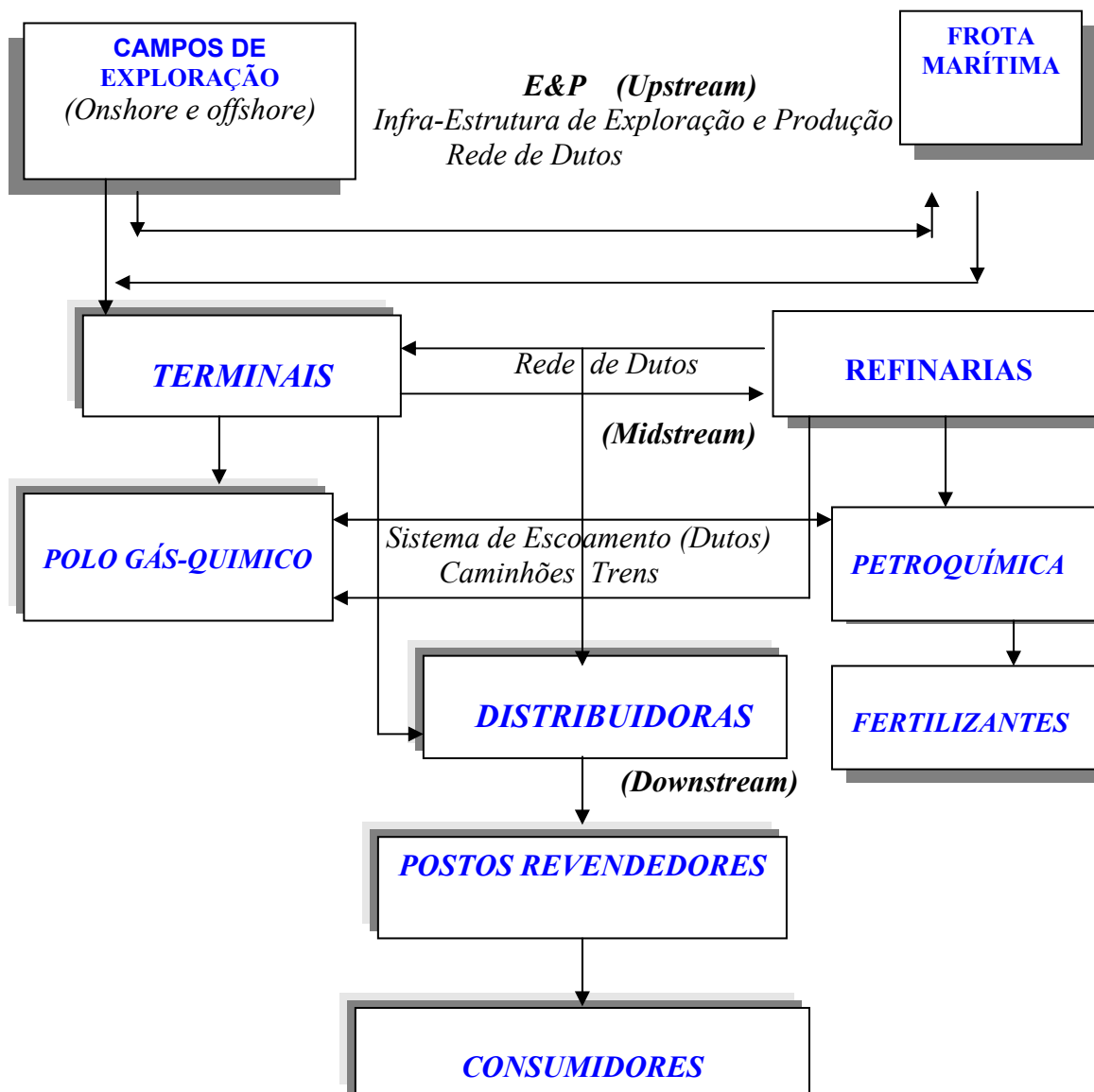


Figura 4: Verticalização da Indústria Mundial do Petróleo
 FONTE: Elaboração própria - 2006

A rentabilidade da indústria petrolífera desloca-se entre seus vários ramos de atividade, exploração de grandes jazidas, oferta mundial de petróleo (E&P), refino e distribuição, e em função de oportunidades, crises, crescimento ou declínio de demanda de derivados, petroquímicos, fertilizantes, etc. Assim, o negócio global do petróleo sempre estará sendo lucrativo a partir de algum segmento. As últimas empresas de petróleo a se verticalizarem

foram as estatais dos países considerados grandes produtores de petróleo no Oriente Médio e na África.

Com efeito, as grandes companhias de petróleo operam, no plano mundial, em todos os segmentos, desde a exploração, produção, passando pela refinação, transportes, comercialização, petroquímicas e fertilizantes. Algumas dessas megaempresas assumem papéis em outros ramos utilizando a sua massa crítica na diversificação da sua atuação.

Em termos globais, a indústria do petróleo caracteriza-se pelo alto risco intrínseco da atividade, pela necessidade de grandes investimentos, pela demanda tecnológica em constante evolução, pelo oligopólio, ou seja, pela concentração em poucas empresas transnacionais, por ter importante participação no PIB industrial (no Brasil é da ordem de 10%), e pela elevada geração de divisas.

As pequenas empresas somente têm sucesso em atividades marginais ou sob intensa proteção regulatória. O poderio tecnológico, comercial e político das grandes corporações não deixam espaço para pequenas empresas.

Nos últimos 45 anos (1960-2005), a demanda mundial de petróleo e gás natural mais do que dobrou e, no entanto, o mercado mundial continua dominado pelas mesmas empresas de petróleo que se fundiram: EXXON/MOBIL, ROYAL DUTCH/SHELL, BRITISH PETROLUEM (BP), CHEVRON/TEXACO, porém tiveram que partilhar esse avanço com:

- 1) As estatais que foram criadas nos países considerados grandes produtores de óleo e gás (SAUDI ARAMCO, PDVSA, PEMEX);
- 2) As estatais de alguns países economicamente fortes: ENI³¹ (Itália) e ELF AQUITAINE³² (França);
- 3) E com estatais de mercados recentemente abertos, mas ainda protegidos, (PETROBRAS), e com um pequeno número de novas empresas privadas

³¹ Parte das ações foi vendida, mas o Estado italiano ainda participa com 50% + a Golden Share.

³² Foi privatizada em 1983 e fundida com a TOTAL no ano 2000.

de poucos países asiáticos (NIPPON OIL, IDEMITSU KOSAN do Japão; SANGYONG e SUNKYONG da Coreia do Sul), por exemplo.

Assim, do domínio absoluto do mercado e das fontes de produção de óleo nos primeiros 80 anos da indústria petrolífera, as 10 maiores multinacionais privadas perderam espaço no que concerne à propriedade do petróleo, atualmente com cerca de 80% das reservas mundiais nas mãos de grandes empresas estatais.

Todas as grandes empresas de petróleo estatais ou privadas são integradas verticalmente e nisto reside sua importância, seu poder e valor. A verticalização e a oligopolização fizeram com que inicialmente poucas grandes empresas norte-americanas e inglesas (*majors*) dominassem o mercado mundial, integrando verticalmente suas atividades básicas desde o setor de *E&P* aos setores de refino e abastecimento (*midstream e downstream*) de modo a diluir os riscos inerentes ao negócio.

Em paralelo a essas características, as *majors* petrolíferas procuraram assegurar o controle dos mercados consumidores e das fontes de matérias-primas. E, principalmente, após o primeiro choque dos preços do petróleo, em 1973, com a perda do controle das fontes de matérias-primas, as grandes companhias se diversificaram. Expandiram seus interesses no setor de energia (carvão, xisto, gaseificação do carvão, nuclear, termoeletricidade, hidroeletricidade, energia solar, células de combustível, energia verde, álcool, etanol, areias betuminosas e monazíticas), bem como na biotecnologia, componentes eletrônicos, informática, telecomunicações, aviação, segurança de automóveis, equipamentos de automação, química fina, petroquímica, cosméticos, alimentos e outros segmentos, sem se descuidar da necessária e crescente internacionalização de suas atividades básicas.

Essas características são de capital importância para o entendimento do que vem ocorrendo no setor petróleo notadamente a partir dos choques e contrachoques dos preços do barril de petróleo (1973), (1979), (1986) aos dias atuais (2006) quando se observa que o padrão de conduta das grandes empresas de petróleo, nos diversos países em que atuam independentemente de seus estágios de desenvolvimento, continua convergindo para os mesmos modelos organizacionais, funcionais e integrados em busca de maior

competitividade e lucratividade. Nesta perspectiva, determinados países, por apresentarem suas economias mais fragilizadas, promoveram a venda de suas estatais energéticas.

A queda dos preços do barril do petróleo após 1986 e a relativa estabilidade dos preços na década de 90 conduziram a mudanças estratégicas no setor, entre elas:

- 1) A concentração setorial com o redirecionamento dos investimentos para a atividade fim (*petróleo e gás*);
- 2) A reconcentração geográfica dos investimentos e o fortalecimento das empresas estatais de petróleo.

A concentração setorial ocorreu através de fusões e aquisições. As empresas privadas não verticalizadas ou integradas, enfraquecidas pelos baixos preços do petróleo, venderam parte de seus ativos para eliminar suas dívidas ou por interesses de seus acionistas. E, outras companhias desapareceram do mapa, vendendo principalmente suas reservas de petróleo, foi o caso da GULF OIL (US\$ 13,2 bilhões); GETTY OIL (US\$ 10,1 bilhões); SUPERIOR OIL (US\$ 5,7 bilhões); MARATHON OIL, CITIEST SERVICES e GENERAL AMERICAN OIL.

Neste período (1960-2005), a tendência mais marcante, como já citado anteriormente, é a relevante participação das empresas estatais, cada vez mais integradas e que ampliaram a sua atuação internacional em todos os segmentos da indústria.

Entre as 50 maiores companhias de petróleo do mundo selecionadas pela “*Petroleum Intelligence Weekly*” (PIW), em 1992, a maioria (28) era estatais, sendo que, entre as vinte primeiras, estavam:

- 1) A SAUDI ARAMCO da Arábia Saudita (1^a)
- 2) A PDVSA da Venezuela (3^a),
- 3) A NIOC do Irã (5^a) e
- 4) A PEMEX do México (6^a).
- 5) A PETROBRAS (18^a)

Nos anos seguintes a PETROBRAS melhorou a sua posição na classificação. Em função dos significativos aumentos na produção *offshore*, a partir da década de 80 até os dias atuais (2006), incrementou suas reservas de petróleo e ampliou e modernizou o seu parque de refino, o qual em abril de 1995 já processava **1.510.682** bpd de petróleo, superando os 1.495.196 bpd em setembro/94³³ (PETROBRAS, 1995).

Em 1995, com a capacidade total de refino em **1.556.000 bpd**, a PETROBRAS estava em nono lugar no ranking mundial da capacidade de refino, enquanto conservava uma boa posição na área de abastecimento dominando cerca de 95 % do mercado interno.

Em 2002, a PIW mostra que, no ranking das 13 maiores companhias de petróleo, 7 são estatais. Em 2005, no ranking das maiores pela PIW, 50 firmas foram responsáveis por 3/4 do suprimento mundial de óleo e gás. A publicação destaca que, em 2005, entre as 15 maiores empresas de petróleo, 9 são grandes empresas estatais que voltaram a se destacar no cenário mundial, entre elas, a PetroChina, a PETROBRAS, a ONGC (Índia) e a Petronas (Malásia) todas verticalmente integradas (Ver Quadro 3).

³³ Em 1994, o consumo total de derivados no Brasil foi de 1.455.000 bpd, incluindo os 305 mil bpd importados. (PETROBRAS, 1995).

RANKING PIW - 2002				RANKING PIW - 2005:			
Entre as 13 maiores do ranking				Entre as 15 maiores do ranking:			
Nº	Empresa³⁴	Pais	Origem do Capital	Nº	Empresa	Pais	Origem do Capital
1	Saudi Aramco	Arábia Saudita	Estatal	1	Saudi Aramco	Arábia Saudita	Estatal
2	PDVSA	Venezuela	Estatal	2	ExxonMobil	EUA	Privada
3	ExxonMobil	EUA	Privada	3	PDVSA	Venezuela	Estatal
4	NIOC	Irã	Estatal	4	NIOC	Irã	Estatal
5	R.D/Shell	Inglaterra Holanda	Privada	5	British Petroleum	Inglaterra	Privada
6	PEMEX	México	Estatal	6	R.D/Shell	UK/Holanda	Privada
7	BP	Inglaterra	Privada	7	TotalFinaElf	França	Privada
8	TotalFinaElf	França	Privada	8	Chevron/Texaco	EUA	Privada
9	Petrochina	China	Estatal	9	PEMEX	México	Estatal
10	ChevronTexaco	EUA	Privada	10	Petrochina	China	Estatal
11	PETROBRAS (32,5%)	Brasil	Estatal	11	ConocoPhillips	EUA	Privada
12	ENI (50%)	Itália	Estatal	12	Sonatrach	Argélia	Estatal
13	Repsol/YPF	Espanha	Privada	13	KPC	Kuwait	Estatal
-	-	-	-	14	PETROBRAS	Brasil	Estatal
-	-	-	-	15	PERTAMINA	Indonésia	Estatal

Quadro 3: Ranking das empresas petrolíferas: PIW (2002) e (2005)

Fonte PIW 2003 e 2006]

Vale observar que no âmbito da OPEP são nítidas as estratégias das companhias estatais para maior integração vertical e internacionalização: a PDVSA, a SAUDI ARAMCO e a LYBIA NOC, entre outras, têm procurado ampliar suas participações no refino mundial, como forma de garantir mercado para sua produção, adicionar valor ao seu petróleo bruto e reduzir os impactos da flutuação no preço do petróleo.

³⁴A Composição do capital das empresas estatais é de 100% exceto para a PETROBRAS e a ENI. A porcentagem apresentada para a PETROBRAS corresponde ao capital total da empresa. No entanto, a maioria das ações em mãos de investidores estrangeiros não tem poder de voto, e por isso, o Estado brasileiro mantém o controle político da empresa. A porcentagem de capital estatal na ENI é 50%.

Desde junho de 1993 que as duas empresas estatais sauditas, SAUDI ARAMCO e SAMAREC, fundiram-se com a finalidade de fazer da SAUDI ARAMCO uma companhia totalmente integrada, cujo peso tornou-se ainda maior no momento em que a Arábia Saudita se voltou para um vastíssimo programa de investimentos para aumentar sua supremacia no cenário petrolífero mundial, o que se constata pela sua posição no ranking mundial das maiores empresas de petróleo do mundo conforme o relatório da “*Petroleum Intelligence Weekly*” (PIW, 2005).

O mesmo movimento ocorreu com as empresas privadas. Em 1999, entre as 10 maiores fusões do mundo, a maior, no setor petróleo, foi a junção da Exxon Corporation com a Mobil Corporation (US\$82,8 bilhões) e a da Amoco com a British Petroleum, US\$ 54 bilhões (PIW, 2005).

4.3 ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS DA REFINAÇÃO

O principal objetivo do refino é converter o petróleo bruto nos diferentes derivados demandados pelo mercado consumidor, atendendo às quantidades e qualidades exigidas. O segmento do refino está situado na cadeia produtiva da indústria entre a produção (upstream) e a distribuição (*downstream*). Situado, portanto, no *midstream*, isto lhe confere uma posição especial na indústria do petróleo, o que implica entre outros aspectos, num maior grau de concentração do que todos os outros segmentos da indústria petrolífera.

Ao converter o petróleo em seus derivados, há uma elevação do seu valor agregado, constituindo a diferença entre o valor dos produtos refinados e valor do petróleo bruto utilizado, gerando uma margem de lucro obtida: margem do refino. Essa margem deve cobrir todos os custos industriais e permitir ainda uma parcela de remuneração e incentivo ao refinador.

O valor dessa margem tem, sob o ponto de vista econômico, um efeito fundamental sobre o programa de operação e de expansão de cada empresa refinadora, mediante ampliação de

suas unidades industriais (“*revamp*”) ou ingressando em um determinado segmento da cadeia produtiva, refino, petroquímica, fertilizantes, etc. Esse valor é sempre variável no tempo, em cada mercado, e num dado momento há sempre um diferencial para mais ou para menos, nos diferentes países.

Como consequência imediata o programa operacional mais conveniente para duas refinarias, pode ser totalmente diverso. O que é altamente lucrativo para uma, pode ser antieconômico para outra. Essa é uma das peculiaridades da indústria de refino de petróleo em relação à maioria das demais indústrias, por não haver, nestas últimas, tamanha diversidade possível de esquemas operativos.

A indústria do refino incorpora um grau de versatilidade maior do que outras indústrias para atender às modificações em seus esquemas operativos. É o que se designa comumente por flexibilidade operacional. E se refere tanto à qualidade da matéria prima, como à quantidade e qualidade dos produtos refinados. Além disso, a diversidade de projetos de refinarias não é igualada em qualquer outra indústria. Enquanto é difícil encontrar duas refinarias semelhantes, é difícil encontrar duas usinas siderúrgicas ou fábricas de carbonatos de sódio diferentes, pelo menos numa mesma época.

Uma terceira característica da refinação é a proporção relativamente pequena da mão-de-obra nos custos operacionais. Isso se deve ao avançado desenvolvimento tecnológico alcançado por essa indústria. Quase todos os processos são contínuos, com alto grau de automatização no seu controle feito através de sistemas digital de controle distribuído (SDCD). Ver Figura 5 (Um esquema de Refino).

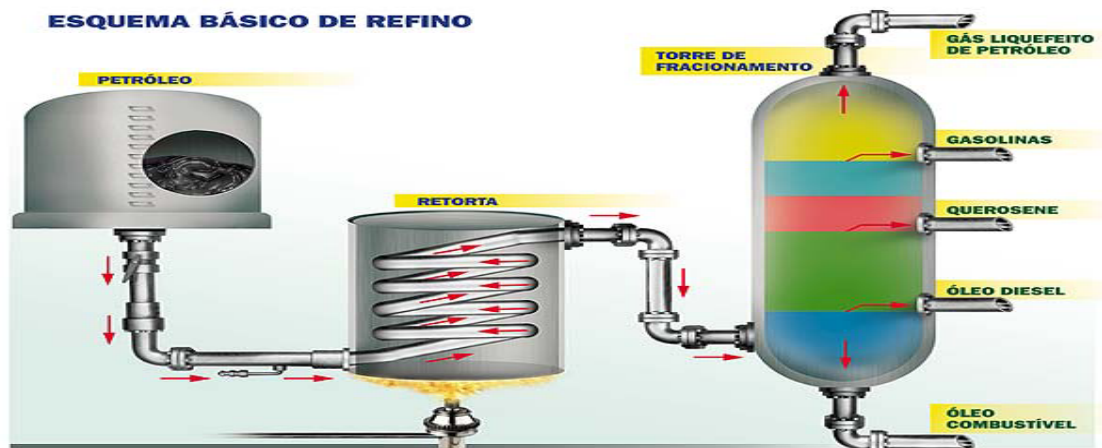


Figura 5: Esquema básico de refino de petróleo (destilação primária)
 Fonte: ISTOÉ On-line (2006).

Nas refinarias, o petróleo é submetido a diversos processos pelos quais se obtém grande diversidade de derivados: gás liquefeito de petróleo (GLP) ou gás de cozinha, gasolina, naftas, óleo diesel, gasóleos, querosenes de aviação e de iluminação, óleo combustível, asfalto, lubrificantes, solventes, parafinas, coque de petróleo e resíduos. As parcelas dos derivados produzidos variam de acordo com o tipo de petróleo processado. Petróleos mais leves dão maior quantidade de gasolina, GLP e naftas, que são produtos leves. Já os petróleos pesados resultam em maiores volumes de óleos combustíveis e asfaltos. No meio da cadeia estão os derivados médios, como diesel e querosene. A partir de petróleos leves³⁵ podem ser obtidos, em média, os seguintes percentuais de derivados: gasolina (19%), óleo diesel (25%), óleo combustível (15%), nafta, (17%), querosene de aviação (13%), GLP 7%, produtos especiais, gases, solventes, lubrificantes (4%).

A primeira etapa do refino é a destilação atmosférica pela qual passa todo o petróleo a ser refinado. Ela se realiza em torres de dimensões variadas, que possuem, ao longo da coluna principal, uma série de pratos perfurados em várias alturas, um para cada fração desejada. O petróleo é pré-aquecido na retorta ou forno e introduzido na metade da torre de

³⁵ Os petróleos da Bacia de Campos são todos pesados, na faixa de 18 a 24 graus API. O óleo árabe leve (Arabian Light), padrão internacional, tem 33 graus. Quanto maior o grau API (escala do American Petroleum Institute), mais o petróleo rende derivados leves (GLP ou gás de cozinha, gasolina, e derivados médios (querosene de aviação (QAV) e diesel) nos processos de refinação. Os petróleos da bacia de Campos apresentam altos teores de compostos nitrogenados que dificultam o processo de craqueamento (quebra das moléculas de hidrocarbonetos) nas refinarias, e índices elevados de acidez que aumentam a corrosão dos equipamentos. Nos últimos 10 anos a PETROBRAS vem implementando o PROTER – Programa de Desenvolvimento de Tecnologias Estratégicas de Refino com o objetivo de reduzir a obtenção de óleos combustíveis e aumentar a produção de diesel, nafta, QAV e GLP. (SCIENTIFIC AMERICAN, n. 3, 2003).

fracionamento. Como a parte de baixo da torre é mais quente, os hidrocarbonetos gasosos tendem a subir e se condensar ao passarem pelos pratos. Nessa etapa, são recolhidos como derivados da primeira destilação, principalmente, gás, gasolina, nafta e querosene. As frações retiradas nas várias alturas da coluna (torre) ainda precisam de novos processamentos para ser transformadas em produtos ou servir de carga para derivados mais nobres.

As frações mais pesadas do petróleo, que não foram separadas na primeira destilação, descem para o fundo da torre e vão constituir o resíduo ou a carga para uma segunda destilação, onde recebem mais calor, na etapa de destilação a vácuo. Mais complexo, o processamento a vácuo segue o mesmo processo dos pratos que recolhem as frações menos pesadas, como o diesel e óleo combustível. Na parte de baixo, é recolhido novo resíduo, que será usado para produção de asfalto ou óleo combustível pesado (A VEZ..., 2006).

