



Tribunal de Contas da União



**FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS**

**Projeto de Apoio à Modernização e
o Fortalecimento Institucional
do Tribunal de Contas da União -
Aperfeiçoamento do Controle
Externo da Regulação**

- PRODUTO 3 -

**ESTUDOS PARA FISCALIZAÇÃO DA REGULAÇÃO
ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR DE
REFINO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO**



ÍNDICE

EQUIPE TÉCNICA	vi
LISTA DE SIGLAS	vii
LISTA DE QUADROS	ix
LISTA DE FIGURAS	x
I APRESENTAÇÃO E OBJETIVO	12
2.1 A ATIVIDADE DE REFINO – CONCEITOS FUNDAMENTAIS	17
2.2 COMPOSIÇÃO DE PREÇOS E DETERMINAÇÃO DE MARGENS	27
2.3 CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	36
2.3.1 A Standard Oil e a Moderna Indústria do Petróleo	37
2.3.2 As Sete Irmãs e o Modelo de Concorrência da 1ª Metade do Século XX	39
2.3.3 O Surgimento do Cartel da OPEP – Os Dois Choques do Petróleo	41
2.3.4 O Padrão de Concorrência dos Anos 1990	44
2.4 MECANISMOS PARA INCENTIVAR INVESTIMENTOS E CONCORRÊNCIA	46
2.4.1 Políticas para Incentivar Investimentos	46
2.4.2 Políticas para Estimular a Concorrência	50
III A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E O SETOR DE REFINO NO BRASIL	52
3.1 A Estrutura da Indústria no Brasil	52
3.1.1 Um Breve Histórico.....	52
3.1.2 A Estrutura Atual	55
3.1.3 Perspectivas Futuras	58
3.1.4 Infra-estrutura Logística do País – Taxa de Ocupação	70
3.2 O MARCO REGULATÓRIO: A LEI 9.478/97, DE 6 DE AGOSTO DE 1997	75
3.2.1 Da Titularidade e do Monopólio do Petróleo e do Gás Natural.....	75
3.2.2 Da Agência Nacional do Petróleo	76
3.2.3 Da Regulação das Atividades de Transporte	77
3.2.4 Da Regulação do Livre Acesso a Dutos e Terminais	80
3.2.5 Da Regulação das Atividades de Refino	84
IV FORMAÇÃO DE PREÇOS ESTRUTURA TRIBUTÁRIA	88
4.1 A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	88
4.1.1 Unificação fiscal: o exemplo europeu	92



4.1.2 O exemplo do sistema federativo americano.....	99
4.1.2 Conclusões.....	102
4.2 ESTRUTURA TRIBUTÁRIA NO BRASIL	104
4.3 A EVOLUÇÃO DA DESREGULAMENTAÇÃO.....	110
4.3.1 Considerações Finais	116
V REGULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR DE REFINO	118
5.1 OS AGENTES DO SETOR DE REFINO E DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS.....	118
5.2 OS ÓRGÃOS DE FISCALIZAÇÃO	121
5.3 A CONCORRÊNCIA NO SETOR DE REFINO.....	125
5.4 A REALIDADE DOS PREÇOS CONTROLADOS NO MERCADO INTERNO.....	128
5.5 DESAFIOS DA REGULAÇÃO E A ESTRATÉGIA DA ANP	133
VI CONSIDERAÇÕES FINAIS E QUESITOS.....	140
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	149