Outros processos mais complexos como o craqueamento catalítico, reforma catalítica, polimerização, coqueamento, hidrodessulfurização, hidrotratamentos de combustíveis, hidrogenação de parafinas e outros esquemas para obtenção de óleos lubrificantes são incorporados nas refinarias que diferem muito, uma das outras, pelas unidades que as compõem. Cada uma pode evoluir pela incorporação de novas unidades, abandonando as obsoletas e acrescentando novas plantas mais atualizadas pelas novas descobertas tecnológicas, a fim de que o refinador possa fazer frente à competição e às novas exigências do mercado em relação à qualidade dos produtos e exigências ambientais.

Certos processos básicos, porém, continuam mantendo até hoje sua posição. Um novo processo vem sempre preencher alguma lacuna, porém não vem, necessariamente, deslocar, em todos os casos, algum processo mais antigo.

A estrutura de refino depende do tipo de petróleo processado e difere em função das exigências internas de consumo de cada País. Nos anos 80 e em 2005 a estrutura das refinarias da PETROBRAS permitia a obtenção dos seguintes derivados e respectivos percentuais:

Tabela 1: Estruturas de produção de derivados

Derivados	Anos 80	Em 2005
	%	%
Gasolina	16,9	17
Diesel	29,8	39
QAV	5,7	13
Nafta	6,3	11
Óleo Comb.	21,8	8
GLP	7,6	8
Outros ¹	11,9	4

¹ (Gasóleos, propano, etano, propeno, butano, solventes, lubrificantes, parafinas, etc.)

Fonte: Elaboração própria (2006)

Base: PETROBRAS/ISTOÉ (2006)

A atividade de refino é a que apresenta uma das maiores margens da cadeia de valor do petróleo, característica que vem se estabilizando em função do aumento nos custos para adequação do parque às crescentes restrições ambientais e ao aumento da complexidade tecnológica dos processos de refino. Em geral, as refinarias tendem a ser localizadas próximas aos centros consumidores. Esta proximidade permite a refinaria maior flexibilidade no atendimento a variações sazonais na demanda por derivados, bem como maior adequação ao perfil da demanda. Entretanto, há algumas exceções a esta tendência, como por exemplo, os centros de refino no Caribe que exportam óleo combustível para os EUA, e as refinarias do Oriente Médio e Singapura voltadas ao atendimento do mercado asiático (EIA, 2003b).

A partir da década de 90, a atividade de refino tem sido submetida a um processo de ajuste para a eliminação de capacidade excedente (fechamento de plantas ineficientes e/ou não adequadas aos padrões de consumo), aumento do grau de utilização do parque de refino, maior adequação ao perfil da demanda e redução dos custos operacionais. No entanto, conforme o BP Statistical Review of World Energy (2003), a capacidade de refino mundial em 2001 era de 82,2 milhões de barris por dia (bpd), enquanto a demanda por derivados era de 72,3 milhões de bpd. Todavia, esse aparente excesso de capacidade de refino mundial foi resultante da introdução de legislações ambientais mais rigorosas em diversos países que restringiram o consumo de alguns derivados de petróleo que não atendiam as

especificações definidas pelas referidas leis de proteção do meio ambiente. Assim, pode-se concluir que, embora em excesso, parte dessa capacidade de refino em 2001 não estava apta a atender às novas exigências de determinados países.

A capacidade de refino mundial se divide entre derivados claros (leves) e escuros (pesados). Nos últimos 10 anos a demanda por derivados claros vem crescendo a maiores taxas, ao passo que a capacidade de refino instalada favorece a produção de escuros. Como a oferta de derivados leves não atende a demanda, o prêmio por estes produtos tende a aumentar.

Com efeito, a necessidade de maior adaptação do parque refino ao perfil de demanda e as buscas por redução de custos, nesta etapa, aumentaram o grau de especialização de cada refinaria, com redução de sua flexibilidade. Além disso, as pressões para a redução nos custos operacionais de refino levaram a adoção de estratégias de estoques mínimos de petróleo e derivados mantidos pelas empresas, o que, em contrapartida, tornaram as firmas mais vulneráveis a picos de demanda não previstos. Deste modo, os crescentes ajustes no parque de refino, as reduções de estoques e os aumentos do consumo dos países emergentes refletiram na estrutura atual do parque mundial de refino que opera próximo ou nos seus limites de capacidade, o que também reflete em uma maior tendência à volatilidade nos preços internacionais dos derivados.

Quanto ao tamanho de uma refinaria, este é um assunto bastante complexo. Uma primeira idéia que se tem é a de que quanto maior cada planta industrial mais econômica será. Entretanto, há importantes fatores que restringem o alcance da economicidade, principalmente as estruturas de mercado e os seus sistemas de abastecimento. O fato é que ainda hoje se constroem refinarias muito grandes e refinarias pequenas. Não há uma solução generalizada para todos os casos. Na seção a seguir procura-se ilustrar essa questão.

4.3.1 O refino de petróleo e as economias de escalas

Enquanto o parque de refino americano é constituído atualmente por 150 refinarias em operação, que totalizam 16,5 milhões de barris por dia de capacidade de processamento de petróleo bruto³⁶, no Brasil há apenas 13 refinarias, sendo 11 estatais e apenas duas firmas privadas. No total, as 13 empresas brasileiras processam cerca de 1,9 milhões de barris por dia.

No Reino Unido, de um total de 12 refinarias, apenas quatro refinarias das quatro maiores empresas, Esso, Shell, Texaco e British Petroleum que lá operam respondem por mais de 50% da produção total, de 1,8 milhão de barris por dia (OGJ, 2000b).

A capacidade média das refinarias americanas é de 110 mil barris por dia, entretanto, 95 refinarias (63% do total) têm capacidade de refino inferior a 100 mil barris por dia e 57 refinarias possuem capacidade de refino inferior a 50 mil barris por dia.

Apenas 29 refinarias, com capacidade de refino superior a 200 mil barris por dia, respondem por aproximadamente metade da capacidade total de produção e as oito maiores refinarias (5 das quais pertencentes às empresas Esso e British Petroleum) totalizam 19% da capacidade total de refino nos Estados Unidos.

³⁶Em 1957 operavam nos EUA 298 refinarias que processavam 9.2 milhões de bpd (44% da capacidade mundial de um total de 730 refinarias).

Tabela 2: Refino de Petróleo nos EUA – N° de plantas industriais e participação na produção total por faixa de tamanho - 2000

CAPACIDADE DE PRODUÇÃO³⁷	N° DE PLANTAS	% DA CAPACIDADE TOTAL DE PRODUÇÃO
Acima de 200 mil bd	29	49,94%
Entre 100 mil a 200 mil bd	28	25,95%
Entre 50 mil a 100 mil bd	38	17,11%
Até 50 mil bd	55	7,00%
TOTAL	150	100,00%

Fonte: OGJ (2000b)

As economias de escala na refinação de petróleo são obtidas pelas economias geométricas, mínimo múltiplo e Lei dos Grandes Números, observadas em plantas de refino, válidas para as economias de produto e multiplantas, como as vantagens decorrentes da especialização produtiva.

Os dois possíveis efeitos da presença de economias de escala em plantas de refino de petróleo são obtidos mediante:

- 1) Uma possível queda de preços e/ou elevação de custos decorrentes da entrada de uma nova planta ou empresa à escala eficiente mínima (EEM) que, depende do tamanho da escala eficiente mínima em relação à oferta total, da indústria ou de um segmento específico de mercado, definido por região ou linha de produtos, e que é denominado “efeito percentagem”;
- 2) O montante do investimento inicial associado à escala eficiente mínima, o que é considerado uma vantagem absoluta de custos das empresas estabelecidas em relação às entrantes.

Para estimar o possível impacto da presença de economias de escala na indústria do refino de petróleo bruto sobre a condição de entrada é necessário identificar:

³⁷Trata-se da capacidade básica referente ao processamento por destilação atmosférica, incluindo as paradas para manutenções corretiva e preventiva.

- 1) Se a entrada de uma nova empresa ou planta com escala inferior à eficiente resulta em custos médios de produção significativamente mais altos que aqueles incorridos pelas empresas estabelecidas;
- 2) Se a elasticidade da demanda é também significativa, no sentido de que a adição de nova capacidade à já existente, operando com a taxa média de ociosidade normal para a indústria, resulta em queda acentuada de preços;
- 3) A importância do custo de capital na indústria de refinação, que define se é rentável a entrada à escala eficiente mínima, porém com maior taxa de capacidade ociosa que a considerada normal, para evitar reduções de preços.

Das principais fontes de economias de escala na indústria de refino de petróleo, a mais relevante são as economias geométricas decorrentes da “regra dos 2/3”. De acordo com esta prática, em indústrias como a de refino de petróleo, que utilizam máquinas e equipamentos de grande porte, como torres, reatores, fornos, caldeiras, tanques e dutos de variados diâmetros e comprimento, no processamento produtivo, verifica-se que o custo de fabricação dos equipamentos utilizados cresce em função de sua área de superfície, enquanto a capacidade de produção cresce em função do volume, até determinado limite.

Uma estimativa das economias de escala na fabricação é dada pela relação entre a capacidade de refino, como múltiplo (?) de uma “capacidade-padrão” de refino (**CP**), com o investimento inicial (**I?**), em milhões de dólares, que pode ser assim formulada:

$$I_o = CP \times IU \times (?)^{0,7} \text{ onde:}$$

IU é o investimento por unidade (investimento por barril), **CP** a capacidade padrão e **I_o** o investimento inicial para uma determinada capacidade. De acordo Masseron (1990), estima-se o investimento unitário (médio) em cerca de US\$10.000,00/bpd. Se a “capacidade-padrão” for 150.000 bpd, então, a seguinte equação $I_o = 1,5 \times 10^3 \times (?)^{0,7}$ permite obter o custo aproximado do investimento inicial até a capacidade de 600.000 bpd. Ver Tabela 3.

Estes cálculos foram baseados pela fórmula sugerida por Masseron (1990):

$I/I_0 = (C/C_0)^k$, onde I é o investimento correspondente à capacidade C , e I_0 é o investimento relativo à capacidade-padrão C_0 , com k variando entre 0,6 e 0,8. A unidade utilizada pelo autor, milhões de toneladas/ano, foi transformada para barris dia, uma vez que 1 tonelada de petróleo corresponde 7,32 barris.

Tabela 3: Investimento Inicial e Capacidade de Refino

Capacidade de Refino (Mil barris/dia)	α	Investimento Inicial (US\$ milhões)	Investimento Médio (US\$/bpd)
75	0,5	923	12.311
150¹	1,0	1.500	10.000
225	1,5	1.992	8.855
300	2,0	2.437	8.123
375	2,5	2.849	7.597
450	3,0	3.237	7.192
525	3,5	3.605	6.867
600	4,0	3.959	6.598

¹ “Capacidade padrão de refino”

Fonte: Masseron (1990)

Economias de escalas substanciais são obtidas pelas economias geométricas na fabricação de grandes tanques para estocagem de petróleo e derivados. O custo, por exemplo, de fabricação de parque de estocagem de petróleo e derivados de uma refinaria, sujeito às elevadas economias de escala, responde por 15 % nos casos de refinarias complexas e de 25% para as refinarias simples do montante do investimento inicial. Devido a sua importância, esses custos são, em geral, considerados separadamente dos investimentos em unidades de processamento.

Devido à elevada interdependência na cadeia produtiva, entre as atividades de transporte por grandes superpetroleiros, refino e distribuição, economias de escala geométricas no transporte de petróleo e derivados exercem grande influência sobre a escala eficiente mínima de refino. Observa-se que uma refinaria deve ser capaz de refinar 140 mil barris/dia para processar a carga de um petroleiro de 200 mil toneladas. As refinarias com escala inferior a essa capacidade tendem a incorrer em maiores custos de estocagem, oriundos de uma capacidade de estoque maior que a normal, ou em maiores custos de transporte, decorrentes da utilização de navios de menor porte (COPP, 1976, p. 12).

A ocorrência de economias de escala no transporte de petróleo e derivados amplia o mercado de uma refinaria, permitindo o maior aproveitamento das economias de escala na construção.

O ponto de saturação das economias de escala na construção, a partir do qual são necessárias novas “soluções tecnológicas” é alcançado para uma escala próxima de 600 mil barris/dia de capacidade de processamento de petróleo bruto.

Usualmente, na Economia Industrial, define-se a capacidade de produção de uma planta industrial tomando-se como referência algum processo característico. Assim, na indústria de refinação de petróleo esse processo é a destilação atmosférica, comum a todas as refinarias. Não obstante, a necessidade de considerar também a capacidade das unidades de conversão e tratamento em refinarias complexas faz com que a capacidade de destilação geralmente seja analisada em conjunto com algum indicador de complexidade. Neste sentido, o *Índice de Nelson*, que atribui a cada processo de refino um peso específico, em uma estrutura de ponderação baseada no montante do investimento inicial por unidade de processamento, é o mais utilizado (MASSERON, 1990, p.258).

De acordo com a literatura técnica especializada, pode-se considerar o tamanho de uma “refinaria-padrão” variando de 100 mil a 150 mil bpd de capacidade de processamento. O não-aproveitamento pleno das economias de escala na construção é atribuído principalmente ao surgimento de deseconomias de escala na distribuição a partir de um determinado ponto estabelecido pelo volume e dispersão do mercado ao qual se destina a produção da refinaria.

Para Martins (2003), mercados consumidores de menor dimensão e geograficamente dispersos exigem um maior número de operações de abastecimento de pequeno volume. As instalações de transferência (transporte e estocagem de derivados) são menores, ou encontram-se a maiores distâncias do mercado consumidor. Por outro lado, mercados geograficamente concentrados e que demandam grandes volumes de derivados de petróleo permitem um maior aproveitamento das economias de escala no segmento da produção. Segundo o referido autor, isso é possível porque, nesta condição o custo de distribuição é

reduzido mediante o aproveitamento de economias de escala no transporte, o que pode ser conseguido, sobretudo através da utilização dos modais ferroviários e dutoviários.

Bain (1956) destaca que a indústria do refino de petróleo nos EUA é caracterizada por custos elevados de transporte em relação ao valor do produto final. A elevação de tais custos decorrente do aumento de escala da planta pode anular as economias de escala de produção, devendo ser consideradas, conjuntamente, as economias de escala na produção e distribuição.

Por esse motivo, ao abordar as economias de escala no refino em seu estudo original sobre as barreiras à entrada, Bain refere-se a uma “escala ótima” de cerca de 120 mil bpd por refinaria, desde que a mesma seja abastecida e escoe seus produtos por via marítima ou esteja localizada em um mercado muito denso. Assim, Bain conclui que refinarias localizadas fora de áreas costeiras têm sua escala de produção e, conseqüentemente, as economias de escala de construção, limitadas pelos elevados custos de transporte.

O acréscimo de vantagens decorrentes do acesso ao transporte marítimo para as refinarias localizadas em regiões costeiras contribuiu, portanto, para o aumento da escala operacional destas refinarias e, por conseguinte, para o aumento da escala média de refino. Em 1975, existiam nos Estados americanos do Texas e da Louisiana 68 refinarias, 39 das quais localizadas em regiões costeiras. Destas, 16 possuíam capacidade de refino superior a 100 mil barris/dia, as outras 29, não localizadas em regiões costeiras, não excediam essa escala de produção, sendo que 20 possuíam capacidade de refino inferior a 20 mil bpd.

De outro modo, embora as deseconomias de escala oriundas da elevação dos custos de distribuição possam limitar o tamanho da planta de refino, o mesmo não se aplica para uma firma. Uma empresa multiplanta pode operar várias plantas, obtendo o máximo possível de economias de escala na produção em cada uma delas, sem incorrer com isso em deseconomias de escala na distribuição. Nesta condição, existe uma vantagem da empresa multiplanta, decorrente dos menores custos de distribuição e, principalmente, menor custo de transporte, para as refinarias mais próximas de grandes centros consumidores.

Além das economias geométricas citadas, a indivisibilidade de processos de refino em função dos ativos específicos irreprodutíveis ao nível da planta industrial é outra importante fonte de economia de escala decorrente do “princípio do múltiplo-comum”.

Como em uma refinaria são combinados diferentes processos, com características próprias de indivisibilidade, a combinação ‘ideal’ de processos pode requerer escalas mínimas de produção elevadas. A indivisibilidade dos processos de refino decorre da necessidade de um fluxo constante de produtos intermediários entre as unidades de processamento, capaz de mantê-las operando, com rentabilidade, a níveis próximos de sua capacidade máxima operativa.

A relevância desse fator na indústria de refinação é potencializada pelo fato de que as unidades de processamento, sejam conversoras ou de tratamento, exigem maiores investimentos de capital em relação aos das unidades básicas de destilação atmosférica ou a vácuo.

Assim, as refinarias são projetadas, em geral, para operar com taxas máximas de utilização nas unidades de conversão e tratamento existentes e com alguma capacidade ociosa nas unidades de destilação atmosférica, que é ocupada quando o aumento da demanda por produtos de baixa qualidade ou semi-elaborados provoca a elevação de seus preços. Nas plantas de craqueamento catalítico fluido (FCC – *Fluid Catalytic Cracking*), por exemplo, amplamente utilizadas para produzir gasolina e nafta petroquímica, é necessária uma capacidade básica de destilação atmosférica de 270.000 bpd para manter operando, a plena capacidade, uma unidade de FCC com capacidade de processamento de 70.000 bpd (CGES, 2002, p. 37).

A Tabela 4 apresenta os custos do investimento inicial, para diferentes unidades de processamento, de uma refinaria europeia convencional, considerando a capacidade de processamento usual de cada uma das plantas industriais.

Tabela 4: Investimento Inicial, por Unidade de Processamento, Refinaria Medianamente Complexa

TIPO DE PLANTA	CAPACIDADE BÁSICA ¹ (b/d)	INVESTIMENTO INICIAL ² (US\$ Milhões)	INVESTIMENTO MÉDIO (US\$ Milhões)
Destilação atmosférica (básica)	120.000	60 a 90	0,50 a 0,75
Destilação a vácuo	40.000	30 a 34	0,75 a 0,85
Hidrotratamento de naftas	20.000	15 a 17	0,75 a 0,85
Reforma Catalítica	20.000	45 a 55	2,25 a 2,75
Craqueamento Catalítico	20.000	80 a 110	4,0 a 5,50
Visco-redução	20.000	30 a 35	1,50 a 1,76
Hidrodessulfurização	20.000	20 a 25	1,00 a 1,25
Isomerização	2.000	8 a 14	3,75 a 7,0
Alquilação	2.000	24 a 30	11,75 a 15

Fonte : Masseron (1990, p. 261)

¹ Capacidade usual, levando em consideração as escalas eficientes mínimas de cada processo e a relação entre estas.

² Investimento total no conceito "*battery limit*"

4.3.2 Escala eficiente mínima (EEM) no refino de petróleo

As vantagens obtidas pelas economias de escala, segundo a teoria tradicional das barreiras à entrada, devem ser consideradas juntamente com as condições da infra-estrutura existentes e algum grau de integração (vertical e horizontal) pré-definido, de modo a estimar seu efeito sobre a condição de entrada na indústria do refino.

Uma solução indicada por Bain (1956) ao examinar o problema da influência do grau de integração sobre o nível das barreiras à entrada, consiste em supor um nível ideal, teórico, de integração para cada indústria, a partir do qual as barreiras à entrada são analisadas. Embora tal solução teórica não contemple a real possibilidade de entrada com diferentes níveis de integração, como se verifica geralmente na indústria, Bain define como um possível indicador o tamanho médio das plantas das quatro maiores firmas atuando em cada indústria. Assim, uma primeira aproximação empírica da EEM pode ser obtida a partir do cálculo do tamanho médio das plantas das maiores empresas atuando em uma indústria como sugeriu o próprio Bain.

No caso da indústria americana de refino, a escala média das refinarias das quatro maiores empresas (ESSO, BP, Tosco e Chevron) é de aproximadamente 200 mil bpd. Esse dado fornece, aparentemente, uma indicação do limite inferior da EEM, na medida em que as maiores empresas atuando em uma indústria, geralmente empresas multiplantas, podem optar pela escala de uma nova planta, de modo que esta se aproxime o máximo possível da EEM. Porém, outros fatores, como a possibilidade de incorporação de novas plantas através de fusões e aquisições, a existência de plantas especializadas regionalmente ou em determinado segmento do mercado (linha de produto), entre outros, podem influenciar esse indicador, como de fato acontece no caso da indústria do refino.

Para Masseron (1990), tomando como referência o tamanho convencional de uma refinaria européia, medianamente complexa, obtém-se uma EEM de cerca de 150 mil bpd de capacidade.

Considerando como escala eficiente mínima (EEM), já embutidos os custos de distribuição, a capacidade de processamento de cerca de 150 mil bpd, verifica-se que existem nos EUA 46 refinarias (30,6% do total) operando com escala igual ou maior à EEM, as quais respondem por cerca de 68% da produção total OGJ (GLOBAL..., 2000b).

Tomando a capacidade total de refino dos EUA como referência, a EEM representa apenas 0,95% dessa capacidade, determinada com base em uma taxa média de ociosidade estimada em cerca de 5%. A capacidade efetiva para efeito de cálculo das economias de escala deve incluir a taxa de ociosidade média da indústria segundo Bain (1956, p. 62-63) o qual estimou uma EEM de aproximadamente 1,75% da capacidade total de produção da indústria americana de refino.

Outra alternativa para analisar a EEM a ser considerada por um novo entrante em uma indústria é a divisão do mercado em submercados. Conforme COOK (2000) o mercado americano de refino é usualmente dividido em 5 submercados ou regiões administrativas classificadas como PADD's (*Petroleum Administration for Defense Districts*): I (Costa Leste), II (Meio-Oeste), III (Costa do Golfo), IV (Montanhas Rochosas) e V (Costa Oeste). Este último concentra cerca de 20% da capacidade total de refino dos EUA, e os demais PADDs I a IV concentram 80% do total.