SUMÁRIO EXECUTIVO

1. Este relatório apresenta os resultados de um estudo sobre a fiscalização da regulação econômico-financeira do setor de refino da indústria do petróleo brasileira, exercida, em especial, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
2. O estudo tem por objetivo analisar o impacto dos diversos aspectos da regulação na competitividade do setor de refino. Para isso visa à identificação dos diferentes agentes econômicos atuantes neste segmento da indústria e dos principais órgãos de fiscalização, analisando em detalhes os papéis desempenhados por cada um deles.
3. Inicialmente, são apresentados os conceitos fundamentais da organização da indústria do petróleo e da atividade de refino. Discute-se como está estruturada a cadeia de valor desta indústria e o que é a atividade de refino, quais são as principais matérias-primas e os principais produtos de uma refinaria.
4. O caso do refino no Brasil é tratado por meio da confrontação dos perfis de oferta e demanda de derivados de petróleo no País. **É apresentado** o parque de refino nacional instalado e **são discutidas** as perspectivas de sua expansão na próxima década. Detalha-se ainda a infra-estrutura logística, bem como seus níveis de ocupação.
5. Em seguida, **são estudados** os temas preços e tributos nos segmentos de refino e abastecimento, **com a apresentação das** estruturas de formação dos preços dos derivados de petróleo e os mecanismos de subsídios e compensações existentes no Brasil e no Mundo. Prossegue-se **com o estudo dos** principais aspectos da regulação econômico-financeira do setor de refino e seus impactos sobre a indústria do petróleo no Brasil.
6. O relatório é concluído com uma síntese dos principais pontos que devem servir de suporte a uma estratégia da ANP para a regulação econômico-financeira dos



Tribunal de Contas da União



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

segmentos de refino e produção de combustíveis, que é seguida pela formulação de questões específicas de auditoria.

v

Projeto de Aperfeiçoamento do Controle Externo da Regulação do Tribunal de Contas da União – SEFID

Brasília/DF 05 de setembro de 2007

Relatório dos estudos para fiscalização da regulação econômico-financeira do setor de refino da indústria do petróleo – Produto 3

www.fgv.br/sefid / www.fgv.br/fgvprojetos



EQUIPE TÉCNICA

7. Por parte da FGV, a equipe técnica envolvida na preparação deste relatório foi composta por:

- Alketa Peci;
- Lana Montezano; e
- Reynaldo Taylor de Lima.

8. Por parte do TCU/SEFID, participaram da discussão sobre o material elaborado pela FGV:

- Alexandre Carlos Leite de Figueiredo;
- Ivan André Pacheco Rogedo;
- Marcelo Barros Gomes;
- Marcelo Bemerguy;
- Maridel Piloto de Noronha; e
- Uriel de Almeida Papa.



LISTA DE SIGLAS

AIDS – ACQUIRED IMMUNODEFICIENCY SYNDROME (SÍNDROME DA IMUNODEFICIÊNCIA ADQUIRIDA)

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

API – MEDIDA DA DENSIDADE DO PETRÓLEO CRU

BEN – BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL

BP – BRITISH PETROLEUM

CADE – CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

CE – COMUNIDADE EUROPÉIA

CIDE – CONTRIBUIÇÃO DE INTERVENÇÃO NO DOMÍNIO ECONÔMICO

CNP – CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO

CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

COFINS – CONTRIBUIÇÃO PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL

COMPERJ – COMPLEXO PETROQUÍMICO DO RIO DE JANEIRO

CONFAZ – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA

CPMF – CONTRIBUIÇÃO PROVISÓRIA SOBRE MOVIMENTAÇÕES FINANCEIRAS

DNC – DEPARTAMENTO NACIONAL DE COMBUSTÍVEIS

DOU – DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

EPE – EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA ENERGÉTICA

EUA – ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

FCC – CRAQUEAMENTO CATALÍTICO FLUÍDO

FGV – FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS

FUP – FRETE DE UNIFORMIZAÇÃO DE PREÇOS

GLP – GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO

GNL – GÁS NATURAL LIQUEFEITO

HCC – UNIDADE DE HIDROCRaqueamento

HDT – HIDROTRATAMENTO

ICMS – IMPOSTO SOBRE CIRCULAÇÃO DE MERCADORIAS E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS



IPI – IMPOSTO SOBRE PRODUTOS INDUSTRIALIZADOS

IPO – *INITIAL PUBLIC OFFERING*

IVA – IMPOSTO SOBRE O VALOR AGREGADO

JV – *JOINT VENTURES*

MF – MINISTÉRIO DA FAZENDA

MJ – MINISTÉRIO DA JUSTIÇA

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

OPEP – ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO

OTAN – ORGANIZAÇÃO DO TRATADO DO ATLÂNTICO NORTE

PASEP – PROGRAMA DE FORMAÇÃO DO PATRIMÔNIO DO SERVIDOR PÚBLICO

PDVSA – PETRÓLEOS DE VENEZUELA S/A

PIS – PROGRAMA DE INTEGRAÇÃO SOCIAL DO TRABALHADOR

PPE – PARCELA DE PREÇO ESPECÍFICA

REPSOL – EMPRESA ESPANHOLA DE PETRÓLEO

SBDC – SISTEMA BRASILEIRO DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

SDE – SECRETARIA DE DIREITO ECONÔMICO

SEAE – SECRETARIA DE ACOMPANHAMENTO ECONÔMICO

SEFID – SECRETARIA DE FISCALIZAÇÃO DE DESESTATIZAÇÃO

SIMP – SISTEMA DE INFORMAÇÕES DE MOVIMENTAÇÃO DE PRODUTOS

SO – STANDARD OIL

SRP – SUPERINTENDÊNCIA DE REFINO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

TCU – TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

UCR – UNIDADES DE COQUEAMENTO RETARDADO

UPB – UNIDADE PETROQUÍMICA BÁSICA

VAT – VALUE ADDED TAX

VMR – VALOR MÉDIO DE REALIZAÇÃO



LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Perfil típico de produção de uma refinaria complexa, Silva (2004).....	19
Quadro 2 – Rendimentos de destilação atmosférica (% em peso) para diferentes petróleos.....	20
Quadro 3 – Produção de Derivados Combustíveis do COMPERJ	63
Quadro 4 – Produção de Derivados Combustíveis – Refinaria de Suape .	64
Quadro 5 – Balanço (Produção – Demanda) dos Principais Derivados de Petróleo.....	68
Quadro 6 – Balanço (Produção – Processamento – Excedente) de Petróleo	69
Quadro 7 – Balanço (Produção – Demanda) dos Principais Derivados de Petróleo.....	74
Quadro 8 – Evolução das alíquotas por combustível em alguns países europeus.....	95
Quadro 9 – Evolução da participação dos componentes por combustível.....	97
Quadro 10 – Alíquotas federal e estaduais nos Estados Unidos.....	101



LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – O Petróleo e seus produtos	18
Figura 2 – Rendimentos em destilação atmosférica para um petróleo pesado da bacia de Campos.	21
Figura 3 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino simples com destilação atmosférica	22
Figura 4 – Rendimentos de uma refinaria com destilação atmosférica, Destilação a vácuo e craqueamento catalítico fluído (FCC) para um petróleo pesado da bacia de Campos	23
Figura 5 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino mostrado na Figura 423	
Figura 6 – Rendimentos de uma refinaria com destilação atmosférica, Destilação a vácuo, craqueamento catalítico fluído (FCC) e coqueamento retardado para um petróleo pesado da bacia de Campos	24
Figura 7 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino mostrado na Figura 625	
Figura 8 – Rendimentos de uma refinaria com destilação atmosférica, destilação a vácuo, craqueamento catalítico fluído (FCC), coqueamento retardado e hidrotratamento para um petróleo pesado da bacia de Campos.	26
Figura 9 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino mostrado na Figura 626	
Figura 10 – Evolução das Margens de Refino de Petróleo	28
Figura 11 – Composição do Preço Final da Gasolina C.....	29
Figura 12 – Composição do Preço Final do Óleo Diesel.....	30
Figura 13 – Composição do Preço Final do Botijão de 13Kg de GLP	31
Figura 14 – Composição do Preço ao Consumidor da Gasolina no Mundo	32
Figura 15 – Composição do Preço ao Consumidor do Óleo Diesel no Mundo	33
Figura 16 – Evolução Histórica dos Preços do Petróleo.....	43
Figura 17 – Mercado de Derivados de Petróleo no Brasil.....	56
Figura 18 – Parque Nacional de Refino	57
Figura 19 – Evolução do Consumo e da Produção de Petróleo	58
Figura 20 – Mapas de Dutos e Terminais da Regional Sudeste	72
Figura 21 – Mapas de Dutos e Terminais da Regional Centro Oeste São Paulo..	73
Figura 22 – Estrutura da Indústria do Petróleo no Segmento do “Downstream”:	89
Figura 23 – Sistema de arrecadação através do VAT, onde mix representa uma cesta composta por todos os produtos vendidos pela refinaria.....	93