Para Copp (1976, p.46) estudos referentes ao período de 1948 a 1972 indicam uma EEM para o mercado compreendido pelos PADD's I-IV entre 0,4% e 1,0% da capacidade total de refino, e próxima a 1% para o PADD V enquanto que análises recentes (ano 2000) indicam escalas eficientes mínimas, em relação à capacidade de produção dos PADD's I-IV e do PADD V, respectivamente, de 1,1% e 4,8%, tomando-se por base a EEM de 150 mil bpd.

Estudos da *Oil Gas and Journal* indicam que a entrada em escalas abaixo da eficiente mínima implica custos de produção até 25% mais elevados, se considerada uma unidade industrial com tamanho correspondente a 25% da EEM. Porém, se inclusos os custos de distribuição verifica-se que as vantagens de custos, proporcionadas por maiores escalas de produção, tendem a ser anuladas, pelo menos parcialmente, face aos maiores custos de transporte. Em consequência, raramente ocorrem exemplos de grandes refinarias, capazes de aproveitar ao máximo as economias de escala na produção. No caso dos EUA nenhuma refinaria atinge a escala máxima de 600 mil bpd de capacidade de refino. A maior refinaria americana, da **ESSO**, tem capacidade de refino de 508 mil bpd, situa-se em uma região costeira (*Baytown*, Texas) e se beneficia, portanto, de menores custos de distribuição (GLOBAL..., 2000b).

Por fim, cabe observar que preços elevados do barril de petróleo, que pode atingir até 85% do custo total do refino, também tende a reduzir a importância das economias de escala na produção inclusive as economias de especialização, no caso de mercados segmentados por linhas de produtos, para empresas multiplantas. Portanto, o acesso a petróleo bruto de baixo custo, diretamente controlado ou não, e as escalas padrão e eficiente mínima ao lado da dimensão ou escala do mercado são fatores estratégicos de suma importância que pode inviabilizar a decisão de um novo entrante na indústria.

4.3.3 Trajetória tecnológica e grau de complexidade no refino de petróleo

Os primórdios da indústria refinadora de petróleo datam de cerca de 100 anos, nos EUA. A destilação inicial era em instalações rudimentares de forma descontínua. A destilação

primária contínua começou a ser praticada em 1912, nos EUA. No entanto, a destilação primária (atmosférica ou a vácuo), contínua, não pode fazer mais do que separar as frações de hidrocarbonetos que existem no petróleo bruto. Por esta razão, outros processos foram desenvolvidos, como o craqueamento térmico e o craqueamento catalítico.

O craqueamento térmico foi o primeiro processo que permitiu a obtenção de maiores proporções de gasolina do que as já existentes no petróleo bruto, através da decomposição de frações mais pesadas por efeito do calor. Seu emprego industrial começou em torno de 1920. O mesmo princípio é também usado no processo de viscoredução aplicado ao óleo combustível residual para reduzir a viscosidade, e na reformação térmica aplicada à própria gasolina para melhorar o seu índice de octanagem (explosão).

Em 1956 começou a ser usado industrialmente o chamado processo por craqueamento catalítico, que permitiu obter, através da injeção de catalisadores, maior proporção e melhor qualidade de gasolinas do que no processo de craqueamento térmico, mesmo empregando condições de pressão e temperatura mais brandas que neste último.

O uso de catalisadores atingiu também a operação industrial de reformação, a partir de 1949, resultando em índices de octanagem muito mais elevados do que a reformação térmica permitia obter.

Um grande número de outros processos foi desenvolvido (isomerização, polimerização, alquilação, hidrogenação, desasfaltação, hidrotratamentos, etc.) os quais são utilizados correntemente na indústria de refino e permitem modificar as frações originais, decompô-las e recompô-las diferentemente, de acordo com a necessidade de cada refinador. Em resumo, estes processos permitem:

- 1) Variar mais profundamente a proporção de cada derivado, tornando-a cada vez mais independente da composição do cru;
- 2) Utilizar uma variedade maior de crus, podendo inclusive, aproveitar alguns que a tecnologia obsoleta não permitia obter;
- 3) Produzir derivados de qualidade cada vez melhor.

Nos EUA o processo de refinação predominante é a reforma catalítica que permite a produção de maiores quantidades de gasolina que é o derivado de maior demanda no mercado norte-americano, enquanto que os parques de refino europeu e brasileiro foram projetados para atender a demanda de derivados médios (querosene e diesel) a partir de craqueamentos catalíticos e hidrotratamentos que permitem obter maiores quantidades desses derivados (TOLMASQUIM, 2000).

A capacidade de produção de derivados nobres por uma refinaria depende da variedade e da capacidade de processamento de suas unidades de tratamento e conversão. Quanto maior o número destas unidades e a sua capacidade (medida em relação à capacidade de destilação primária) maior o grau de complexidade da refinaria e, conseqüentemente, a sua capacidade de produção de derivados nobres.

Assim, a trajetória tecnológica do refino de petróleo, principalmente durante as décadas de 50 e 60, foi caracterizada pela evolução da complexidade das plantas, através do desenvolvimento de novos processos produtivos de conversão e tratamento complementares aos processos básicos de destilação primária atmosférica ou a vácuo, em geral acompanhada do aumento da escala de produção. Com o desenvolvimento de refinarias maiores e mais complexas tornou-se possível o aumento da proporção de derivados de petróleo leves (como a gasolina) e médios (diesel) na oferta total, acompanhando as mudanças ocorridas na demanda por derivados em face das crescentes exigências ambientais.

A definição ótima dos processos a serem utilizados e da forma de combiná-los em uma refinaria depende das características do óleo bruto disponível e da demanda esperada de derivados no mercado, havendo ainda um “*trade-off*” entre a escolha irreversível de processos que exigem menor volume inicial de capital e o uso de um tipo de petróleo de melhor qualidade e preços mais elevados; ou processos que demandam maior volume inicial de capital, mas que utilizam óleos de qualidade inferior e preços mais reduzidos.

Além do custo de capital, o grau de complexidade da refinaria também exerce influência sobre os custos variáveis, na medida em que refinarias mais complexas, capazes de processar óleos mais baratos, também consomem maior quantidade de catalisadores e

outros reagentes químicos anulando, em parte, a vantagem de custos diretos decorrente da utilização de um tipo de petróleo de qualidade inferior. Acrescente-se que, a receita obtida também varia em função da qualidade dos derivados produzidos, uma vez que derivados de qualidade superior são mais valorizados.

De acordo com Tolmasquim et al (2000), a rentabilidade de refinarias mais complexas depende de um diferencial de preços entre os petróleos de melhor e pior qualidade, e da diferença de preços (que implica maior ou menor receita) entre os derivados refinados de qualidade inferior e superior no mercado de combustíveis. Em relação ao custo de óleos leves e pesados, em períodos de relativa estabilidade dos preços do barril de cru há um diferencial histórico que varia de US\$ 7 a 8 por barril, a favor dos óleos leves. Em períodos de maior instabilidade dos preços esse diferencial tende a ser muito maior. Quanto menor esse diferencial nos custos mais ampla é a elevação das receitas proporcionadas pelos combustíveis de maior qualidade, produzidos pelas refinarias mais complexas.

A decisão em relação ao grau de complexidade de uma nova refinaria para um determinado mercado é, portanto, função:

- 1) Da prévia disponibilidade de petróleo de determinada qualidade pela firma entrante;
- 2) Do tipo de petróleo disponível próximo ao mercado consumidor de derivados somado às diferenças de custo de transporte de outras fontes;
- 3) Dos riscos do investimento;
- 4) Das especificações referentes à produção e consumo de derivados; e das políticas públicas (barreiras institucionais), refletindo, de maneira geral, uma conjunção de todos esses fatores.

4.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

As considerações sobre o mercado mundial do petróleo e os aspectos técnicos – econômicos da refinação, características tecnológicas do processo de refino, suas

trajetórias e relações com a integração versus economias de escala, permitiram identificar, caracterizar e qualificar as fontes de barreiras à entrada observadas na indústria internacional petrolífera, extensíveis ao caso Brasil analisado a seguir como um bloco à parte diante dos blocos de países já abordados.

5 O CASO BRASIL E A VIABILIDADE DE UM NOVO ENTRANTE NO MERCADO DE REFINO.

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Enquanto a industrialização do petróleo nascia em 1859, em Titusville, Pensilvânia, Estados Unidos, e se desenvolvia de forma acelerada em vários outros países, no Brasil não surgiu senão depois de iniciativas esparsas em busca do petróleo, sem sucesso desde os anos finais do Império até 1939. Um processo mais acelerado só começou depois da instituição do monopólio do petróleo para a União e da criação de uma empresa estatal para executá-lo, resultado de um prolongado debate entre as correntes que eram contrárias ao intervencionismo estatal e as vertentes que defendiam a nacionalização das jazidas petrolíferas e uma participação mais ativa do Estado no setor.

5.2 O SETOR PETRÓLEO NO BRASIL: O MARCO PETROBRAS

Assim, pode-se dividir a história do petróleo no Brasil em dois períodos distintos: antes e depois da implantação da PETROBRAS. O Gráfico 15 mostra a trajetória do setor no Brasil que expressa os diferentes estágios de participação do Estado na política do petróleo.

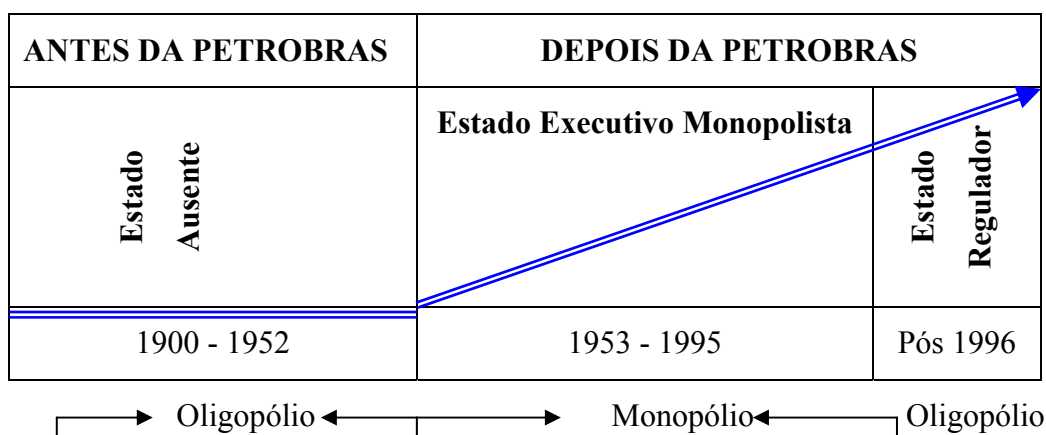


Gráfico 15: Estágios de participação estatal no setor petrolífero brasileiro.
Fonte: Elaboração própria, 2006

De acordo com o Gráfico 15 acima o mercado de petróleo no Brasil apresenta diferentes estágios ao longo da consolidação da experiência brasileira no setor.

O primeiro estágio abrange um longo período que para alguns vai desde a fase da ignorância no assunto, meados do século XIX até 1930, sob um regime de livre iniciativa que se estende até 1952. É uma fase de pesquisas exploratórias e de perfurações sem sucesso mediante concessões a estrangeiros e brasileiros. Não obstante, são criados alguns órgãos estatais como o SGMB – Serviço Geológico Mineralógico do Brasil (1907) pelo Ministro baiano Miguel Calmon, da agricultura. Em 1926, a Reforma Constitucional estabelece que as riquezas do subsolo não podiam ser transferidas a estrangeiros.

Neste período, a *Standard Oil Company of Brazil*, com o nome de ESSO, é autorizada a se instalar no Brasil por Decreto do Presidente Hermes da Fonseca assinado em 17 de janeiro de 1912, e foi a pioneira na distribuição de produtos de petróleo como "gazolina" e o "kerozene" vendidos em tambores e latas. Depois de setembro de 1915, a Texaco começou a operar no Brasil através de decreto assinado pelo então presidente Wenceslau Brás autorizando a *The Texas Company (South America) Ltd.* a se instalar no País. Nesse primeiro ciclo o mercado pode ser caracterizado como um oligopólio concentrado na distribuição e ainda não existia a indústria de refino no País.

Enquanto no primeiro estágio não havia qualquer tipo de restrição legal para qualquer empreendedor que quisesse pesquisar e produzir petróleo, o período 1931-1938 é marcado por um avanço na forma de se tratar a política do petróleo no País e já em 1931 o Decreto 20.223 subordinava todas as jazidas minerais ao poder público. Com esta medida legal inicia-se no Brasil uma política de *barreiras institucionais* à entrada no segmento petróleo, cria-se o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM (1933) em substituição ao SGMB e institui-se o Código de Minas (1934) que estabelecia normas para a exploração das riquezas minerais.

Apesar de a Constituição de 1934 permitir a pesquisa e a exploração das jazidas petrolíferas por “empresas organizadas no Brasil”, até 1945 o capital multinacional não se interessou em investir na pesquisa, exploração e refino de petróleo no Brasil.

A persistência de visionários como Manuel Ignácio Barros, Oscar Cordeiro, o escritor Monteiro Lobato³⁸ e a percepção dos militares de que a posse do petróleo pelos EUA desequilibrou o poder de combate na Primeira Guerra Mundial foram aos poucos convencendo a elite governista sobre a importância estratégica do petróleo que se tornou uma questão de segurança nacional. Porém, enquanto o Estado não intervém no setor, em 1932 instala-se em Uruguaiana (RS) a Destilaria Sul-Rio-Grandense, a primeira do Brasil, de capital nacional privado. Nesta época, o País não produzia petróleo e o abastecimento da pequena destilaria dependia do petróleo importado da Argentina.

Em 1936, entram em operação duas novas refinarias privadas: uma destilaria pequena em São Caetano do Sul, São Paulo, do grupo Matarazzo para consumo próprio, e outra do Grupo Ipiranga, Refinaria Ipiranga SA, na cidade de Rio Grande (Rio Grande do Sul), ainda hoje em operação, sempre como empresa privada.

Em 1937, por conta do Estado Novo, foi elaborada a terceira Constituição Republicana que em relação às atividades do segmento petróleo estabelecia *novas barreiras* que limitavam os espaços de atuação fora da esfera estatal. Tinham-se iniciadas as operações das primeiras refinarias privadas de pequeno porte de capital nacional. A partir daí a questão de qual seria o modelo de gestão para os setores de infra-estrutura em especial para o petróleo começou a ser debatida mais construtivamente entre os que defendiam caminhos estatizantes e os liberais.

Em 1938, com o crescimento do nacionalismo de Estado, articula-se pelo Decreto-Lei 366, de 11 de abril de 1938, a nacionalização das jazidas de hidrocarbonetos líquidos e gases naturais proibindo-se qualquer atividade de estrangeiros no setor. Em 29 de abril de 1938 o Decreto-Lei 395 criou o Conselho Nacional de Petróleo tomando posse na presidência o seu mentor e criador, General Júlio Caetano Horta Barbosa. Era a intervenção do governo para conduzir a política petrolífera e começo de um planejamento estatal.

³⁸Autor do livro “O Escândalo do Petróleo” e criador da Empresa Paulista de Petróleo (1918). Foi Adido Comercial do Brasil em Washington durante 4 anos e ficou impressionado com o impulso que a siderurgia e o petróleo deram aos Estados Unidos. Retornando ao Brasil em 1931 criou a Companhia de Petróleo do Brasil (1932). Ambas fracassaram.

A finalidade principal do CNP foi supervisionar o abastecimento interno, dirigir a política de preços, estoques de petróleo, transporte dutoviário e frota marítima. O decreto estabelecia que o CNP poderia explorar diretamente as jazidas com o auxílio de um órgão específico. Dizia o Artigo 13: “O CNP realizará, por intermédio de um órgão técnico que for criado, os trabalhos oficiais de pesquisa de petróleo e gases naturais, bem como, quando julgar conveniente processará a lavra e industrialização dos respectivos produtos”. O órgão ao qual se refere o DL 395/1938 foi posteriormente criado pela Lei 2004/1953 que instituiu a PETROBRAS e o monopólio. Mesmo com as dificuldades de se inserir no complexo negócio do petróleo, o Brasil, saindo praticamente do zero, conseguiu, em 42 anos de monopólio (1953/1995), uma posição de destaque na indústria petrolífera mundial em que pesem todas as crises que o País atravessou ao longo de sua existência.

Com o impulso estatal através da PETROBRAS o mercado brasileiro de petróleo/derivados consolidou-se no pós-guerra e cresceu aceleradamente até o segundo o choque do petróleo. A partir daí ocorreu uma relativa estabilização do consumo, que pode ser atribuída a dois fatores principais: a substituição dos derivados por outros energéticos, como o álcool, e a estagnação da economia brasileira.

O montante das importações de petróleo tem variado em função da política de investimentos da PETROBRAS em exploração e produção. Pode-se sintetizar a evolução da produção de petróleo bruto da empresa através da seguinte cronologia:

- 1) 1955-67: intenso esforço em exploração e conseqüente aumento da produção interna, que passa a cobrir 35% do consumo de petróleo do País;
- 2) 1967-79: retração, durante o período do “milagre”, dos investimentos em exploração, enquanto o consumo interno passa a crescer aceleradamente. Por conseguinte, as importações de petróleo chegam a alcançar, em 1979, 90% do consumo interno;
- 3) 1979-85: aumento considerável da produção nacional, que passa a cobrir 50% do consumo interno, a partir da instalação de sistemas de produção permanentes em Campos. O consumo interno se estabiliza;

- 4) 1985-1995: crescimento lento do consumo, redução dos volumes importados e ampliação da participação da produção interna;
- 5) 1995-2005: Retomada de crescimento da economia, com taxas maiores de consumo de derivados, porém ainda modestas ao lado de um crescimento acelerado das reservas e produção de petróleo com tendências para a auto-suficiência, finalmente alcançada em abril de 2006.

Atualmente a produção de petróleo e LGN associado no Brasil e as projeções para 2011 e 2015 são as seguintes:

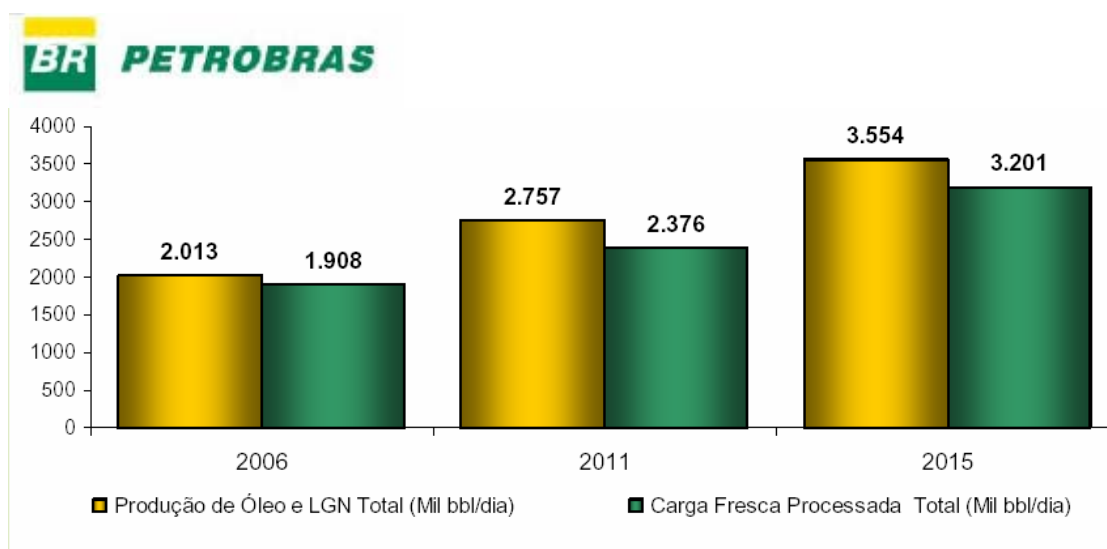


Gráfico 16: Produção de óleo e carga processada
Fonte: PETROBRAS (2006)

Até enquanto foi possível resistir para manter o monopólio do petróleo, revogado pela EC 09/95, o Brasil, diferentemente de todos os países analisados, conforme os blocos a que pertencem, apresentava-se, na área do petróleo, em uma situação específica, sob controle e em condições de autodeterminação, pois, quando o monopólio foi revogado a indústria brasileira do petróleo caracterizava-se pelas seguintes condições:

- 1) Já era verticalmente integrada do *upstream* ao *downstream* com uma empresa internacionalizada – a PETROBRAS, que já dominava uma

tecnologia de ponta em todos os ramos do setor petróleo e já era exportadora de tecnologia;

- 2) Suas reservas de óleo e gás já eram superiores às reservas da maioria das *majors* e *supermajors* e estavam crescendo o que garantiria a auto-suficiência em energia, sendo necessária apenas dar seqüência aos projetos em andamento a cargo da referida empresa;
- 3) Já possuía um mercado significativo e os custos envolvidos na atividade já eram compatíveis com os custos internacionais;
- 4) A venda de derivados pela empresa, a preços internacionais ou ainda que um pouco abaixo dos mesmos, geravam os recursos adequados para dar andamento ao programa de investimentos, sem necessidade de privatização ou de qualquer aporte de capital pelo Governo;
- 5) Os seus ativos específicos, as refinarias, os campos de petróleo, sua frota marítima e sua rede de dutos, estavam em linha tanto quanto qualquer transnacional dispunha de melhor e tecnologicamente atualizados;
- 6) A PETROBRAS já possuía estruturas comerciais, industriais e de pesquisas capazes de conduzir quaisquer atividades na área de petróleo, dispondo de um quadro técnico, gerencial, administrativo e operacional treinado e motivado para cumprir a missão de abastecer o País a custos competitivos;
- 7) A referida empresa já atuava em vários países, e estava a par do que ocorria no mundo, em termos de comércio e desenvolvimento tecnológico assim como conhecia os parâmetros internacionais de produtividade no setor;
- 8) Havia 13 refinarias no País, 11 das quais de propriedade estatal com uma capacidade nominal de refino de 1.540 milhões de bpd para atender o mercado interno. Dadas às características tecnológicas das refinarias e do petróleo processado (mais parafínicos do que naftênicos) eram produzidos menos combustíveis leves e médios (GLP ou gás de cozinha, nafta petroquímica e diesel), e a produção de gás natural (LGN) era insuficiente para atender a demanda nacional.