X



Figura 24 – Composição do preço final da gasolina.	97
Figura 25 – Evolução do preço final da gasolina.....	98
Figura 26 – Comparativo da Evolução dos Preços de GLP dos Produtores no Brasil e dos Preços no Mercado Internacional	131
Figura 27 – Comparativo da Evolução dos Preços da Gasolina A dos Produtores no Brasil e dos Preços no Mercado Internacional.....	132
Figura 28 – Comparativo da Evolução dos Preços do óleo Diesel dos Produtores no Brasil e dos Preços no Mercado Internacional.....	133



I APRESENTAÇÃO E OBJETIVO

9. Este Relatório N.º 1 apresenta os resultados do estudo da “Fiscalização da Regulação Econômico-Financeira do Setor de Refino da Indústria do Petróleo”, exercida pelos órgãos reguladores – em especial pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – sobre as empresas da indústria do petróleo e do gás natural, estudo este referente ao Produto 3 – Desenvolvimento de Métodos e Técnicas, que faz parte do Projeto de Apoio à Modernização do Tribunal de Contas da União, Aperfeiçoamento do Controle Externo da Regulação –, cujo contrato de prestação de serviços nº 04/47-944 foi firmado entre o TCU e a FGV.

10. Conforme a solicitação do Tribunal de Contas da União à Fundação Getúlio Vargas, este relatório analisa os diversos aspectos e mecanismos que permeiam a regulação econômico-financeira do segmento de refino da indústria do petróleo. O texto analisa o impacto dos diversos aspectos da regulação na competitividade do setor de refino, identifica os diferentes agentes econômicos regulados, assim como os órgãos de fiscalização, que desempenham papel de relevo nessa indústria. Descreve ainda em detalhes o papel desempenhado por cada agente econômico e cada órgão de fiscalização.

11. O objetivo do trabalho de diagnóstico, contido neste Relatório N.º 1, é possibilitar ao Tribunal de Contas da União o desenvolvimento de novos métodos e técnicas que lhe permitam otimizar e sistematizar a fiscalização da regulação econômico-financeira exercida pela ANP. Para tanto, o TCU exigiu que, antes de se focar os diversos aspectos da regulação econômico-financeira, fosse apresentado um amplo panorama da indústria do petróleo no Brasil, com ênfase na evolução das formas de organização e dos padrões da concorrência dessa indústria.

12. Este Relatório N.º 1 foi elaborado ao longo do exíguo período de oito semanas, tendo se baseado em grande medida na experiência adquirida pelo autor durante sete anos de serviços prestados à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nas posições de analista técnico sênior e, posteriormente,



como superintendente adjunto da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP) daquela agência reguladora. No sentido de atender as exigências supra-citadas, este relatório está organizado em cinco seções além desta seção I de apresentação e discussão dos objetivos.

13. Na seção II, intitulada *“Dinâmica da Indústria do Petróleo com Foco no Refino”*, são apresentados, inicialmente, na subseção (2.1), os conceitos fundamentais da organização da indústria do petróleo e da atividade de refino. Discute-se como está estruturada a cadeia de valor da indústria do petróleo, o que é a atividade de refino e quais são as principais características das matérias-primas e dos produtos de uma refinaria. **Esta subseção é concluída com a análise dos** principais conceitos que norteiam a economia de uma refinaria.