5.3 BARREIRAS À ENTRADA NO MERCADO DE REFINO BRASILEIRO

Tendo em vista as considerações metodológicas concernentes à definição de entrada em uma indústria, de acordo com a teoria das barreiras, pode-se considerar somente como ingresso no refino brasileiro apenas a adição de nova capacidade por uma nova empresa. Nesta perspectiva a viabilidade de entrada de uma nova empresa (um novo ente jurídico) para ampliar a oferta de derivados de petróleo mediante a construção de uma nova refinaria deve ser analisada considerando o mercado nacional e os seus submercados.

O mercado de derivados no Brasil é dividido em três grandes submercados³⁹:

Área I – Regiões Norte e Nordeste,

Área II – Regiões Sudeste e Centro-Oeste e

Área III – Região Sul.

O balanço entre a oferta e demanda dos principais derivados, para cada uma das áreas, vem apresentando nos últimos 15 anos auto-suficiência em derivados de petróleo para as áreas III (Sul) e II (Sudeste e Centro-Oeste⁴⁰). Porém, os excedentes gerados pela região Sudeste (Área II), onde se concentram as maiores refinarias do País, são absorvidos pela Área I (Norte/Nordeste), que apresenta déficit na produção de diesel/nafta e GLP. A oferta total de combustíveis do petróleo na referida Área I é ainda complementada pela importação de derivados. Ressalte-se que as três áreas apresentam excedentes de produção de óleo combustível e de gasolina, porém, o consumo de GLP (gás de cozinha) supera a oferta doméstica (oferta global das três áreas) Ver Tabela 5.

³⁹ Essa divisão do mercado brasileiro foi utilizada pela ANP no estudo “Perspectivas para o Desenvolvimento do Setor de Refino de Petróleo no Brasil” (CARVALHO, 2000).

⁴⁰ Na região Centro-Oeste não existem nenhuma refinaria estatal ou privada.

Tabela 5: Balanço oferta X demanda de combustíveis no Brasil.

Balanço entre a Oferta e Demanda de combustíveis no País (milhões de m ³ /ano) – 2001			
REGIÕES/ÁREAS	OFERTA	DEMANDA	DEFICIT/SUPERAVIT
Norte/Nordeste (Área I)	7,57	17,24	9,67
Sudeste/Centro-Oeste (Áreas II)	55,23	47,91	7,32
Sul Área III	14,91	14,53	0,38
TOTAL	77,71	79,68	(1,97)

Fonte: Martins (2003)

Na Área I, única fortemente deficitária, verifica-se um déficit total, para os derivados analisados, de cerca de 9,6 milhões de m³/ano, mais da metade desse total (5,5 milhões de m³) deve-se à insuficiência da produção de óleo diesel, frente à demanda, na região. Tal déficit, nas regiões Norte e Nordeste, é coberto pelas transferências internas da Área II e via importações.

As Áreas I e III destacam-se, como áreas com taxas de crescimento superior à média nacional, no período 1991-2001. Estas duas áreas apresentam taxas médias de crescimento, no volume de vendas dos principais derivados de petróleo (óleo diesel, gasolina, GLP e óleo combustível), de, respectivamente 4,41% e 4,53% ao ano.

Como se observa, o mercado brasileiro de derivados de petróleo é caracterizado por uma oferta insuficiente em relação à demanda para derivados nobres como a nafta petroquímica, diesel e GLP. Tal insuficiência vem se refletindo no aumento das importações desses produtos nos últimos 10 anos.

5.3.1 A capacidade instalada de refino e os projetos estatais de novas refinarias.

Para neutralizar o crescimento da demanda dos derivados mais nobres (GLP, diesel e nafta petroquímica), os investimentos da empresa dominante, controladora de 95% da capacidade de refino do País, estão sendo concentrados em projetos para a construção de novas refinarias e reformulação/ampliação do parque de refino para o processamento de petróleos mais pesados visando à modificação do perfil da produção, reduzindo-se a

participação de derivados menos nobres como o óleo combustível na demanda total e aumentando a produção de GLP, diesel e nafta petroquímica em observância aos déficits apresentados regionalmente⁴¹.

Cabe ainda considerar no que se refere à viabilidade de competição no refino, a entrada de um novo entrante com uma refinaria em escala eficiente mínima (EEM) frente à demanda existente e esperada. Dado que a capacidade total de refino é de aproximadamente 2.023.000 bpd ou 1.820.700 bpd, já abatida a capacidade ociosa em torno de 10% (97.950 mil bd.) uma vez que o fator de utilização da capacidade das refinarias vem crescendo nos últimos anos e se aproximando de 90% da capacidade nominal em 2005; E, como a média da EEM, teoricamente considerada, varia entre 1 a 2% da capacidade efetivamente processada; logo, atribuindo-se uma média 2% tem-se uma EEM de: $0,02 \times 1.820.700 \text{ bpd} = 36.414 \text{ bpd}$.

Como o referencial para a EEM utilizada é a escala padrão de aproximadamente 150 mil bpd e considerando apenas as economias de escala na produção, para uma única refinaria, assim, um entrante privado no submercado (Área I, Norte/Nordeste) com capacidade de refino de 150 mil bpd não estaria em maiores desvantagens que as refinarias estabelecidas (RLAM/REMAN) em termos dos custos de produção.

O mesmo não se pode inferir para as Áreas II e III, que apresentam capacidade excedente de refino o que limitaria as possibilidades de entrada para novas refinarias. Em ambas as áreas, dentre os cinco produtos mais relevantes, o único a apresentar capacidade de oferta inferior à demanda é o GLP, produto que responde por 7 a 9% do volume de produção de uma refinaria medianamente complexa.

A entrada de uma nova refinaria em uma destas duas áreas teoricamente seria inviável para um entrante privado. No entanto, existe o projeto de uma entrada integrada tal como está sendo planejada a nova refinaria do Rio voltada para o Complexo Petroquímico – COMPERJ e para exportação de prováveis excedentes. Nestas duas áreas (II e III) estão concentradas 7 das 13 refinarias do País, assim distribuídas:

⁴¹De acordo com o Plano de Negócios da PETROBRAS para 2006-2010, do total de investimentos previstos para o refino, 14% serão destinados para ampliação/reformulação das refinarias, o que equivale, na prática, a adição de uma refinaria nova (PETROBRAS, 2005).

Tabela 6: Capacidade instalada das refinarias no Brasil

Área II (Sudeste e Centro-Oeste) ¹	Capacidade (mbd)
REDUC /PETROBRAS(RJ)	242
MANGUINHOS (RJ) (iniciativa privada)	14*
REPLAN /PETROBRAS(SP)	352
RPBC/PETROBRAS (SP)	170
REVAP/PETROBRAS (SP)	226
RECAP/PETROBRAS (SP)	53
REGAP /PETROBRAS(MG)	151
Subtotal	1208
Área III (Sul)²	
REPAR/PETROBRAS	196
REFAP/PETROBRAS	189
REPISA (Iniciativa privada)	13
Subtotal	398
Área I (Norte e Nordeste)³	
RLAM/PETROBRAS	307
REMAN/PETROBRAS	46
Subtotal	353
TOTAL	1959⁴

¹ Não existe refinaria no Centro-Oeste

* Não opera (grupo Repsol, espanhol), atualmente fechada.

² Não incluído o refino de 7.800 toneladas de xisto/dia (SIX) (58.500 bpd)

³ Não incluído o refino de 6 mil bpd da LUBNOR

⁴ Se incluídos 64 mil bpd (SIX + LUBNOR), o total seria: 2.023.000 bpd

Fonte: Elaboração própria. Base: PETROBRAS (2006).

De acordo com a Tabela 6, no Sudeste (Área II) a capacidade instalada é de 1.208.000 mil bpd e na área III (Sul) a capacidade instalada é de 398 mil bpd. A oferta excedente nesta área, principalmente pela REGAP (Minas Gerais) e pelas refinarias de São Paulo é transferida para abastecer o Centro-Oeste. Portanto, se um novo entrante privado ingressasse nesta área conduziria aos resultados previstos abordados na fundamentação teórica. Ou seja, mantendo-se inalterada a oferta total – com o objetivo de provocar redução de receita, em função da inelasticidade-preço da demanda por derivados de petróleo – um novo entrante deveria construir uma refinaria com escala inferior à eficiente, ou construir à escala eficiente e operar com elevada capacidade excedente que se acrescentaria à já existente.

Neste último caso dois cenários são ainda possíveis, considerando-se a oferta de cada produto:

- 1) O entrante conquista mercados em proporção à sua adição de capacidade ao parque de refino, ou seja, o aumento de capacidade ociosa é dividido entre a entrante e as empresas estabelecidas;

- 2) O entrante arca com todo o aumento de capacidade ociosa. Alternativamente, deve ser considerada a possibilidade de exportação de excedentes que, no entanto, é limitada pelas exigências, vigentes nos mercados externos, quanto à qualidade e a especificação dos combustíveis.

A área I, devido tanto ao déficit existente quanto ao projetado, em médio prazo, para os principais derivados de petróleo, apresentou-se como a mais adequada para a instalação de uma nova refinaria dado que o déficit desta região, segundo a expectativa de crescimento da demanda total por derivados (até 4% ao ano) já atingiria cerca 12 milhões de m³, em 2006.

Logo, já por volta de 1990-1995, projetava-se construir pelo menos uma refinaria para atender prioritariamente o mercado nordestino tendo em vista que, mesmo com as ampliações da única refinaria da região (RLAM, Bahia) a produção de alguns combustíveis específicos, acima citados, não era suficiente para suprir o mercado das regiões Nordeste e Norte. A outra unidade da PETROBRAS, no Nordeste, era a antiga ASFOR – Fábrica de Asfalto, atual LUBNOR com pequena produção de lubrificantes e leves.

Entretanto, o Brasil é auto-suficiente em derivados básicos de petróleo desde 1967, conseqüência da opção pela instalação de um parque de refino que passou a produzir no País o que antes se comprava no exterior. Isto é, do total importado, 98% eram derivados e apenas 2% eram de petróleo bruto. Com a entrada da PETROBRAS no mercado o quadro foi transformado completamente, ou seja, a proporção das importações passou a 8% de derivados e 92% de óleo cru, em 1967 (A VEZ..., 2006).

No final dos anos 70, a necessidade de adequar a estrutura de refino à evolução da demanda, em parte pela captura do mercado da gasolina pelo álcool, conduziu, paradoxalmente, a exportações desse destilado nobre e de óleo combustível. Todavia, com a estagnação da produção e consumo de álcool, a partir de meados dos anos 80, o consumo de gasolina voltou a crescer, o que provocou a queda das exportações.

O consumo de diesel cresceu fortemente em relação aos demais derivados, passando de 23% no início dos anos 70 para 37% nos anos 90 e 36% em 2004/2005. A dieselização das

frotas de veículos no Brasil tende a alterar a estrutura do parque de refino principalmente se for liberado o uso do diesel em veículos leves movidos à gasolina, como na Europa, para atender o Protocolo de Kyoto que visa a redução das emissões de poluentes em escala global.

Essa forte tendência à dieselização fez com que o diesel passasse a determinar o nível de consumo de petróleo bruto do País. O consumo crescente do diesel, GLP (Gás Liquefeito) e nafta, nos últimos anos, ao lado de uma crescente produção de petróleo mais pesado, oriundo da bacia de Campos, são fatores que vem exigindo adaptações e mudanças no perfil do parque de refino que foi originalmente projetado para processar óleos leves importados.

O Brasil é o quarto maior mercado mundial de GLP com um consumo atual de 201 mil bpd ou aproximadamente 10 milhões de toneladas por ano. O chamado gás de cozinha é um produto essencial para os consumidores de baixa renda. Em 2002 com a liberação dos preços no mercado e para amenizar o impacto do realinhamento com os preços, o governo federal criou o auxílio-gás de R\$7,5 por mês para famílias com renda per capita de até meio salário mínimo, o que abrange ente 9 a 10 milhões de pessoas.

O mercado de GLP no Brasil é dominado atualmente por um cartel de 4 grandes empresas que controlam 96% da distribuição do gás. Atualmente, a Liguigás (ex-Agip) adquirida pela PETROBRAS⁴², em 2003, é a terceira maior distribuidora de GLP do País com 21,5% do mercado, atrás da Ultragaz⁴³ do grupo ULTRA com 24,5%, e da SHV Gas Brasil com 23,2% (controladores da Minasgás e Supergasbras) ficando o restante do mercado (27,8%) com a Copagás, Butano) e as pequenas com apenas 4%. A participação das pequenas é mínima, mas evidentemente não é desprezível, pois aonde elas existem e não integram o cartel, tem-se a concorrência. As pequenas, então, "puxam" o preço para baixo e atendem, muitas vezes, locais que as grandes firmas desprezam.

⁴² A PETROBRAS comprou todos os ativos da Agip no Brasil por R\$ 450 milhões. Além da distribuição de GLP, fez parte do negócio a compra de 1.600 postos de combustíveis que foram incorporados à rede BR.

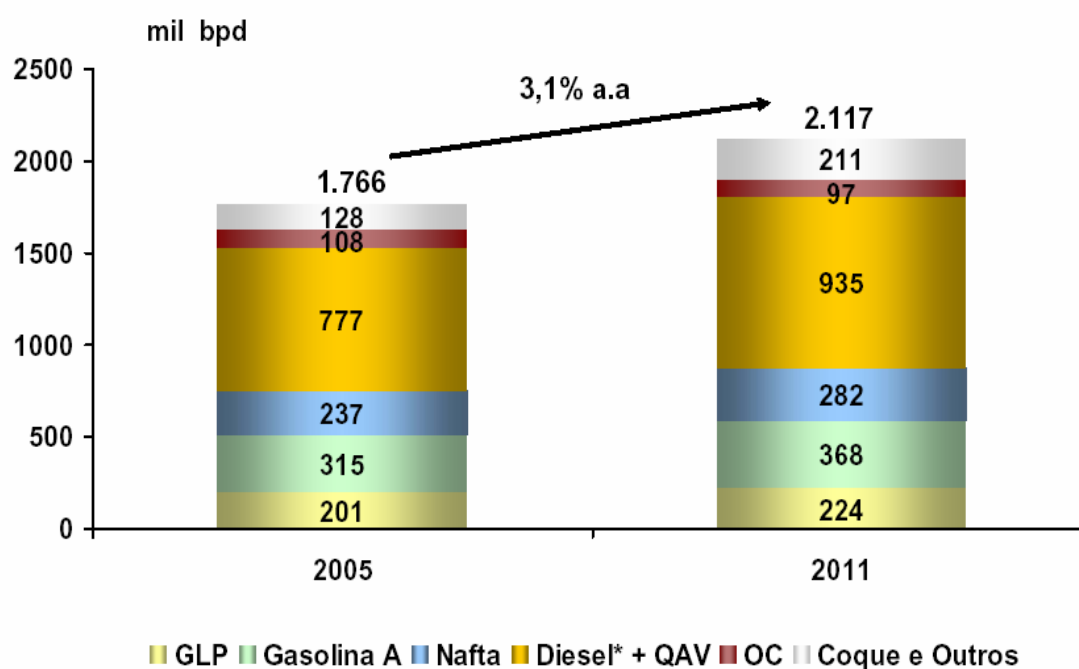
⁴³ A Ultragaz elevou sua participação nas vendas de gás de 19,6% para 24,5% e consolidou-se como a quarta maior empresa independente (sem produção própria) de distribuição de GLP do mundo, com a comercialização de 1,6 milhões de toneladas por ano.

A estrutura do mercado de GLP no Brasil é, portanto, fortemente concentrada. O mercado de seis Estados, por exemplo (cinco do Norte e um no Nordeste) é 100% abastecido pelas quatro maiores empresas. Apenas duas empresas abastecem o Acre, Amazônia, Rondônia e Roraima. Há no Paraná uma pequena margem para a concorrência, onde as grandes firmas ficam com 69,8% do mercado, e o restante com as pequenas e médias distribuidoras. O que se observa é que os maiores aumentos de preços aconteceram justamente nas regiões Norte e Nordeste, onde somente os quatro grandes grupos atuam.

O Brasil importa grandes quantidades de GLP por razões técnico-econômicas. Atualmente, dada a predominância de petróleo pesado processados e as características das unidades em operação nas refinarias brasileiras, aproximadamente 8 a 9% do petróleo refinado é transformado em GLP. Em 1997, as unidades em operação nas refinarias, somadas com as UPGN, produziram uma média mensal de cerca de 325.000 toneladas de GLP, o que ficava muito aquém da demanda média brasileira de aproximadamente 525.000 toneladas/mês. A diferença, em torno de 40% do consumo, completava-se a partir de GLP importado.

A opção de se aumentar a oferta de GLP simplesmente a partir do aumento da capacidade de refino não se revela a mais viável em face dos custos elevados, uma vez que o aumento de 60% da capacidade de refino, necessário para atender o mercado, acarretaria uma sobra considerável de outros combustíveis, principalmente gasolina e óleo combustível, e a conseqüente dificuldade de se comercializá-los a preços atrativos. Desta forma, a menos que aconteça um rearranjo do perfil do consumo de derivados no País, a importação de GLP se fará presente ainda por muito tempo.

De acordo com o Gráfico 17 o mercado de GLP tende a crescer de 201 mil bpd em 2005 para 224 mil bpd em 2011 ou aproximadamente o equivalente a 10 milhões e 900 mil toneladas ano.



*Inclui biodiesel

Gráfico 17: Consumo de derivados em 2005 e projeção para 2011
Fonte: PETROBRAS (2006)

A produção e o consumo total de derivados no Brasil até março 2006 foram os seguintes:

Tabela 7: Produção e consumo de derivados no Brasil (março 2006)

	2006 (março/06)	2005	2004
Produção e consumo de derivados	Média ¹	Média	Média
	(mil bpd)	(mil bpd)	(mil bpd)
Produção de derivados no País (a)	1.812	1.735	1.698
Consumo de derivados brasileiros	1649	1658	1527
Importação de derivados	115	73	109
Consumo Total (b)	1.764	1.731	1.636
(a – b) Excedentes reexportáveis	+ 48	+2	+62

¹Média no trimestre

Fonte: Elaboração própria. Base: PETROBRAS (2006)

Analisando a dimensão do mercado residual de combustíveis pelos dados da tabela acima, observa-se que apesar do País ser auto-suficiente em derivados de petróleo desde 1967,

essa auto-suficiência não inclui todos os derivados. Exclui o GLP, diesel e a nafta petroquímica que são importados. Ainda assim, o mercado que sobra (residual) para um potencial entrante é muito pequeno, o que inviabiliza a entrada de qualquer das supermajors no mercado de refino brasileiro.

Tomando-se a capacidade instalada de refino e a efetivamente processada (carga média) a situação é a seguinte:

Tabela 8: Capacidade nominal instalada X Carga média efetiva X excedente

Período	2004	2005
	Mil bpd	Mil bpd
Capacidade nominal instalada (a)	1.864	1.864
Carga média processada (b)	1.728	1.758
Capacidade excedente (a – b)	136	106

Fonte: Elaboração própria. Base: PETROBRAS (2006)

De acordo com os dados da Tabela 8 acima, não há espaço para a entrada de qualquer uma das *supermajors* na indústria de refinação brasileira, porque há capacidade excedente no refino, embora se importe GLP, diesel e nafta petroquímica o que se explica em função das características tecnológicas das refinarias brasileiras projetadas originalmente para processar óleos leves importados. Atualmente a PETROBRAS importa cerca de 100 mil bpd de petróleo leve para “*blending*” (mistura) com o petróleo pesado da bacia de Campos com o objetivo de produzir mais leves como o GLP e naftas para suprir o mercado nacional.

Entretanto, dadas as previsões de crescimento da demanda nacional por derivados em torno de 2,8% ao ano, projeta-se para 2010 a 2014 em diante um consumo que tende a ser maior do que a atual capacidade instalada de refino. Logo, para cobrir o déficit projetado neste período, a PETROBRAS e a PDVSA resolveram construir uma refinaria em Pernambuco (Suape) para processar 200 mil bpd de petróleo pesado venezuelano e brasileiro, o que contribuirá para reduzir as importações de diesel, GLP e nafta petroquímica.

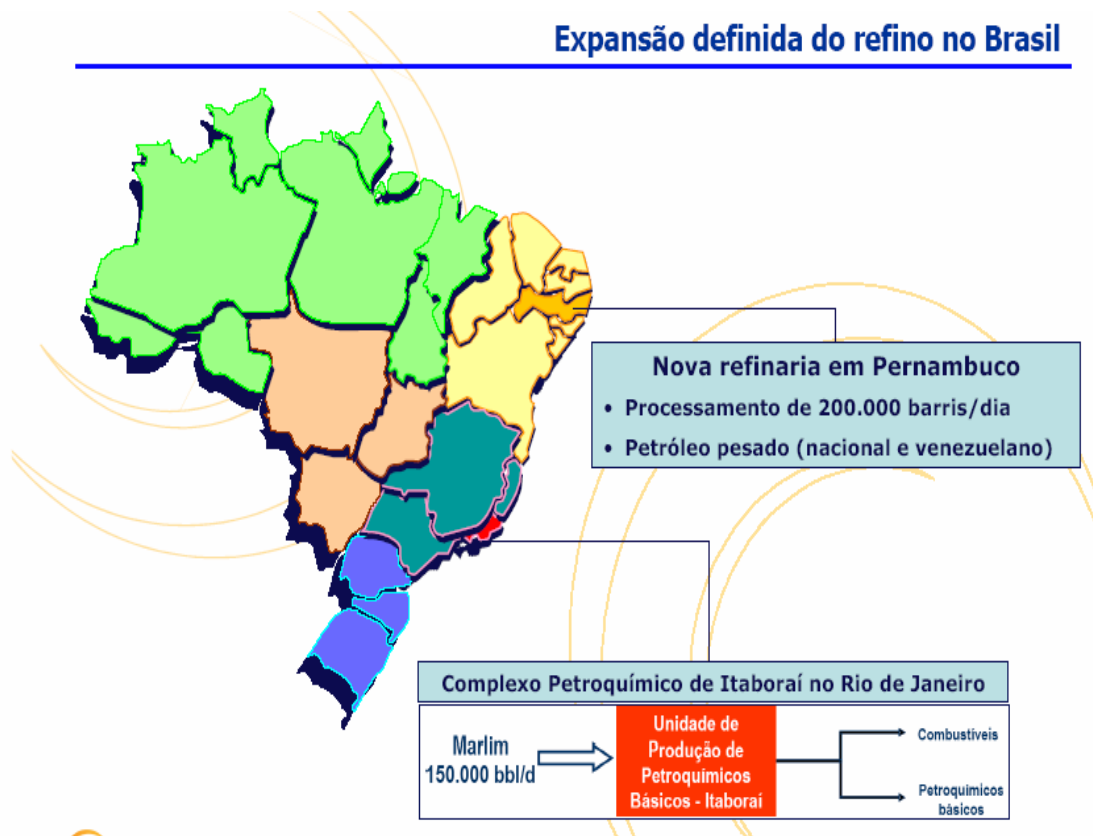


Figura 6: Localização das novas refinarias (em projeto) no Brasil
Fonte: EPE/MME/ANP (2006)

Com o grupo nacional ULTRA a estatal brasileira planeja construir outra refinaria em Itaboraí, Rio de Janeiro, a partir de 2014⁴⁴, para processar 150 mil bpd de petróleo pesado da bacia de Campos (Marlim) e fornecer insumos básicos para o COMPERJ.

Portanto, independentemente do problema de o déficit de derivados ser regionalizado ou não, a dimensão do mercado nacional não comporta outro *player* além da PETROBRAS, dado que os investimentos da estatal no refino estão sempre à frente da demanda global do País. E, caso se confirmem os cenários de retomada de taxas de crescimento econômico maiores do que as atuais, 2,5 a 3,0% do PIB, projeta-se, de acordo com o Valor (2006), uma megarefinaria, 100% estatal, para processar 500 mil bpd, a ser construída a partir de

⁴⁴O Complexo integrado (COMPERJ) refinaria + petroquímica está saindo da fase protocolar para a de projeto. A refinaria de Pernambuco de acordo com o cronograma passará ainda pelas fases de projeto conceitual (2006); projeto básico (2007); início das obras (2008), entrada em operação (2011). Assim, tudo indica que a montagem da refinaria do Rio de Janeiro com o complexo petroquímico não sairá antes de 2014. Até lá, os parâmetros poderão ser alterados. Tendo em vista que o Rio de Janeiro é o maior produtor de petróleo do País (1.300.000 bpd) e dispõe de apenas uma refinaria (REDUC) há fortes tendências para que a megarefinaria de 500 mil bd seja instalada no Rio por questões de economias de escala e centro consumidor.

2014, o que bloqueia totalmente à entrada de qualquer nova empresa na indústria de refinação de petróleo no Brasil. Ver Gráficos 18 e 19 seguintes:

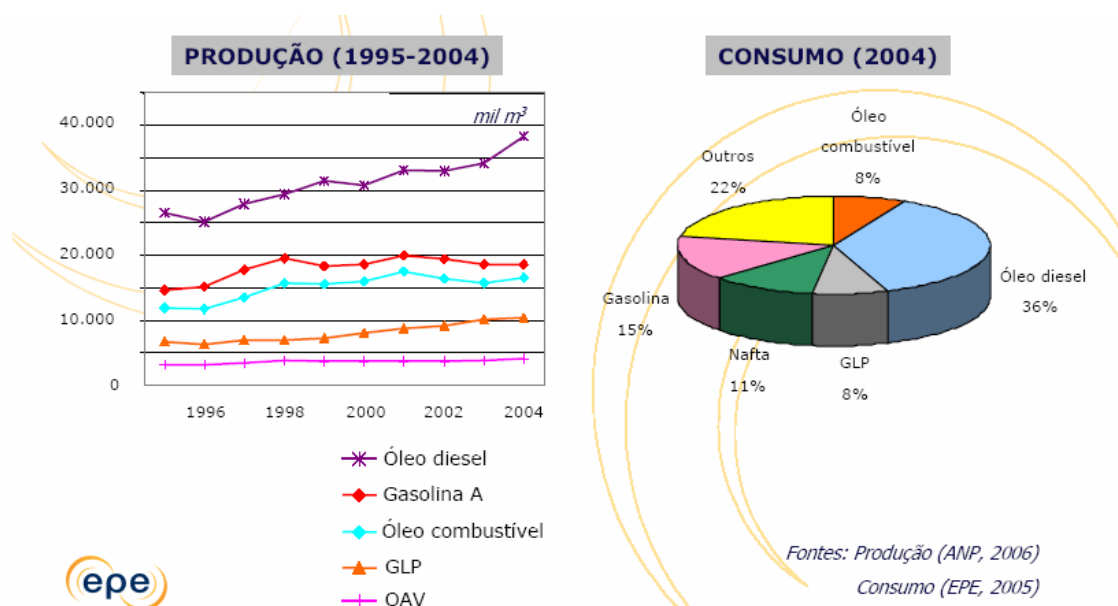


Gráfico 18/19: Produção e consumo de petróleo no Brasil
Fonte: MME/EPE/ANP (2006)

Com relação ao gás natural, o País vem ampliando de modo significativo, sua participação na matriz energética. Entre 1980 e 2004, a taxa de expansão na atividade foi de 1.790%, um crescimento de quase 20% no período, no entanto, o Brasil só produz cerca de 50% (23 milhões de m³ por dia) do consumo, e importa 23 milhões de m³ por dia da Bolívia⁴⁵.

Atualmente (2006) a participação do gás natural na matriz energética é de 8,9% com previsão de atingir 11% a 12% em 2010 ou 2011, quando o consumo nacional será de aproximadamente 121 milhões de m³ por dia para uma oferta doméstica de 71 milhões de m³. O maior mercado consumidor é o da região Sudeste cuja oferta pela PETROBRAS é de 15,8 milhões de m³ por dia, porém com base no potencial de produção de gás da Bacia de Santos, a empresa apresentou ao CNPE projeto de ampliação da oferta dos atuais 15,8 para 40 milhões de m³, em 2008. Estudos técnicos da PETROBRAS (2005), indicam os seguintes números para o mercado de gás natural no Brasil:

⁴⁵Até 2011 a Bacia de Santos, o gás de Urucu (Amazonas) e o projeto em curso de criação de uma empresa mista estatal 65% PDVSA e 35% PETROBRAS para produção offshore de LGN venezuelano, são as alternativas do País para consolidar o mercado nacional de gás e reduzir a dependência externa de 28 milhões de m³ por dia, importados da Bolívia.

- 1) Reservas provadas de gás entre 306 a 316 bilhões de m³ (2005) com previsão de atingir 650 bilhões de m³ em 2015;
- 2) O consumo de LGN aumentará 17,7% e sua participação na matriz energética passará dos atuais 8,9% para 15% em 2015.

A presença da estatal no mercado de gás, controlando 90% das reservas brasileiras de gás e sendo proprietária de toda a rede de gasodutos do Brasil e controlando ainda todas as distribuidoras estaduais, à exceção das companhias do Rio de Janeiro e de São Paulo, tem gerado um clima de insatisfação no mercado onde potenciais investidores defendem a aprovação no Congresso Nacional de uma nova lei⁴⁶ para o gás que o facilitaria a atuação de empresas privadas no setor. No entanto, o governo federal enviou ao Congresso Nacional um outro projeto no início de março/2006 que mantém sua exclusividade na exploração e uso de gasodutos. Ver Gráfico 20.

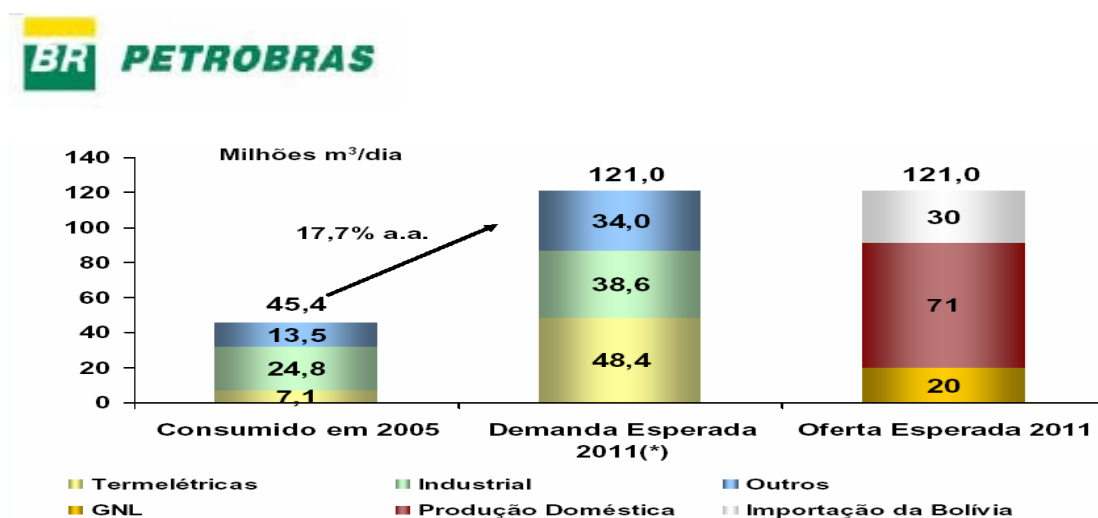


Gráfico 20: Mercado de gás natural no Brasil – Oferta X Demanda
Fonte:PETROBRAS (2006).

Há claramente uma demanda reprimida no setor que permite a entrada de empresas privadas que poderiam investir no mercado, porém tais empresas alegam que a

⁴⁶ O projeto de lei de interesse do setor privado libera o uso dos gasodutos da PETROBRAS para as empresas privadas e torna mais atraente a construção de novos dutos. É de autoria do senador Rodolfo Tourinho (PFL-BA), ex-ministro das Minas e Energia (EXAME, 2006). Dado o atual cenário político o chamado “livre acesso” a que se refere o projeto de lei não tem chance de aprovação no Congresso Nacional.

PETROBRAS é um concorrente forte que pode desequilibrar o jogo em função do amplo domínio da estatal sobre o mercado. Entretanto, permanece um impasse no setor visto que a oferta não consegue acompanhar a demanda. Neste caso, embora exista mercado para potenciais entrantes privados ampliarem a oferta de gás, a saída mais rápida para evitar um “apagão do gás” seria ampliar a capacidade de fornecimento do GASBOL – Gasoduto Brasil-Bolívia, o que depende de negociações e solução da crise com o Governo Morales.

Já o consumo de nafta, 80% do qual relacionados à petroquímica, acompanha a evolução dessa indústria. Com a alta da cotação dos preços internacionais do petróleo, o preço da nafta petroquímica acompanha a elevação dos preços internacionais. A PETROBRAS que havia perdido parcelas importantes dos seus ativos na petroquímica, vem nos últimos 4 anos ampliando sua participação no setor: Rio Polímeros-Riopol (Pólo-Gás Químico), no Rio de Janeiro (Duque de Caxias); COMPERJ em Itaboraí, Rio de Janeiro; PPSA – Petroquímica Paulínia de Polipropileno (em Paulínia, São Paulo); Complexo Ácido Acrílico Betim-Minas Gerais; e na fronteira com a Bolívia participa do Pólo-Gás Químico para a produção de polietileno.

A PETROBRAS é a única produtora de nafta petroquímica no Brasil, e dado o crescimento de consumo nos pólos petroquímicos, o País importa cerca de 35% da nafta que consome. Até a década de 80 vigorava o modelo tripartite – no qual empresas nacionais, estrangeiras e o governo dividiam a participação acionária nas grandes centrais petroquímicas. Porém, sempre foi forte a presença do capital estatal no setor, mesmo depois da desestatização nos anos 90. Em 2001, a antiga COPENE transformou-se em Braskem (Grupo Odebrecht) e a PETROQUISA reduziu consideravelmente sua participação nos negócios dessa indústria. O atual retorno à petroquímica visa diversificar os negócios da empresa e ocupar espaços no crescimento do mercado, produzindo matéria-prima de primeira e segunda geração. O Gráfico 21 expõe a participação atual da PETROBRAS através da PETROQUISA no setor petroquímico.

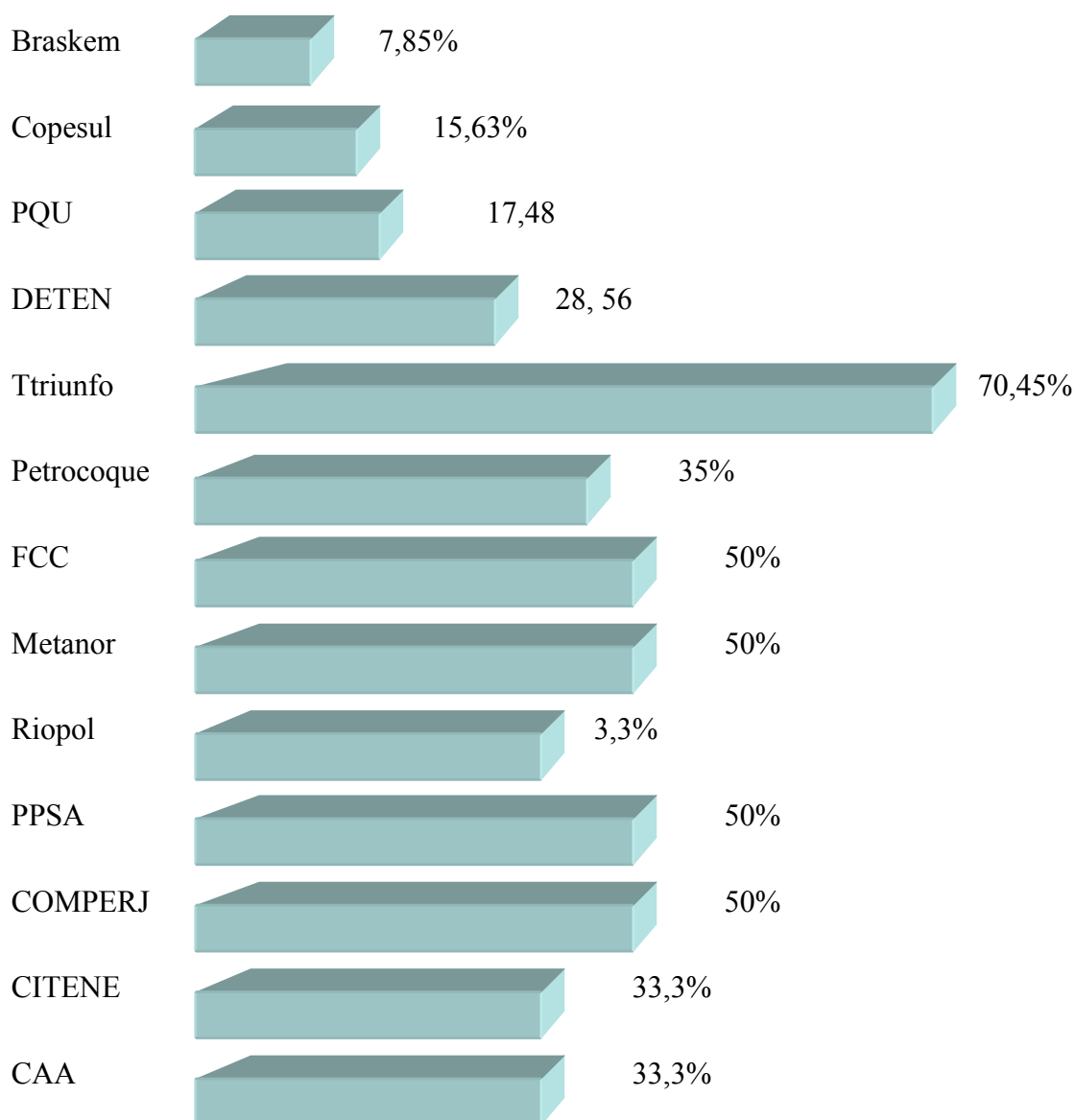


Gráfico 21: Participação da PETROBRAS na petroquímica
 Fonte Elaboração própria: Base: PETROBRAS (2006).

Com o fim do Programa Nacional de Desestatização em 1997, durante dez anos depois não houve investimentos significativos no setor petroquímico que não se desenvolveu como poderia. Apesar da abertura do setor e dos esforços da iniciativa privada, observa-se que praticamente não houve concorrência na indústria petroquímica (A VEZ..., 2006)

A inexistência de investimentos privados nos últimos anos abriu espaço para a retomada com vigor dos investimentos da PETROBRAS num segmento estratégico em que a estatal vem expandindo seletivamente a sua diversificação no Brasil e nos países do Cone Sul, associando-se a parceiros-chave na produção de insumos básicos e resinas termoplásticas.

5.3.2 Os custos de refino e outras vantagens competitivas da PETROBRAS.

Os custos de refinação de petróleo bruto no Brasil eram, em 1989, de US\$2,00 por barril refinado, caiu para US\$1,80 em 1990, e em 1991/1992 foi de US\$2,01, enquanto nos EUA o custo no período 1990-1992 foi de US\$ 2,50 em refinarias similares. Atualmente a tendência é de aumento dos custos de refino no Brasil em função da apreciação do câmbio e o aumento da complexidade do parque de refino, à medida que entram a cada ano novas unidades de conversão (Ver gráfico 22).

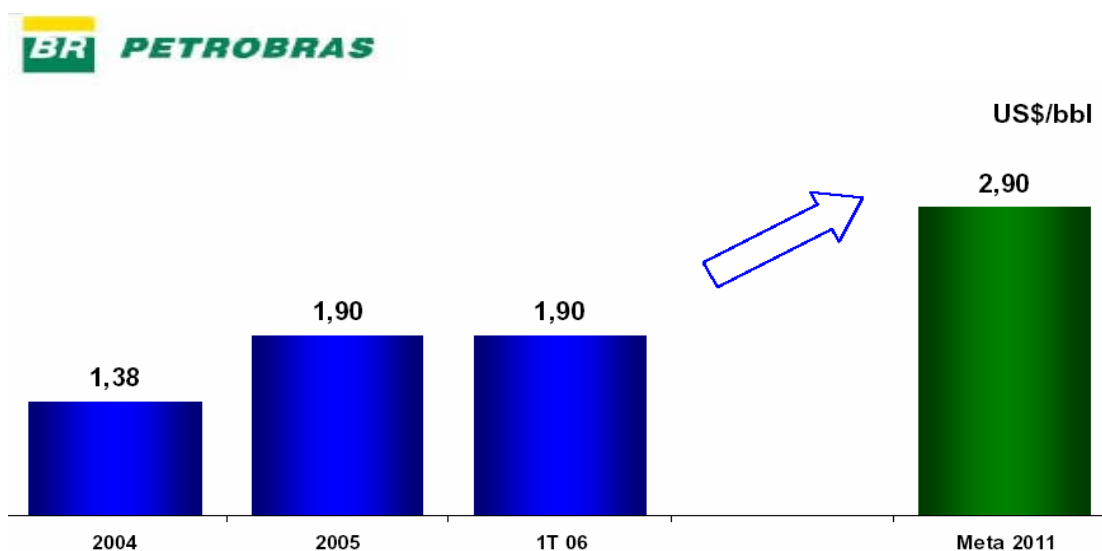


Gráfico 22: Custos do refino
Fonte: PETROBRAS (2006)

Entre outras barreiras à entrada decorrentes de vantagens absolutas de custos, favoráveis a PETROBRAS, podem ser consideradas, em especial, as relacionadas com as vantagens da estatal na aquisição da principal matéria-prima: o petróleo bruto. Neste caso, sendo a PETROBRAS auto-suficiente em petróleo, o acesso à matéria-prima de mais baixo custo, devido ao controle direto da produção local de petróleo bruto, pode conferir à PETROBRAS vantagens sobre os potenciais entrantes e se refletir numa prática de preços discriminatórios para a aquisição deste produto por terceiros.

Tais vantagens de custos na aquisição de petróleo bruto podem resultar em barreiras à entrada significativamente altas, devido ao peso do custo da matéria-prima na estrutura de

custos do refino, principalmente em períodos de longa instabilidade nos preços do petróleo. Em geral, essas vantagens reforçam a importância das economias de escala. O mesmo é válido para o custo de obtenção do capital, devido ao elevado montante do investimento inicial associado à escala mínima de entrada eficiente nesta indústria.

Vários autores já identificaram a prática de preços discriminatórios, na aquisição de petróleo bruto por potenciais entrantes não-integrados, como uma das principais barreiras à entrada na indústria do refino. A barreira à entrada seria resultante da fixação de preços para o petróleo bruto, pelas empresas integradas estabelecidas na indústria internacional ou em termos locais pela empresa dominante (PETROBRAS) em patamares suficientemente elevados, de modo a tornar a entrada de novas empresas no refino não-lucrativa (STEINDL, 1952/1956).

De acordo com Copp, (1976, p.8), embora em menor grau, as *majors e supermajors* ainda detêm a capacidade de influenciar os preços do barril do petróleo bruto de forma que dificultam ou bloqueiam a entrada de novas empresas, não integradas, no refino.

Além das vantagens quanto ao nível absoluto de preços da matéria prima, a integração da refinação com a produção de petróleo bruto e com o segmento do *downstream*, é considerada, na indústria do refino, uma forma de proteção contra a própria oscilação desses preços e dos preços dos derivados, isto é, um modo de absorver internamente tais flutuações e manter a rentabilidade da empresa em termos globais.

Com efeito, a possibilidade de ingresso via integração vertical (entrada integrada no refino brasileiro) de forma a evitar as desvantagens de custos em relação à empresa dominante, é ainda dificultada por fatores como:

- 1) Elevados riscos exploratórios seguidos de elevados riscos e custos de desenvolvimento da produção de petróleo (riscos econômicos);
- 2) Elevada escala de produção de petróleo bruto necessária para suprir uma refinaria com escala de produção eficiente;
- 3) O descasamento do tempo de maturação de investimentos em desenvolvimento/produção de petróleo bruto e investimentos em refino e;

- 4) O risco político de retorno às barreiras institucionais tal como vem acontecendo na América Latina (Bolívia/Venezuela/Argentina) e na Rússia.