14. Na subseção (2.2), são analisadas a concorrência e a regulação na indústria do petróleo e no setor de refino, por intermédio de uma contextualização histórica da concorrência na indústria do petróleo. **A seção II é concluída com a discussão**, na subseção (2.3), **dos** mecanismos que foram utilizados em diversos países com os objetivos de atrair investimentos em refino e de estimular a concorrência.

15. A seção III, intitulada *“Indústria do Petróleo e o Setor de Refino no Brasil”*, desenvolve um estudo do caso brasileiro. Na primeira parte desta seção, são analisados, na subseção (3.1), os perfis de oferta e demanda de derivados de petróleo no país, o parque de refino instalado, assim como as perspectivas de expansão do setor. Detalha-se ainda a infra-estrutura logística para a movimentação de produtos, bem como seus níveis de ocupação. **A seção III é concluída com a análise**, na subseção (3.2), **do** marco regulatório da indústria do petróleo no país – a Lei 9.478/97, de 6 de agosto de 1997 – considerando-se, principalmente, o impacto do arcabouço normativo nos segmentos de refino e transporte de derivados de petróleo.

16. Em seguida, na seção IV, intitulada *“Formação de Preços e Estrutura Tributária”*, são apresentadas, inicialmente, na subseção (4.1), as estruturas de formação dos



preços dos derivados de petróleo e os mecanismos de subsídios e compensações existentes no mundo. São discutidos os mecanismos econômico-financeiros utilizados em outros países nas transações realizadas pelas refinarias, que englobam a aquisição de petróleo bruto e o escoamento dos derivados de petróleo produzidos. No seguimento, na subseção (4.2), é descrita a estrutura de formação dos preços dos derivados de petróleo no Brasil, assim como os mecanismos de subsídios e compensações existentes no País. A seção IV, subseção (4.3), é encerrada com a apresentação dos principais aspectos da evolução da desregulamentação do mercados de combustíveis no País.

17.A seção V dedica-se especificamente ao tema da “*Regulação Econômico-Financeira do Setor de Refino*” e seus impactos sobre a indústria do petróleo no Brasil. Nela são descritos, primeiramente, na subseção (5.1), os papéis que desempenham os agentes econômicos do setor de refino e de produção de combustíveis. Segue-se, discutindo na subseção (5.2) o papel dos órgãos de fiscalização dos segmentos de refino e de abastecimento, com ênfase nas distintas atribuições dos diferentes órgãos fiscalizadores da concorrência, descrevendo-se como cada um deles participa efetivamente na regulação econômico-financeira do segmento “*Downstream*” da indústria do petróleo.

18.Na subseção (5.3), é discutida a organização da concorrência no setor de refino do País e são detalhados os principais problemas associados a cada tipo de empresa operadora no setor. Para concluir a seção V, na subseção (5.4), são discutidos os desafios da regulação e as estratégias adotadas pela ANP na regulação econômico-financeira do segmento “*Downstream*” da indústria do petróleo.

19.Nesta subseção (5.4), são analisadas as estratégias da regulação econômico-financeira adotadas pela ANP, identificadas as principais informações de que dispõe este órgão regulador para a fiscalização econômico-financeira do segmento do refino e da produção de combustíveis e verificadas quais são as principais variáveis econômico-financeiras reguladas no segmento de refino. Discute-se ainda quais as



práticas contábeis mais adequadas para as empresas que atuam no segmento de refino, de modo a aumentar a transparência e otimizar a fiscalização feita pela ANP.

20. Conclui-se o Relatório N.º 1 com a seção VI, de “*Considerações Finais e Quesitos*”, na qual **se** faz, primeiramente, uma síntese dos principais pontos abordados ao longo do trabalho, aqueles que devem servir de suporte a uma estratégia da ANP para a regulação econômico-financeira dos segmentos de refino e produção de combustíveis. Em seguida, são apresentadas questões específicas de auditoria, tomando como exemplo a forma como tais questões são abordadas no relatório sobre Assimetria da Informação (**páginas** 104 a 108 do mesmo).

21. No Relatório N.º 2, serão apresentados os quesitos que deverão ser convertidos em pontos da matriz de controle, **a** qual terá sua elaboração iniciada após o debate deste relatório com a equipe do TCU.



II DINÂMICA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO COM FOCO NO REFINO

22. O petróleo e o gás natural são misturas de hidrocarbonetos resultantes de processos físico-químicos sofridos pela matéria orgânica que se depositou juntamente com fragmentos de rochas durante a formação de rochas sedimentares, **há** milhões de anos atrás. Devido a efeitos mecânicos, ocorre a migração do petróleo no subsolo, **que se acumula** em rochas porosas e permeáveis denominadas rochas reservatório. A localização, a produção, o transporte, o processamento e a distribuição dos hidrocarbonetos existentes nos poros e canais de uma rocha reservatório, que pertence a um determinado campo petrolífero, estabelecem os cinco segmentos básicos nos quais se organiza a indústria do petróleo.

23. A atividade de exploração é entendida como a reconstrução da história geológica de uma área, através da observação de rochas e formações rochosas, **pela qual se determina** a probabilidade da ocorrência de rochas reservatório. Na exploração, a utilização de medições gravimétricas, magnéticas e sísmicas, permite o mapeamento das estruturas rochosas e das composições do subsolo. A definição do local com maior probabilidade de um acúmulo de óleo e gás é baseada na sinergia entre a Geologia, a Geofísica e a Geoquímica, destacando-se a área de Geo-Engenharia de Reservatórios. A atividade de exploração, por sua vez, corresponde à fase exploratória do campo petrolífero, englobando as técnicas de desenvolvimento e produção da reserva comprovada de hidrocarbonetos de um campo petrolífero.

24. Os campos petrolíferos não se encontram, necessariamente, localizados próximos dos **terminais de armazenamento de petróleo e derivados**, das refinarias de petróleo ou das unidades de processamento de gás. Por esta razão, é necessário o transporte da produção, **por meio** de embarcações, caminhões, vagões, ou tubulações (oleodutos e gasodutos), o que caracteriza a atividade de transporte.



25. Em seguida, apesar da separação da água, do óleo, do gás e dos sólidos produzidos, ocorrer em estações ou na própria unidade de produção, para a obtenção dos componentes que serão utilizados nas mais diversas aplicações (combustíveis, lubrificantes, plásticos, fertilizantes, medicamentos, tintas, tecidos, etc..) é necessário que se dê o processamento e o refino da mistura de hidrocarbonetos proveniente da rocha reservatório. As técnicas mais utilizadas de refino são a destilação atmosférica, a destilação a vácuo, o craqueamento térmico, o craqueamento catalítico, a reforma catalítica, o coqueamento retardado e os hidrotratamentos.

26. Os produtos finais das estações e refinarias (gás natural, gás residual, GLP, gasolina, nafta, querosene, lubrificantes, resíduos pesados e outros destilados) são comercializados com as distribuidoras, que **se incumbem** de fornecer estes produtos (na sua forma original ou aditivada) aos revendedores de combustíveis, **os quais**, por sua vez, **abastecem** o consumidor final. Desta forma está estruturada a indústria do petróleo e do gás natural¹.

2.1 A ATIVIDADE DE REFINO – CONCEITOS FUNDAMENTAIS

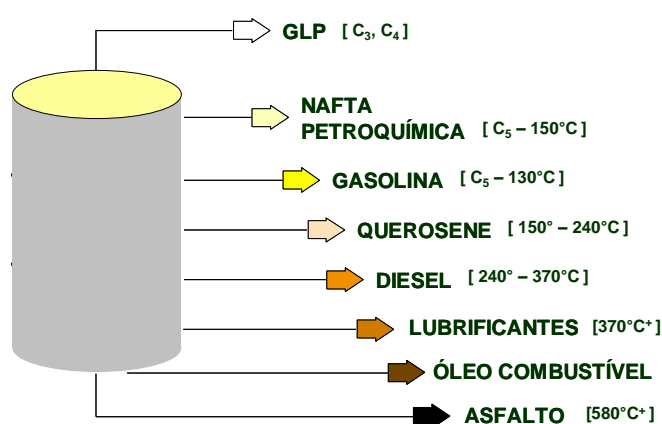
27. O refino caracteriza-se por ser tipicamente uma atividade econômica de grande porte, intensiva em capital e, **quando exercida de forma independente, de alto risco**, em decorrência das incertezas associadas às oscilações observadas na rentabilidade desta atividade no mundo.