Duas outras importantes fontes de barreiras à entrada devido à existência de vantagens absolutas de custos, a princípio favoráveis à PETROBRAS, devem ser mencionadas: custos mais baixos na aquisição de serviços de transporte e armazenamento de petróleo e derivados e, custos mais baixos na aquisição de capital.

De acordo com Martins (2003) a barreira à entrada decorrente do custo de aquisição do capital inicial pode ser considerada um efeito absoluto da existência de economias de escala no refino. Essa barreira é decorrente da exigência de elevado investimento inicial associado à construção de uma refinaria de escala eficiente mínima (EEM). Se a EEM de produção no refino é de cerca de 150 mil barris por dia, e se o custo do investimento inicial, por cada barril por dia de capacidade de refino é de cerca de US\$ 10 mil, o investimento inicial para a entrada à EEM deve ser de, aproximadamente, US\$ 1,5 bilhão, como abordado no subitem 4.3.1.

Porém, para as *supermajors* o montante de capital exigido para uma nova refinaria não se constitui numa barreira intransponível. Em geral, a aquisição de tal montante envolve uma complexa engenharia financeira que exige a participação de vários agentes: empresas, instituições financeiras e governos geralmente, através de renúncia fiscal ou de garantias de preços para o abastecimento da refinaria e para sua produção.

Como já destacado, os custos mais baixos de transporte e armazenamento devem-se ao pioneirismo das empresas estabelecidas nestas atividades (Tese do First Mover Advantages). A ocupação de áreas limitadas para o transporte, movimentação (portos, terminais, por exemplo) e armazenamento de petróleo bruto e derivados, permite a cobrança de preços discriminatórios pelo seu uso, ou resulta em menores preços na sua utilização; quando comparados aos custos nos quais incorrerão os potenciais entrantes, decorrentes do uso de áreas ou instalações menos adequadas (mais distantes dos centros consumidores, por exemplo).

Em geral, a regulamentação da atividade de transporte e estocagem de petróleo e derivados procura eliminar ou minimizar esse tipo de vantagem das empresas estabelecidas, através da aplicação do princípio do livre-acesso por terceiros, a preços não-discriminatórios, a essas instalações. Entretanto, no Brasil não se aplica o referido princípio.

Em relação à qualidade dos produtos, depreende-se que o desenvolvimento tecnológico da indústria, ao ser orientado para atender uma demanda cada vez maior por produtos de melhor qualidade e mais nobres, reforça a importância das economias de escala, na medida em que a complexidade de uma refinaria e, portanto, sua capacidade de atender à demanda por produtos de qualidade superior, é diretamente relacionada com a escala de produção.

Acrescente-se que arranjos produtivos tipo multiplantas, também permitem que este objetivo seja alcançado com menores escalas de produção, porém, dependem da existência de infra-estrutura de transportes desenvolvida e, mesmo assim, do tamanho do mercado. Um mercado de grandes dimensões viabiliza a especialização produtiva, não apenas em produtos intermediários para posterior reprocessamento, mas também em produtos de maior valor agregado para nichos específicos de mercado com produtos de melhor qualidade. Paralelamente, porém, deve ser considerado também o impacto da regulação local sobre a especificação dos combustíveis na criação de barreiras institucionais, artificiais à entrada.

No que se refere ainda à escala de operação de novas refinarias, deve ser considerada a possibilidade de entrada de plantas de pequenas dimensões em mercados de baixo volume e pouco densos, que não são atendidos pela infra-estrutura de transportes existente. Contudo, os casos de aproveitamento de “interstícios de mercado” são de pouca relevância industrial tendo influência apenas restrita e localizada. É o caso da produção marginal de gasolina pela Braskem no Pólo Petroquímico de Camaçari cuja pequena produção de 5.640 bpd em 2005 e 6.244 bpd em 2006 é comercializada no mercado interno.

A Braskem foi autorizada pela ANP para formular e comercializar gasolina automotiva e GLP no mercado nacional e internacional desde 15 de agosto do ano 2000 e 2 de outubro de 2001, respectivamente. Essas frações marginais de gasolina e GLP já eram produzidas

pelas centrais petroquímicas as quais, antes da abertura do setor petróleo, efetuavam a transferência dos produtos para as refinarias da PETROBRAS.

Em suma, pode-se inferir que a existência de significativas economias de escala na indústria do refino de petróleo e na atividade de distribuição (ao nível da empresa) coloca a PETROBRAS, teoricamente, em condições de vantagem perante potenciais entrantes, habilitando-a a elevar, persistentemente, seus preços acima dos custos médios de longo prazo, sem incentivar a entrada de um novo competidor. Tais vantagens são atribuídas tanto à capacidade excedente da empresa dominante quanto ao efeito da adição de nova capacidade por um novo entrante sobre os preços, e ao elevado montante do investimento inicial em uma refinaria na escala de 150 mil bpd, considerada padrão ou eficiente mínima.

5.4 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA ABERTURA DO SETOR PETRÓLEO NO BRASIL

Desde quando o governo brasileiro sancionou a Lei 9.487/97 o objetivo primacial era introduzir a competição na cadeia produtiva da indústria petrolífera no Brasil para aumentar a produção de petróleo e a conseqüente oferta de combustíveis no mercado nacional. A seção a seguir procura mostrar as vantagens e desvantagens para o País depois de quase 10 anos de revogação do monopólio do petróleo, tomando como referência a questão dos investimentos, oferta e preços dos combustíveis no Brasil.

5.4.1 Os investimentos e a oferta adicional de petróleo e derivados após a quebra do monopólio no Brasil

Com a abertura no setor petróleo em 1995, cerca de 60 empresas, a maioria estrangeira, ingressou no upstream da indústria petrolífera brasileira para explorar e produzir petróleo no Brasil com investimentos previstos de US\$ 16 bilhões para o período 2006-2010, enquanto a PETROBRAS sozinha investirá no mesmo período US\$ 56,4, uma média de

US\$ 11,3 bilhões, dos quais 87% (US\$ 49,7 bilhões) no Brasil e 13% (US\$ 7,1 bilhões) no exterior.

As congêneres estrangeiras, em suas injunções construtivas, defendiam, antes da abertura, que o “refino precisava modernizar-se e de investimentos em novas refinarias”. O que se observa é que a PETROBRAS sozinha vem, desde quando foi fundada, ampliando, reformulando e modernizando as refinarias existentes e construindo novas para garantir o abastecimento do País aos menores custos, e nenhum agente privado se interessou em investir em refino, P&D, transportes, navios, dutos e plataformas no Brasil.

Esperava-se que a abertura proporcionasse maior oferta de petróleo, LGN e derivados pelos agentes entrantes na indústria de petróleo nacional. O que se constata é que o mercado está atualmente regido sob igualdade de condições para todos e nenhum dos *players* estrangeiros está interessado em resolver o problema da escassez de LGN no Brasil. O que as majors planejam é produzir petróleo para suprir a escassez em seus países. A participação das empresas estrangeiras, no segmento upstream, já está em 5% desse mercado que poderá superar 10% e atingir 15% em curto prazo.

As empresas estrangeiras Shell/Repsol/Devon/Exxon/Chevron (americanas) e a sul coreana SK entre outras já produzem petróleo no País e exportam cerca de 150 mil bpd, o suficiente, por enquanto, para a instalação de uma nova refinaria na capacidade padrão. Com efeito, crescem os interesses das firmas estrangeiras em participar nas licitações da ANP que já licitou até a 7ª rodada 3.112 blocos, concedendo-se 594 blocos.

Tabela 9: Participações crescentes das empresas nas licitações da ANP

Rodadas	Blocos		Ofertas apresentadas	Bônus assinatura (milhões de reais)
	Licitados	Concedidos		
1 (1999)	27	12	11	321
2 (2000)	23	21	16	468
3 (2001)	53	34	22	598
4 (2002)	54	21	14	92
5 (2003)	908	101	6	27
6 (2004)	913	154	19	665
7(2005)	1.134	251	85	1.088
TOTAL	3.112	594	173	3.259

Fonte: Elaboração própria. Base ANP (2006)

Até a quarta rodada, em 2002, já na gestão Lula, a PETROBRAS atuava nos leilões basicamente em parcerias, mas sem ser a operadora, seguindo a orientação federal da gestão FHC. Em 1999, por exemplo, a PETROBRAS ficou com 686 km², o que corresponde a apenas 1,3% da área oferecida pela ANP. A partir do ano 2003, 5ª rodada, a PETROBRAS passou a pautar sua atuação nos referidos leilões de acordo com os interesses nacionais e arrematou sozinha 95% da área licitada e na 6ª rodada a participação exclusiva da PETROBRAS chegou a 51% da área total licitada.

Tabela 10: Áreas (em km²) arrematadas nas rodadas de licitações da ANP

	Áreas arrematadas (em Km ²)					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PETROBRAS (100%)	686	1.511	10.661	8575	20862	20.198
PETROBRAS (em parcerias)	23.646	26.492	13.665	5.714	239	15960
Outras empresas	30.328	20.071	24.203	11.000	849	3.499
TOTAL	54.660	48.074	48.529	25.289	21.950	39.657

Fonte: Elaboração própria. Base: PETROBRAS (2005)

A 8ª rodada de licitações de blocos exploratórios a ser realizada pela ANP já reflete uma grande mudança de estratégia em relação às rodadas anteriores. A primeira mudança foi a resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicada no dia 2 de agosto/2006, anunciando que a 8ª rodada contemplará apenas 284 blocos e não incluirá blocos da bacia de Campos, a mais produtiva do País.

A rigor, a partir dos leilões com as vendas desses blocos, com base na Lei 9.478/97, as empresas que os adquirem passam a ser proprietárias do petróleo produzido e podem exportá-lo. Algumas empresas já estão exportando, quando se sabe que o Brasil, apesar do alcance da auto-suficiência em 2006, ainda não tem petróleo o suficiente para exportar.

As licitações têm demonstrado que as empresas estrangeiras só adquirem as áreas que a PETROBRAS mapeou. A idéia de entrada de vultosos investimentos em áreas novas desde o início da abertura do setor tem se mostrado falaciosa. Além disso, o governo federal, para atender a uma solicitação do Ministério da Fazenda, vem exportando o petróleo, sendo hoje o principal item de exportação do País.

O planejamento estratégico da PETROBRAS prevê exportação de 522 mil barris de petróleo por dia entre 2006 e 2010, volume que colocaria o Brasil no mesmo nível de alguns membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), como o Catar e os Emirados Árabes Unidos, e acima do Iraque, cujas exportações foram prejudicadas pelas guerras com os EUA. O Catar, por exemplo, exporta hoje 541 mil barris de petróleo por dia e os Emirados Árabes Unidos, 514 mil barris por dia. Já o Iraque, cujas exportações foram reduzidas desde a primeira invasão americana, no início dos anos 90, vende atualmente (2006), ao mercado externo, 389 mil barris de sua produção diária.

De acordo com o planejamento da PETROBRAS, a auto-suficiência em petróleo seria alcançada, tendo em vista os projetos que estavam em andamento antes da quebra do monopólio, bem como o déficit em derivados nobres (GLP, diesel e nafta petroquímica) e o déficit de LGN seriam solucionados ao seu tempo.

5.4.2 O incentivo à concorrência: oferta e preços dos combustíveis.

Um dos objetivos propugnados para a abertura do setor petróleo no Brasil era o de que a competição iria melhorar as condições de oferta e os preços ao consumidor final. A análise dessa premissa passa pelos seguintes pontos:

Primeiro: a PETROBRAS no exercício do monopólio não definia oferta, atendia a demanda, não definia preços, cumpria o que era determinado pelo Governo Federal que era acionista majoritário. Durante 42 anos de monopólio (1953/1995) entregava ao mercado as cotas de produção de acordo com a demanda nacional.

Segundo: como em qualquer País, no Brasil, preços e oferta de derivados de petróleo nunca deixaram de ser um problema. O governo sempre procura controlar práticas anticompetitivas de algumas empresas distribuidoras e revendedoras, na tentativa de conter abusivos aumentos de preços, sonegação e adulteração de produtos. Leis, anticartel, antitruste, anti-dumping, anti-oligopólio, existem nos países centrais, e, como no Brasil, a pressão das supermajors petrolíferas é tão grande que tais mecanismos não têm surtido efeito para conter a voracidade dos cartéis da área energética que como já foi abordado tende sempre a um fechamento mundial sob controle de poucos grupos.

No Brasil, independentemente da abertura e da auto-suficiência, os preços internos dos combustíveis sempre acompanharam o mercado internacional. Atualmente os preços internos estão livres desde 2002 e a auto-suficiência alcançada permite uma capacidade muito maior pela PETROBRAS para amortecimento dos impactos das elevações dos preços internacionais.

Para o atual presidente da empresa, se antes da auto-suficiência já não se praticava ajustes automáticos no curto prazo, atualmente com a produção de petróleo nacional superior ao consumo, dispõe-se de mais tempo para observar as tendências internacionais e repassar aumentos de preços ao consumidor. “Considerando que o mercado de combustíveis está totalmente livre, não é possível manter no longo prazo, o preço doméstico maior ou menor que o internacional” (GABRIELLI, 2006, p.16)⁴⁷.

De acordo com Gabrielli (2005, p.10)⁴⁸, para cada US\$5,00 de variação nos preços internacionais do petróleo Brent implica 2% de variação no ROCE (Retorno do Capital Empregado) pela PETROBRAS e reflete-se em toda a cadeia produtiva, principalmente em relação aos custos dos serviços, manutenção, equipamentos, operações especializadas em

⁴⁷Gabrielli, Presidente da PETROBRAS, Revista ISTOÉ, n.1, 2006

⁴⁸Gabrielli, Presidente da PETROBRAS, Revista PETROBRAS, v.11, n.107, 2005

todo o setor petrolífero com impactos nos custos de extração e de refino em todas as empresas do setor.

O que se verifica é que em determinados períodos, como em 1993 (fase da vigência do monopólio⁴⁹ e de controle da inflação), o preço da gasolina no Brasil, em dólar, era US\$0,68 por litro, superior ao da gasolina americana (US\$0,40) e superior aos preços cobrados na Bolívia, Canadá, Paraguai, México, Indonésia e Equador, porém era inferior aos preços europeus (Itália, Holanda, França, Bélgica, Alemanha, Espanha, Grã-Bretanha) e inferiores aos preços cobrados na Argentina, Uruguai e em Israel. Já em relação ao diesel o preço no Brasil era no mesmo ano (maio/93) US\$0,35 o litro, inferior aos preços norte-americanos, europeus, Israel, porém superior ao preço do México, Equador e Indonésia.

A partir da abertura do setor petróleo no Brasil até a completa liberação com a vigência dos preços livres em 2002, o mercado de combustíveis passou por radicais transformações. Com a revogação do monopólio do petróleo pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995, já a partir de 1995 os preços dos combustíveis foram desqualizados, com a inclusão do valor dos fretes de transferência/coleta (álcool) na formação do preço.

Em 1996 ocorreu, a partir da Refinaria, a liberação dos preços da gasolina, do álcool hidratado e do querosene de aviação. Neste mesmo ano, o Ministério da Fazenda liberou os preços da gasolina e do álcool, da distribuição à revenda. No entanto, o mesmo ministério instituiu uma salvaguarda (Portaria 63 de 02/04/96) para evitar que, ao sair da rigidez para a liberalização total, não houvesse competição predatória entre fornecedores. Esta salvaguarda estabelecia que nenhuma distribuidora poderia vender gasolina ou álcool a seus clientes, no mesmo dia, com uma diferença superior a 3% entre o maior e o menor preço praticado, a partir de uma mesma base de distribuição.

Em de 6 de agosto de 1997 foi aprovada pelo Congresso Nacional a Lei 9.478, que passou a regulamentar a flexibilização do monopólio e foi liberada a entrada de empresas em qualquer dos segmentos da cadeia produtiva do setor, exploração, produção, refino,

⁴⁹A diferença de preço dos combustíveis no Brasil em relação aos EUA devia-se a estrutura de preços, conforme as seguintes margens por litro: Brasil: Refinador (18%); Distribuidor (11%); Revendedor (9%); Impostos (26%); Subsídio (18%). Enquanto nos EUA: Refinador (72%); Distribuidor (3%); Revendedor (4%); Impostos (21%) sem subsídios (PETROBRAS, 1994)

comercialização, transporte, importação e exportação. Ainda no ano de 1997 foi lançada a gasolina *premium* no mercado brasileiro.

E em 1998 foi criada a Agência Nacional do Petróleo e conseqüentemente extinto o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998.

Em 1999 foi autorizada a importação de óleos combustíveis e exportação de petróleo e no ano 2000 foi autorizada a produção de gasolina pelas centrais petroquímicas. Em 2001, foi aprovada a Reforma Tributária para os Combustíveis (EC 33 e a Lei 10.336 instituiu a CIDE) e foi liberado o preço do óleo diesel. E por fim, em 2002 terminou o período de transição para a liberação do mercado. Daí em diante passou a vigorar a livre formação de preços nas refinarias e liberação para importação de gasolina e diesel.

A liberalização parcial de preços da distribuição ao posto foi pouco efetiva dado que os distribuidores sugeriam *mark-ups* quase iguais aos seus revendedores sob a justificativa de custos muito semelhantes. Quando aplicados, estes *mark-ups* são mecanismos de monitoramento do cumprimento de um acordo colusivo entre distribuidores. Se na vizinhança, os postos de uma distribuidora rival praticam preços inferiores abaixo dos postos de outra distribuidora, esta tem evidência de desconto no atacado.

Dois anos mais tarde, a portaria foi revogada e, ao final de 2001, as Portarias 316 e 317 liberaram por completo os preços de todos os combustíveis em todos os estágios da cadeia produtiva. Além disso, foram criados novos agentes fornecedores de combustível: centrais petroquímicas, formulador ou “*blender*”, importador e exportador.

No segmento de distribuição, a flexibilização dos requisitos de entrada, a partir de 1993, provocou um aumento significativo do número de distribuidoras, atingindo o número de 322 em 2001. A participação de mercado das distribuidoras, excluindo as 5 maiores (BR Distribuidora, Ipiranga, Shell, Esso e Texaco), alcançou 34% do volume comercializado em 2003 contra 24% em 1999, segundo o anuário estatístico de 2004 da ANP. Para garantir às distribuidoras emergentes condições comerciais similares àquelas concedidas às grandes foi estabelecido um sistema de quotas sob o controle da ANP.

Além do aumento do número de distribuidoras regionais houve a entrada das majors como a espanhola Repsol/YPF e a italiana Agip.

A Agip iniciou suas operações no País em 1998 ao comprar a Companhia São Paulo de Distribuição. Em 2001 adquiriu da Shell 254 postos na Região Sul e 285 postos na Região Centro-Oeste, além de 6 bases de distribuição.

Já a Repsol/YPF, em troca de ativos, firmou parceria com a PETROBRAS no ano 2000 e recebeu o direito de fornecer 40 mil metros cúbicos mensais de derivados para 234 postos localizados nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste mais 30% de participação na REFAP, representando uma capacidade de refino de 60 mil bpd, mais 10% de participação no campo de petróleo Albacora Leste que tem reservas de 850 milhões de barris de petróleo e produz 180 mil bpd. Em contrapartida a estatal brasileira recebeu uma refinaria em Bahia-Blanca, com capacidade de refino de 30.500 bpd e uma rede de 700 postos de distribuição de combustíveis no território argentino.

Nota-se, então, que estes novos entrantes disputavam os mercados periféricos além de absorver parte das redes das líderes que preferiram concentrar-se nos mercados maiores. No entanto, a Repsol com a produção de Albacora Leste passa também a ser a única empresa privada no Brasil com operação integrada, participando das atividades de exploração e produção de petróleo, refino e comercialização de combustíveis. Isso porque além dos 30% na REFAP, tem 30% da refinaria de Manguinhos e 320 postos com sua marca em oito estados brasileiros.

Concomitantemente ao aumento do número de distribuidores houve, também, um crescimento da adulteração de combustíveis e da sonegação de impostos. A reação da ANP foi aumentar os requisitos de entrada no setor. Um exemplo disso foi a exigência de maior capacidade de armazenagem própria e de capital mínimo mais elevado para fazer frente aos impostos. Estes requisitos obtiveram sucesso parcial em reduzir a sonegação e a adulteração, porém estão sendo contestados legalmente. Em abril de 2003, 53 distribuidoras questionavam na justiça os critérios da ANP para entrada e permanência no setor.

No segmento de revenda de combustíveis houve um aumento significativo dos postos de bandeira branca, aqueles que não mantêm vínculo contratual permanente com as distribuidoras. Segundo o anuário estatístico da ANP, entre 1999 e 2003, o número de postos de bandeira branca passou de 2,3 mil para 10,1 mil, representando 32% do total. Além da competição na revenda, a presença destes revendedores aumenta a competição na distribuição, pois viabiliza a presença das distribuidoras emergentes que não dispõem de uma rede credenciada própria.

Com a política de liberação, dada à abertura do mercado, e com base na idéia da livre concorrência, o governo de FHC liberou os preços de outros derivados de petróleo e do álcool hidratado combustível em todo o País.

O resultado desta política foi a formação de cartéis que combinam os preços e aumento dos lucros elevando os preços dos combustíveis ao máximo possível. De acordo com o PROCON em pesquisas encomendadas pelo Ministério Público, os postos de vendas de derivados de petróleo estão praticando crime contra a ordem econômica. Deste modo, o mercado de combustíveis no Brasil apresenta-se com práticas anticompetitivas, colusivas, generalizadas em todas as capitais brasileiras.

Em Salvador, por exemplo, 95 dos 112 postos da cidade cobravam em maio/junho de 2000 R\$ 1,32 pelo litro de gasolina. No interior de São Paulo o Ministério Público resolveu denunciar a maioria dos postos. Em Pernambuco uma CPI na Assembléia Legislativa investigou indícios de formação de cartel. Em Manaus o Ministério Público investiga desde o começo de 99 a formação de cartel entre os revendedores de combustíveis. No Piauí, no Ceará, em Belo Horizonte, o problema é o mesmo. No Distrito Federal têm-se os preços mais elevados do País com quase 90% dos revendedores sob suspeita de cartelização.

Só para se ter uma idéia do que ocorre em Brasília, a BR Distribuidora, subsidiária da PETROBRAS, reajustou a gasolina que vende aos postos, de R\$ 1,33 para R\$ 1,34 o litro, com aumento de apenas R\$ 0,01 no ano 2.000. A maioria dos 136 revendedores no Distrito Federal reajustou a gasolina em R\$0,11, ou seja, de R\$1,52 para R\$ 1,63, sobre o aumento da distribuidora, o que corresponde a um reajuste de 1.000% aos consumidores. Como se

observa mesmo em Brasília onde está instalado o Poder Executivo Federal ocorre estas práticas abusivas em função da abertura do mercado com preços livres por conta da “concorrência”.

O governo FHC assistiu quase passivamente à desorganização do mercado que se anarquizou. Em 2002 a gasolina brasileira custava duas vezes mais do que a americana no posto de abastecimento. A disparidade se deve a dois fatores: primeiro, a tributação brasileira é muito maior. Segundo, as margens de distribuição e revenda são mais do que o triplo do mercado americano. De acordo com os dados do Sindicato dos Distribuidores do Rio – SINDICOM (2006), o consumidor para abastecer no Rio de Janeiro, arca com 55,8% em impostos no preço por litro. Nos Estados Unidos, de acordo com o Departamento de Energia, DoE (2006), a carga tributária varia de 26% a 38%.

Outro fator que contribuiu para o aumento dos preços no Brasil foi a política adotada pela PETROBRAS durante o governo do Presidente Fernando Henrique, que passou a adotar a mesma política dos EUA, ou seja, os preços dependem não só dos custos internos de produção, mas das condições do mercado internacional – e a referência é o mercado dos Estados Unidos. Assim, não se tem no Brasil, a competitividade que se verifica nos países em que o refino e a distribuição de combustíveis são efetivamente competitivos.

Nos últimos 10 anos a produção de petróleo no País vem crescendo a uma taxa média anual de 8,2%. Porém, os constantes recordes de produção não estão beneficiando o consumidor. O que tem acontecido no mesmo período é um aumento dos preços dos combustíveis, embora de forma não automática com a variação nos preços internacionais.

Segundo IBGE (2004), após 10 anos do Plano Real o índice acumulado da inflação nessa década chegou a 167,21%. Nos postos de combustíveis, por exemplo, os preços subiram mais de 300%. Em 1994, o litro da gasolina custava R\$ 0,50 e o álcool R\$ 0,42. Em 2004, os preços atingiram R\$ 2,04 e R\$ 1,22, respectivamente. Já o botijão de gás pulou no mesmo período de R\$ 5,24 para R\$ 37 (um aumento de 606,11%).

De acordo com a FECOMBUSTÍVEIS⁵⁰ (2006) o pior exemplo de mercado liberado é o da Argentina que tem o cartel mais eficiente da América do Sul. Antes de a Argentina liberar o mercado, o litro da gasolina custava US\$ 0,40. Em 2005 o preço de um litro já era US\$1,10. Após a abertura verifica-se que as distribuidoras tornaram-se proprietárias dos principais postos em Buenos Aires e respondem por 50% das vendas.

Para a Aepet (2003) o que se passou na Argentina foi um progressivo sucateamento da estatal Yacimientos Petroliferos Fiscales (YPF) em função das políticas danosas determinadas pelo próprio Governo. Principalmente após a adoção do modelo neoliberal por Carlos Saúl Menem e Domingo Cavallo que determinaram uma política suicida de preços abaixo dos custos de produção “para deter a inflação”, usando a referida estatal.

A deterioração de preços inviabilizou a infra-estrutura da Argentina – petróleo, telecomunicações e o setor elétrico, o que jogou os consumidores contra as empresas estatais, sendo todas privatizadas. Tão logo a Shell e a Esso assumiram o mercado, com a saída de cena da YPF, o preço do litro da gasolina subiu de US\$ 0,29 para US\$ 0,71 o litro — um aumento de 144,8%, em benefício das *majors*, o que se tornou pior para os consumidores. Além disso, as duas “irmãs” compraram, a preços irrisórios, as jazidas petrolíferas argentinas com reservas estimadas em apenas 249 milhões de barris. Embora o petróleo já custasse US\$ 20 o barril no mercado internacional, as jazidas foram “privatizadas” ao preço médio de US\$ 0,62 o barril. Logo, “não se resolve nada eliminar o monopólio estatal e, após a privatização, criar-se o monopólio privado” (BUCHANAN, 1993)⁵¹.

O fato é que o preço dos derivados é afetado por fatores que não estão sob o controle das companhias distribuidoras nem dos postos revendedores. Como já citado, o custo de aquisição destes produtos é determinado pelo preço do petróleo no mercado internacional.

O preço nas bombas é ainda afetado pelo custo de aquisição do álcool anidro junto às usinas produtoras, já que a gasolina automotiva é composta de 75% de gasolina A e 25% de álcool anidro. A quantidade de álcool ofertada pelos produtores resulta do -

⁵⁰ Pereira (2006), presidente da Fecombustíveis (Federação Nacional do Comércio Varejista de Combustíveis e de Lubrificantes. Disponível em www.fecombustiveis.org.br.

⁵¹ JAMES BUCHANAN, Prêmio Nobel de Economia (Jornal Zero Hora, 18/04/93 – Seção Palavras).

comportamento da safra de cana-de-açúcar, bem como da cotação de açúcar nos mercados interno e externo. O mesmo acontece com o álcool hidratado.

Por último, os preços também são afetados por constantes reajustes nas bases de cálculo para cobranças de ICMS pelos Estados. O conjunto de tributos, como ICMS, CIDE, PIS e Cofins, incidente sobre os combustíveis, representa cerca de 51% do preço da gasolina e 25% do diesel. Ver a seguir, Tabela 13: Preço da gasolina e do diesel; Tabela 14: Cotações dos derivados no Brasil (preço médio ao consumidor final e preço ao produtor); Quadro 6: Composição dos preços da gasolina e na Tabela 15: Preços internacionais para o petróleo, gasolina, óleo para aquecimento e gás (LGN).

Tabela 11: Preço da gasolina e do diesel na Cidade do Rio de Janeiro - (Julho/2006)

Gasolina		Estrutura do preço por litro		Diesel	
Margem %	R\$ 2,5110	Preço na Bomba (ANP) (1)	R\$ 1,8080	Margem %	
10	R\$ 0,2766	Distribuição e revenda (2)	R\$ 0,2242	13	
8	R\$ 0,1982	Custo do álcool anidro (3)	-	-	
33	R\$ 0,8166	ICMS	R\$ 0,2434	13	
18	R\$ 0,4406	CIDE, PIS/COFINS	R\$ 0,2180	12	
31	R\$ 0,7790	Realização PETROBRAS (4)	R\$ 1,1224	62	

Fonte: Elaboração própria, Base: ANP

NOTAS:

- (1) Período de coleta de 11/06/06 a 17/06/06) Composição: 80% gasolina A e 20% álcool anidro.
- (2) Distribuição e revenda: calculada por diferença (inclui frete).
- (3) Custo do álcool anidro - inclui aquisição ao produtor e frete de coleta (estimado). Aquisição ao produtor:
- (4) Preço de Realização: Refinaria Duque de Caxias - RJ.

Tabela 12: Preços dos derivados no Brasil - 2006

COTAÇÕES NACIONAIS DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO E DO GÁS (LGN)

Atualizadas até 27/10/2006

DERIVADOS	PREÇO
Gasolina (Ao Consumidor)	R\$2,538/litro
Álcool	R\$1,509/litro
Diesel	R\$1,86/litro
GLP 13kg	R\$32,96/botijão
Gasolina A (Ao Produtor)	R\$1,5417/litro
Diesel (Ao Produtor)	R\$1,3728/litro
QAV (Ao Produtor)	R\$1,5993/litro
GLP (Ao Produtor)	R\$1,0724/kg.
Óleo Combustível A1	R\$0,582/kg.
Óleo Combustível A2	R\$0,5903/kg.
Óleo Combustível A3	R\$0,719/kg.
GNV (Ao Consumidor)	R\$1,263/m ³
Gás Natural Residencial (SP):	R\$ 3,05 + fixo R\$ 13,31
Gás Natural Comercial (SP)	R\$ 1,77 + fixo R\$124,83
Gás Natural Industrial (SP)	R\$ 0,67 + fixo R\$40.225,08
Gás Natural Citygate (SP)	R\$0,4189/m ³
Gás Natural Citygate (RJ):	R\$0,3633/m ³

Fonte: Elaboração própria: Base FECOMBUSTIVEIS/SINDSCOM (2006)

ESTRUTURAS DE FORMAÇÃO DOS PREÇOS – GASOLINA COMUM

1) COMPOSIÇÃO DO CUSTO DA GASOLINA "A" DESDE O PRODUTOR

A. PREÇO DE REALIZAÇÃO (1)

B. CONTRIBUIÇÃO DE INTERVENÇÃO NO DOMÍNIO ECONÔMICO – CIDE (2)

C. PIS/PASEP E COFINS (3)

$$C = (\text{PIS} + \text{COFINS}) \times (1 - \text{ÍNDICE DE REDUÇÃO (4)})$$

D. PREÇO DE FATURAMENTO SEM ICMS

$$D = A + B + C$$

E. ICMS PRODUTOR (5)

$$E = [(D / (1 - \text{ICMS\%})] - D$$

F. BASE DE CÁLCULO DO ICMS CHEIO (6)

$$F = D / (1 - \text{ICMS\%}) \times (1 + \text{MVA\%})$$

G. SUBSTITUIÇÃO TRIBUTÁRIA ICMS

$$G = (F \times \text{ICMS\%}) - E$$

H. FATURAMENTO PRODUTOR

$$H = D + E + G$$

2) COMPOSIÇÃO DO PREÇO DO ÁLCOOL ANIDRO

I. PREÇO DO ÁLCOOL ANIDRO (1)

J. FRETE DE COLETA (1)

K. FATURAMENTO DO ÁLCOOL ANIDRO

$$K = I + J$$

3) COMPOSIÇÃO DO CUSTO DA GASOLINA "C" A PARTIR DA DISTRIBUIDORA

L. FRETE DE GASOLINA "A" ATÉ A BASE DE DISTRIBUIÇÃO (1)

M. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA DISTRIBUIDORA (MIX) (7)

$$M = [(H + L) \times 0,80] + (K \times 0,20)$$

N. MARGEM DA DISTRIBUIDORA (1)

O. FRETE DA BASE DE DISTRIBUIÇÃO ATÉ OPOSTO REVENDEDOR (1)

P. CPMF DA DISTRIBUIÇÃO

$$P = (M + N + O) \times \text{CPMF\%}$$

Q. PREÇO DE FATURAMENTO DA DISTRIBUIDORA

$$Q = M + N + O + P$$

4) COMPOSIÇÃO DO PREÇO DE VENDA DA GASOLINA

R. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA REVENDA

$$R = Q$$

S. MARGEM DA REVENDA (1)

T. CPMF DA REVENDA

$$T = (R + S) \times \text{CPMF\%}$$

U. PREÇO-BOMBA DE GASOLINA "C"

$$U = R + S + T$$

Obs:

(1) Valores não-sujeitos a tabelamento

(2) Decreto nº5.060, de 30/04/04

(3) Lei nº 10.865, de 30/04/04

(4) Decreto nº5.059, de 30/04/04

(5) Alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais

(6) Margem de Valor Agregado (MVA) estabelecida em Convênios ICMS, ou Preço Médio ao Consumidor Final (PMPF) estabelecido por Atos COTEPE

(7) Resolução CIMA nº 35, de 22/02/06

Quadro 4: Composição de preços da gasolina no Brasil

Fonte: BR DISTRIBUIDORA (2006)

Tabela 13: Preços Internacionais do Cru, LGN, Gasolina e óleo para aquecimento, com as variações em dólar para mais ou para menos no fechamento da Bolsa de New York.

NYMEX Light Sweet Crude	-0.83	US\$ 57.88
IPE Brent	-1.11	US\$ 57.87
Gasoline NY Harbor	-0.0099	US\$ 1.4531 ¹
Heating Oil NY Harbor	-0,0018	US\$ 1.6397
NYMEX LGN	+0.102	US\$ 7.814

¹ Preço de um galão americano (3,79 litros)

Fonte: Elaboração própria: Base: NYMEX preços novembro 2006

Como se observa pela cotação internacional, o preço da gasolina nos EUA sai ao consumidor final por US\$1,4531 por galão ou US\$0,38 por litro o que corresponde no Brasil a R\$ 0,82432, considerando o câmbio atual⁵² de R\$2,15/US\$. Ou seja, como a gasolina no Brasil é vendida a um preço médio de R\$ 2,538 por litro, significa que os preços para este derivado, comparado ao da gasolina nos EUA, é superior em 206,92%.

5.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Atualmente o País atingiu a auto-suficiência em petróleo e após a abertura continua com uma empresa dominante que alavanca o desenvolvimento dos vários setores da economia nacional. As indústrias, os transportes, os navios, os aviões, as petroquímicas, as termoelétricas, enfim, toda a sociedade tem derivados de petróleo a sua disposição em qualquer ponto do País.

No *upstream* da indústria ocorrem parcerias com a PETROBRAS, onde cerca de 60 empresas estão explorando petróleo, com algumas, a exemplo da Shell já produzindo e exportando. No *downstream* que sempre foi aberto ocorreram algumas trocas de ativos entre os players, expansão da rede de distribuição com 208 distribuidores em 1995, passando para 414 em 2006, com um crescimento do número de postos revendedores de 23.900 para 34.000 postos de vendas até 2006. Os preços evoluíram em média de R\$0,50 o litro em 1994 para R\$2,04 em 2004, um aumento de 308% no período superior ao índice

⁵² Valor de compra de 1 dólar no mercado oficial em 28/10/2006

acumulado de inflação que em 10 anos de Plano Real atingiu 167,21%, superior ao aumento da cesta básica que era R\$58,00 em 1994 e passou para R\$138,00 em 2004 (137,93%) ou se for considerado o preço de um litro que era R\$0,53 em 1995 e atualmente está em R\$2,65, o percentual cresce para 400%.

Observa-se, após a abertura, uma vantagem da empresa dominante que livre das amarras em relação ao seu uso como instrumento de combate à inflação, ampliou os seus lucros com os preços livres no mercado, diante de um quadro de custos de exploração e refinação praticamente estáveis exceto para uma pequena parcela de petróleo leve que ainda importa a um preço médio de US\$51,27/barril contra US\$ 67,93 por barril nas importações de óleo do tipo leve, ou, seja, uma diferença média de US\$ 16,66 por barril.

A obtenção de maiores lucros tem favorecido a empresa que definiu em seu Plano de Negócios 2006-2010, vultosos investimentos em toda a cadeia produtiva, notadamente para a área do refino que crescerá 45% até 2015. No PN da empresa projeta-se agregar à capacidade instalada de refino existente, até meados da próxima década (2014), cerca de 850 mil bpd, quase metade da atual capacidade do parque de refino (1,9 milhão de bpd). Embora este avanço seja importante, o fator determinante para a expansão futura da indústria de petróleo e derivados continua sendo o crescimento da economia brasileira.

Tais investimentos caminhando sempre à frente da demanda geram, por certo período, considerável volume de capacidade excedente nas áreas de maior concentração de produção e consumo (Sudeste e Sul) que reduz a dimensão do mercado e bloqueia eficazmente à entrada de qualquer das *majors* no setor refinador. Isto significa que, embora a escala do mercado de refino tenha crescido após a abertura o que poderia atrair investidores privados para a instalação de uma refinaria em uma das regiões deficitárias para quase todos os produtos (exceto gasolina), entretanto, é importante considerar que a escala da indústria petrolífera brasileira como um todo não é o suficiente para que seja dividida entre empresas que visam se manter fortes e competir internacionalmente.

Acrescente-se que o risco político-institucional, embora considerado imponderável, apresenta-se, nas economias latino-americanas, como um elemento de instabilidade

potencial, dissuasivo à entrada de novos competidores em setores estratégicos como o petróleo e a indústria do refino.

6 CONCLUSÕES

A análise da qualificação das barreiras que condicionam a viabilidade de competição no mercado de refino brasileiro partiu, nesta dissertação, do fato de que a empresa dominante é detentora de algumas vantagens que lhe asseguram a liderança em toda a cadeia produtiva do petróleo no Brasil. Dentre essas vantagens, observou-se que, o controle de ativos específicos irreprodutíveis, economias de escala, tamanho de mercado, preços, capacidade ociosa e os riscos político-econômicos, além de relevantes fatores técnicos definem as condições de entrada na indústria local de forma diferenciada após a abertura do setor desde 1995, ocorrendo entradas no upstream a partir de 1999 na forma de parcerias com a empresa dominante e autorizações para a produção de gasolina nas centrais petroquímicas e parcerias na REFAF e Manguinhos (30% Repsol).

Observou-se que para área do refino, também controlada pela empresa dominante tal como a exploração e produção, embora ocorram excedentes de produção de alguns produtos, como a gasolina e óleo combustível nas regiões Sudeste e Sul do País, em outras como no Norte e Nordeste a produção é deficitária (exceto gasolina que é exportada pela RLAM, Bahia). Tal déficit abriu espaço para a construção de uma nova refinaria de 200 mil bpd para processar petróleo pesado da bacia de Campos e da Venezuela. Apesar do interesse do grupo alemão Thyssen Krupp e dos Árabes, a parceria acabou sendo fechada com a estatal venezuelana PDVSA para construir a nova refinaria em Pernambuco, numa associação de 50 % do capital para cada um dos sócios.

Tendo em vista que não houve investimentos significativos nas centrais petroquímicas após o fim do modelo tripartite, e considerando o grande excedente de petróleo pesado, observou-se que há espaços para uma entrada integrada no Estado do Rio de Janeiro, que concentra mais de 80% da produção de petróleo no País e onde só existe uma Refinaria, a REDUC com capacidade de 242 mil bpd. Logo, a empresa dominante firmou protocolo de intenções com o grupo ULTRA para construir um complexo petroquímico a partir da oferta adicional de insumos básicos a serem produzidos por uma nova refinaria de 150 mil bpd, com especificações tecnológicas voltadas para o referido pólo que produzirá produtos de primeira geração (eteno, propeno, benzeno e para-xileno) e de segunda geração com maior valor agregado (polietilenos, etilenoglicol, polipropileno e estireno) a partir de 2014.

Além dos projetos dessas duas refinarias ainda em tramitação, planeja-se construir outra de 500 mil bpd, 100% capital da PETROBRAS, o que em conjunto com as duas (Rio e Pernambuco) já acertadas e mais as ampliações das outras refinarias existentes acrescentarão cerca de 850 mil bpd de oferta adicional até 2015. Portanto, se já não havia espaço para entrantes privados em face das vantagens da empresa estabelecida, verifica-se que a escala da indústria petrolífera brasileira como um todo não é o suficiente para que seja dividida entre empresas que visam se manter fortes e competir internacionalmente.

Ou seja, num mercado que se caracteriza mundialmente pela cartelização dos negócios, nenhum *player* privado (*supermajors*) construirá uma nova refinaria para disputar com outra existente. Nenhuma das megaempresas privadas reduziria o preço do derivado produzido frente a uma ociosidade ou excessos de ofertas localizadas. O que ocorre no mundo do petróleo, quando o refino fica ocioso, por recessão, ou por outros fatores, é o fechamento das refinarias, ou se os preços caem porque a demanda se reduz ou a oferta se amplia, os países grandes produtores e refinadores acertam cotas e buscam manter o preço.

Além disso, o que ocorre neste setor é um fechamento primeiro, circunscrito às *supermajors e majors*, transnacionais privadas, portadoras de um imenso poder e sempre crescente capitalização econômica, tecnológica e política, e em segundo, em torno de grandes estatais que se desenvolveram no mesmo sentido. Por vezes, essas *supermajors* associam-se em alguns projetos específicos, ou assumem posições em determinados países, os quais não dispondo de condições econômicas, tecnológicas e políticas para resolver seus problemas de suprimento de combustíveis, abrem o setor petrolífero em toda sua cadeia produtiva, das jazidas ao mercado.

Nos países considerados grandes produtores e exportadores, suas estatais assumem uma estratégia firme de internacionalização e integração de atividades, inclusive associando-se com outras *supermajors/majors*, transnacionais privadas ou estatais, em busca de garantir mercado exclusivo para seus produtos.

Por sua vez, nos países sem expressão em reservas de petróleo ou mercado interno incipiente e sem significativo capital econômico, tecnológico ou político, ocorre fatalmente alguma abertura com as *supermajors e majors*, privadas ou estatais, assumindo o lugar das

estatais locais ou definindo parcerias com essas empresas. Neste caso, o tempo indicará uma forte presença e predominância das transnacionais nesses países, onde saem do cenário as pequenas empresas estatais com mercados menos expressivos enquanto cresce, ainda mais, o poder transnacional das supermajors, majors e emergentes. Assim, pode-se afirmar que a abrangência do domínio de mercados e o desenvolvimento de interesses em dezenas de países transformam multinacionais em transnacionais com interesses próprios muito acima dos interesses do País de sua origem e dos países hospedeiros.

REFERÊNCIAS

- ALLEN, B.T. Concentration, scale economies and the size distribution of plants, *Quarterly Review of Economics and Business*, v. 23, n. 4, p. 6-27, 1983
- ALVEAL, C. et al. *Setor de Distribuição de Gás no Brasil: organização industrial e tendências de longo prazo*. Rio de Janeiro: previ/FUJB, 1999.
- ANDERSON, S.; M. ENGERS. *Stackelberg versus Cournot Oligopoly Equilibrium*. International Journal of Industrial Organization, n.10, p.127-135, Barcelona, 1992.
- ANUÁRIO ESTATÍSTICO, PETROBRAS/ANP, Rio de Janeiro, 2005 Disponível em: www.anp.com.br Acesso em: 17.08.2006
- ANP – Agência Nacional do Petróleo. *Legislação e demais atos normativos do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro. Disponível em www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp. Acesso, em 12/01/2006
- ASPO – ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL AND GAS: *Um modelo de capacidade mundial de produção de petróleo*: A.M. Samsam Bakhtiari, disponível em <http://www.aspo-portugal.net/articles.asp> Acesso em 19/08/2006.
- ASPO – ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL AND GAS: *Quanto petróleo existe realmente no Oriente Médio*: Colin, J. Campbell. Disponível em <http://www.aspo-portugal.net/articles.asp> Acesso em 19/08/2006.
- AUTO-SUFICIENTE. *Carta Capital*, Caderno especial, 26/04/2006
- BAIN, J.S. *Industrial Organization*. New York: John Wiley & Sons, 1968.
- BAIN, J.S. *Barriers to New Competition*. Cambridge: Harvard University Press, 1956.
- BAUMOL, W. et al. *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. San Diego: Harcourt, 1982.
- BEM, J.S. *Estrutura-conduta-desempenho de mercado das indústrias. Análise*, Porto Alegre, 1991. p.523-538.
- BERGIER, J.; THOMAS, B. *A guerra secreta do petróleo*. São Paulo: Hemus, 1970.
- BERTRAND, J. Book review of *Theorie mathématique de la richesse sociale* and of *Recherches sur les principes mathématiques de la théorie des richesses*. *Journal dei Savants*, n.67, p. 499-508, 1883.
- BHAGWATI, J. *Oligopoly Theory, Entry-Prevention and Growth*. Oxford, 1970. (Economic Papers, 22)

BILWILLER, B. A Evolução da Precificação de Derivados de Petróleo no Brasil. *Boletim Petróleo e Gás Brasil*, Rio de Janeiro, julho, 2001

BIOLCHINI, L.C.A.; MELLO, T.C.P. Livre Acesso a Oleodutos e Terminais: Uma Análise da Região de São Paulo. In: SUSLICK, S.B. (Org.). *Regulação em Petróleo e Gás Natural*. Campinas(SP): Komedi-Unicamp, 2001.

BOFF, H; RESENDE, Marcelo. Concentração Industrial. In: KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (org). *Economia Industrial*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

BRASIL. *Constituição da República Federativa do Brasil*, de 5 de outubro de 1988.. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 14 set 2005

_____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio de petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo. *Diário Oficial da União*, Brasília, 7 ago.1997.

BRANDÃO. F. Entendendo a Formação dos Preços do Petróleo no Mercado Internacional. *Boletim Petróleo & Gás Brasil*, Rio de Janeiro, set. 2001

BRAGA, H, C.; MASCOLO, J. L. Mensuração da concentração industrial no Brasil. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, v.12, n.2, 1982.

BRITISH PETROLEUM. *Energy Statistical Review*, 2003. Disponível em [Http://>www.bp.com](http://www.bp.com). Acesso em 10/12/2005.

BUCHANAN, JAMES. Monopólios privados e públicos. *Jornal Zero Hora* Seção Palavras.18 de abr. 1993.

CABRAL, L.M. B. *Introduction to industrial organization*. Massachusetts: The MIT Press, 2000.

CAMPBELL. C. J, *The Essence of oil & gas depletion*, EUA, 2002

CAMPBELL. C. J, O fim do começo. *Revista Veja*, São Paulo, 5 de outubro, 2005.

CAMPOS, Carlos Walter Marinho. Sumário da história da exploração de petróleo no Brasil. *Isto é*, n.2, p.21-22, 2006.

CADERNOS PETROBRAS: *Refino no Brasil*, Rio de Janeiro, n.3, 2003.

CADERNOS PETROBRAS, *A exploração de petróleo no Brasil*, Rio de Janeiro, n.4, p.26-27, 2004.

CARVALHO, E. F. *Perspectivas para o desenvolvimento do setor de refino de petróleo no Brasil*. Agência Nacional de Petróleo. Disponível em: <http://>www.anp.gov.br>. Acesso em: 01 julho, 2005

CGES, Global Oil Report, Centre for Global Energy Studies (CGES), v.13, n.3, maio-junho, 2002

CAVES, R.E. *Multinational Enterprise and Economic Analysis*. Cambridge: University Press, 1982.

CENTRO DE ESTUDOS AFRICANOS DA UNIVERSIDADE DA CALIFÓRNIA - CEA (Berkeley). *Fontes de petróleo no continente africano*, v. 58, n. 4, set.2006. Disponível em: <http://www.monthlyreview.org/0906watts.htm> Acesso em: 15.12.2005

CHANDLER, A.D. Organizational capabilities and the economic history of the industrial enterprise. *Journal of Economic Perspective*, v. 6, n.3, p. 79-100, summer, 1992.

CHAMBERLIN, E.H. *The Theory of Monopolistic Competition*. Mass: Harvard University Press, 1933.

CLARKE, R. *Industrial Economics*, London: Blackwell Publishers, 2000

CLO. Alberto. *Oil Economics and Policy*. Oxford: Kluwer Academic Publishers, 1985.

COURNOT, A, *Recherches sur les principes mathématiques de la théorie des richesses*. Paris, 1838.

COMANOR, W.; WILSON, T. *Advertising and Market Power*, Cambridge, Mass: Harvard U.P, 1974.

COCHET, Yves. *A era do Petróleo Caro*. Disponível em: <http://www.lemonde.fr/web/article>, Acesso em: 12.12.2005

COUTINHO, L.; FERRAZ, J.C. *Estudo da competitividade da indústria brasileira*. Campinas (SP): Papirus: UNICAMP, 1994.

COASE, R.H. *The nature of the firm*, *Economica*, v.4, p.386-405, 1937.

COOK, J Why is West Coast Gasoline so Expensive? depoimento ao Subcomitê do Senado Americano para assuntos de Comércio Exterior, Interesse do Consumidor e Turismo, disponível em www.eia.doe.gov, 2000.

COPP. E.A. *Regulating Competition in Oil: Government Intervention in the U.S. Refining Industry, 1948-1975*, Texas: A&M University Press, 1976

COUNCIL ON FOREIGN RELATIONS. *More Than Humanitarianism*: CFR, UK, Sea Island 2005. disponível em <http://www.cfr.org/publication.html>. Acesso em 12/07/2006

CRESCIMENTO em ritmo acelerado: Principais metas do PN 2006-2010, *Revista Petrobras*, Rio de Janeiro, v.11. n.107, p.10-13, 2006.

DEMSETZ, H. *The Market Concentration Doctrine*. Washington: American Enterprise Institute, 1973.

DIXIT, A, Comparative statistics for oligopoly. *International Economic Review*, v. 27, n.1, p.107-122, 1986.

DIXIT, A. The role of investment in entry deterrence. *Economic Journal*, v.27, p. 95-106, 1980

ENERGY INTERNACIONAL AGENCY – Department of Energy EIA/DOE, EUA
Disponível em: www.eia.doe.gov Acesso em: 15.05.2006.

FAGUNDES, J; PONDÉ, J. L. *Barreiras à Entrada e Defesa da Concorrência: Notas Introdutórias*. Rio de Janeiro: Faculdades Integradas Cândidos Mendes, 1998.

FERGUSON, P.R.; FERGUSON,G.L. *Industrial Economics: Issues and Perspectives*. UK: Macmillan, 1994.

FERNANDES, E.; PINTO JR, H. *O mercado internacional do petróleo e comportamento dos Preços*. Rio de Janeiro: ANP, 2000. (Notas Técnicas, ANP, 1).

FERRAZ et al. *Made in Brazil: desafios competitivos para a indústria*. Rio de Janeiro: Campus, 1997.

FERNANDEZ, J.C; TEIXEIRA, T. CRISTINA S. *As funções de demanda por derivados de petróleo no Brasil*. Salvador: UFBA/Mestrado em Economia, 2001. (Textos para discussão, nº 2)

FERNANDEZ. C. *O setor petróleo na Argentina em crise*. Buenos Aires, disponível em http://observatorio.iuperj.br/archive/Boletim_Junho.pdf, acesso em 03/07/2006

FERREIRA, J.H.M.; VARGENS, F.J.R. de COSTA. O preço do unbundling no Brasil: concorrência e universalização na indústria de telecomunicações. *Revista de Economia Contemporânea*, Rio de Janeiro, v.6, n. 1, jan./jun. 2002.

FERREIRA, J.H.M.; LIMA, T.L.A. A reforma nos serviços de telecomunicações: universalização do acesso e exclusão digital. *Revista Bahia Análise & Dados*, Salvador, v.13, n 3, dez. 2003.

FONTENELE, A.M. Das análises de Bain à teoria dos mercados contestáveis: uma inversão metodológica na construção de um modelo-síntese. *Estudos Econômicos*, São Paulo, v.26, n.3, p.381-409, set./dez. 1996.

GILBERT, R. Mobility Barriers and the Value of Incumbence. In: SCHMALENSE, R.; Willig, R. *The Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam: North-Holland, 1989. v. 1. p. 480-502.

GLOBAL oil report. *Centre for Global Energy Studies*, v. 13, n.3, maio-jun. 2002.

GLOBAL refining margins. *Oil & Gas Journal* .2000a Disponível em: <http://www.ogj.com>
Acesso em: 16.12.2005.

GLOBAL refining margins *Oil & Gas Journal* 2000b Disponível em: <http://www.ogj.com>
Acesso em: 16.12.2005.

GUERRA, O.F. *Estruturas de Mercado e Estratégias Empresariais: o desempenho da petroquímica brasileira e suas possibilidades futuras de inserção internacional*. Tese (Doutorado em Economia) – Instituto de Economia, UNICAMP, 1992.

GUERRA, O.F.; TEIXEIRA, F. A competitividade na cadeia de suprimento da indústria de petróleo no Brasil. *Revista de Economia Contemporânea*. Rio de Janeiro, v.7, n.2, jul./dez. 2003.

GUIMARÃES, E. *Barreiras à entrada*. Rio de Janeiro: UFRJ/IE, 1983 (Texto Didático, n. 19).

GUIMARÃES, E.A. *Acumulação e crescimento da firma: um estudo de organização industrial*. Rio de Janeiro: Guanabara Koogan, 1987.

GUIMARÃES, A.B.S. *As experiências de privatização do setor petrolífero na Argentina e de abertura à participação do capital privado na Venezuela*, 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química.) – Programa de Engenharia Química, COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, 1997.

GRANT, R. CIBIN, R. Strategy, Structure and Market Turbulence: The International Oil Majors, 1970-1991. *Management Journal*, Oxford v. 12, n.2, p. 165-188, 1996

HAMILTON, J. ; S. SLUTSKY. Endogenous Timing in Duopoly Games: Stackelberg or Cournot Equilibria. *Games and Economic Behavior*, n.2, p. 29-46. 1990

HAGUENAUER, L. *Competitividade: conceitos e medidas. Uma resenha da bibliografia recente com ênfase no caso brasileiro*. Rio de Janeiro: UFRJ/IEI, 1989.

HAYES, R.H, et al, *Operations, strategy and technology, pursuing the competitive edge*. New Work: John Wiley & Sons, 2004

HENDERSON, J.M.; QUANDT, R.E. *Microeconomic Theory*. New York: McGraw-Hill, 1958.

INFOPETRO - Provedor de Informações e Análise Econômica do Setor de Petróleo e Gás *Boletins Infopetro – Grupo de Economia da Energia* – Rio de Janeiro: UFRJ/IE, Disponível em: www.infopetro.com Acesso em: 12/12/2005.

KOCH, J.V. *Industrial organization and prices*. 2 ed., New Jersey: Englewood Cliffs, 1980.

KOUTSOYANNIS, A. *Modern Microeconomics*,. Hampshire: Macmillan, 1975

KUPFER; HASENCLEVER, et al. *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LABINI, P. S. *Oligopolio y progreso técnico*. Trad. Enrique Irazoqui. Barcelona, Oikos-Tau, 1966.

LUBISCO, N. M. L.; VIEIRA, S. C. *Manual de Estilo Acadêmico: Monografia, Dissertações e Teses*. 2 ed. Salvador: EDUFBA, 2002.

MAPLES, R.E. *Petroleum Refinery Process Economics*. Oklahoma: PennWell Books, 1993.

MARINHO J. I. P. *Petróleo: Política e Poder. Um novo choque?* Rio de Janeiro: José Olympio, 1989.

MASON, E.S. Price and production policies of large-scale enterprise. *American Economic Review*, n. 29, p.61-74, mar. 1939.

MASSERON, J. *Petroleum Economics*, 4 ed. Paris: Technip, 1990.

MARTINEZ, L. M. A indústria do petróleo. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, abr. 1999 (Série, Panorama Setorial)

MARTINS, C.A. *Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Atividade de Refino de Petróleo no Brasil*, 2003. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

MELLO, M. T.. Defesa da concorrência. In, KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (org). *Economia Industrial*, Rio de Janeiro: Campus, 2002.

MODIGLIANI, F, New Developments on the Oligopoly Front. *Journal of Political Economy*, v. 66, jun. 1958.

MONROY, C. R.; WATT. R. *El mercado español de carburantes: un analisis de oligopólio* Disponível em: <http://www.revecap.com/iveea/autores/R/97.doc>. Acesso em: 15/12./2005

MORGENSTERN, O. *Economic Activity Analysis*. New York: John Wiley and Sons, 1954.

NASH, J.F. Equilibrium points in N-person games. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, U.S.A, n.36, p. 48-49, 1950.

NEUMAN,J.V.; MORGENSTERN, O. *Theory Of Games and Economic Behavior*, Princeton: Princeton University Press, 1947.

NIMEX - New York Mercantile Exchange – Cotações Internacionais de petróleo e derivados, (2006)

A NOVA face do refino. *Revista Petrobras*, Rio de Janeiro, v.11, n.109, nov. 2005.

ORDELL, R. P. *Petróleo: Mola do Mundo*. Rio de Janeiro: Record, 1979.

PANZAR, John C. Technological determinants of firm and industry structure. In: SCHMALENSE, R.; WILLIG, R. *The handbook of industrial organization*. Amsterdam: North-Holland, 1989. v.1, p. 7-15.

PEMEX – Petróleo Mexicano SA. *Anuários Estatísticos: Produção e Reservas de Petróleo*. México, 2000.

PEMEX – Petróleo Mexicano SA. *Anuários Estatísticos: Produção e Reservas de Petróleo*. México, 2001.

PEMEX – Petróleo Mexicano SA. *Anuários Estatísticos: Produção e Reservas de Petróleo*. México, 2002.

PEMEX – Petróleo Mexicano SA. *Anuários Estatísticos: Produção e Reservas de Petróleo*. México, 2003.

PEMEX – Petróleo Mexicano SA. *Anuários Estatísticos: Produção e Reservas de Petróleo*. México, 2004.

PEMEX – Petróleo Mexicano SA. *Anuários Estatísticos: Produção e Reservas de Petróleo*. México, 2005

PENROSE, E. T. *The theory of the growth of the firm*. New York: Wiley, 1959.

PENROSE, E. T. *Growth of the firm, Middle East Oil, and other essays. First Class: London*, 1971.

PERRY, M. K. Vertical Integration by competitive firms: uncertainty and diversification, Southern. *Economic Journal*, n.49, p. 201-208, 1982

PERRY, M. K. Vertical Integration: Determinants and effects. In: _____. *Handbook of Industrial Organization*, Amsterdam, North Holland, 1992. p. 185-255.

PEREIRA, N. M. *O fim do petróleo e outros mitos*. Disponível em: <http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet19.shtml> Acesso em: 16/12/2002.

PERRUCHET, D; CUEILLE, J.P. *l'Economie Mondiale de L'Energie*. Paris: La Découvert, 1990.

PETROBRAS. O petróleo e a PETROBRAS, Serviço de Comunicação Social, Rio de Janeiro, 1994

PETROBRAS. *Relatório Anual de Atividades – 1995*, PETROBRAS, v. 2, n. 18, Rio de Janeiro: Serviço de Comunicação Social, 1995.

PETROBRAS. *Mudanças no setor petróleo: seus efeitos, sua análise*. Rio de Janeiro: Clavero, SCS, 1994.

PETROBRAS. *Abertura ou fechamento do setor petróleo*. Rio de Janeiro: ASSEME/SERPLAN, 1994.

PETRÓLEO: a ciência de extrair energia da terra. *Revista Scientific American International*. São Paulo, Edição especial, n. 3 - PETROBRAS, 50 anos de Inovação, outubro 2004.

PINTO J.; HELDER, Q. Organização da Indústria do Gás Natural: a experiência internacional e o novo modo de organização industrial no Brasil. In: _____ *Reforma do Estado e Regulação dos Setores de Infra-estrutura no Brasil*. Rio de Janeiro: MARE/CAPES – IE/UFRJ, 1998.

PIW – Petroleum Intelligence Weekly/Energy Intelligence Group (1992) – Ranking mundial das empresas petrolíferas. Disponível em: <http://www.energyintel.com/PublicationHomePage.asp?publication>. Acesso em: 29/08/2006

PIW – Petroleum Intelligence Weekly/Energy Intelligence Group (2002) – Ranking mundial das empresas petrolíferas. 1992. Disponível em: <http://www.energyintel.com/PublicationHomePage.asp?publication>. Acesso em: 29/08/2006

PIW – Petroleum Intelligence Weekly/Energy Intelligence Group (2005) – Ranking mundial das empresas petrolíferas. Disponível em: <http://www.energyintel.com/PublicationHomePage.asp?publication>. Acesso em: 29/08/2006

PORTER, M. E. *A Vantagem Competitiva das Nações*, Rio de Janeiro: Campos, 1993.

PLANO de Negócios 2006-2010. *Revista Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 12, n.112, p.34, abr. 2006.

POSSAS, M. L. *Estruturas de Mercado em Oligopólio*. São Paulo: Hucitec, 1985.

POSSAS, M. Os conceitos de Mercado Relevante e de Poder de Mercado no Âmbito da Defesa da Concorrência. *Revista do IBRAC*, n.1, p.82-102, 1996.

REFINO da PETROBRAS crescerá 45% até 2015. *Valor*, jul. 2006, p. B 8 -14.

RESENDE, M. On the Characterization of Market Structure in U.S. Industry: A Principal components Analysis, *Economia*, n.19, p. 87-94, 1995.

REVAMP do refino no Brasil: PETROBRAS, *Boletim Técnico*, v.20, n.4, out./dez. 1977.

RIZZELO, S. The Microfoundations of path dependency. In: MAGNUSSON, L.; OTTOSON, J. (Org.) *Evolutionary economics an path dependence*. EUA: Edwards Elgar, 1997. p. 98-118,

ROBINSON, J. *Economics of Imperfect Competition*. London: Macmillan, 1933.

ROCHA, Frederico. *Prevenção estratégica à entrada*. In: KUPFER, David. HASENCLEVER, Lia. (Eds.). *Economia Industrial – Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

RODRIGUES, et al, *Economia & Tecnologia da Energia*, Rio de Janeiro: Marco Zero / FINEP, 1985.

ROSA, L.P. *Monopólio, desregulamentação do petróleo e oligopólio: discussão de hipóteses, dados e analogias físicas*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro / Fórum de Ciência e Cultura, 1993.

SALOMON, A. D. *Como fazer uma monografia*. 9 ed.. São. Paulo: M. Fontes, 1999.

SAMPAIO, M. *Deus não é brasileiro, nem o petróleo é nosso*. Rio de Janeiro: Nórdica, 1992.

SANTOS, D. F. Pico do petróleo e a extinção da humanidade. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL: Imperialismo e Geopolítica do Petróleo, Aracaju, 2006. *Anais...* Sergipe: ILAESE, 2006. (Cadernos de Debates, n. 3).

SARKIS, Nicolas. A era pós-petróleo vai começar. *Lemonde Diplomatie*. Disponível em: <http://diplo.uol.com.br/2006-05,a1307> Acesso em: 14.07.2006

SCHMALENSE, R. Inter-industry studies of structure and performance. In: SCHMALENSE, R, WILLIG, R. (ed) *Handbook of industrial organization*. Netherlands: North-Holland, 1992. p. 951-1009.

SEMINÁRIOS INTERNACIONAIS SOBRE POLÍTICAS DE PRECIOS DE COMBUSTÍVEIS EM AMÉRICA LATINA: Impactos sobre la Economía y el medio ambiente, 2002. *Anais...* Santiago do Chile: CEPAL, 2002.

SERVAN-SCHREIBER, Jean Jacques. *O desafio mundial*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1980.

SHERER, F. M.; ROSS D. *Industrial market structure and economic performance*. Boston: Houghton Mifflin, 1990.

SILVA, Carla Maria de Sousa. *Estratégia de preços da PETROBRAS no mercado de combustíveis brasileiro pós-liberalização e instrumentos de amortecimento de variações internacionais*, 2003, 115p. Dissertação (Mestrado em Economia) –Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2003

STEINDL, J. *Maturity and stagnation in american capitalism*. 2 ed., Oxford: Blackwell, 1976.

STIGLER, G. J. *The organization of industry*. Homewood: Richard D. Irwin, Inc, 1968.

STIGLER, G.J, The King Oligopoly Demand Curve and Rigid Price, *Journal of Political Economic*, out. 1947.

SIMONSEN, M.H. *Teoria Microeconômica*. Rio de Janeiro: FGV, 1979.

SIMMONS & CO. INTERNATIONAL BANK. *Principais consumidores de petróleo no mundo: oferta e demanda*; disponível em <http://resisitir.info>. Acesso em 15/08/06

SUTTON, J. *Sunk Costs and Market Structure*. Cambridge: MIT Press, 1988.

TIROLE, J. *The Theory of industrial organization*. Cambridge: The MIT Press, 1988.

TOLMASQUIM, M.T. et al (Coord.) *Liberação das Importações de Derivados de Petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: COPPE-UFRJ, 2000.

VON STACKELBERG, H. *Marktform und Gleichgewicht*. Viena, 1934.

WATT, R. A Generalized Oligopoly Model. *Metroeconomica*, n. 53, p. 46-55, 2002.

WATTS, Michael. *O império do petróleo: O saqueio capitalista e a luta pela África.*, 2006. Disponível em: <http://www.monthlyreview.org/0906watts.htm> Acesso em: 13.07.2006.

WALLACE, C. P. *Power of the market*. New York: Times, 2003.

WORLD Refining Report. *Oil & Gas Journal*. 2000b Disponível em: <http://www.ogj.com>. Acesso em: 16.12.2005.

A VEZ do refino, *Isto é*, Cadernos Especiais, n.1-10, 2006. Disponível em: www.istoé.com.br Acesso em: 16.08.2006.