28. Uma refinaria complexa apresenta uma produção diversificada, que abrange um grande número de produtos. Dentre estes, **encontram-se** o gás liquefeito de petróleo (GLP), a nafta petroquímica, a gasolina automotiva, o querosene de aviação, o óleo diesel, os lubrificantes (e os produtos especiais diversos), o óleo combustível e o asfalto, **conforme ilustrado na Figura 1**. A participação típica destes

¹ A Indústria do Petróleo, Biblioteca Virtual de Engenharia de Petróleo, consultado em <http://www4.prossiga.br/dep-fem-unicamp/petroleo/bvep.html> em 27 de agosto (2007).

produtos no faturamento da refinaria se distingue da participação dos mesmos no volume de produção da planta industrial, como mostra o Quadro 1 (Silva, 2004). Os dados indicam que produtos nobres (como gasolina, querosene, diesel e lubrificantes) apresentam um peso maior no faturamento do que no volume de produção.

Figura 1 – O Petróleo e seus produtos



29. A economia da atividade de uma refinaria depende, em primeira linha, dos rendimentos que esta consegue alcançar na fabricação de derivados leves (GLP e gasolina automotiva) e médios (diesel, querosene de aviação e óleo de aquecimento, nos países frios), que são aqueles que alcançam os maiores preços nos mercados e que, portanto, garantem as margens de rentabilidade da atividade de refino. Os rendimentos em produtos de uma refinaria são, por sua vez, determinados pela qualidade do petróleo cru que esta processa e pela complexidade da configuração da instalação industrial de refino (Taylor-de-Lima, 2004)² (Gaffney, Cline & Associates, 2001)³. Refinarias de baixa complexidade – ou com baixa capacidade em unidades para a conversão de produtos pesados (como o óleo combustível) em produtos médios e leves (como o diesel e a gasolina) –

² TAYLOR-DE-LIMA, R., Economia do Refino, (2002).

³ GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, Refining Margins and Yields



apresentam, usualmente, elevados rendimentos em óleos combustíveis e resíduos, o que compromete a rentabilidade do negócio de refino. As margens de refino numa certa região são determinadas pelo refinador de grande porte que atua naquela região, geralmente, empresa integrada verticalmente e com instalações de grande capacidade e complexidade.

Quadro 1 – Perfil típico de produção de uma refinaria complexa, Silva (2004).

Perfil Típico de Produção (Produção de 200.000 a 300.000 bbl / dia)		
Produto	% Faturamento	% Quantidade
GLP	9	11
Nafta Petroquímica	8	9
Gasolina	17	17
Querosene	8	7
Diesel	25	23
Óleos Combustíveis	18	24
Óleos Lubrificantes	11	6
Outros	4	3
Número Total de Produtos: ± 50		

30. Do lado da demanda, o perfil de consumo de derivados de petróleo num determinado mercado depende de uma série de outros fatores como a prosperidade pessoal e nacional de uma determinada sociedade, a disponibilidade de outros energéticos concorrentes (carvão ou gás natural, que competem com o óleo combustível), a localização deste mercado (que pode elevar os custos logísticos de produtos importados de outras regiões) e a estrutura tributária, que pode favorecer um determinado combustível em relação a outros. O perfil da demanda será ainda influenciado pela capacidade e complexidade das instalações de refino que suprem o mercado. Uma refinaria de grande porte e grande complexidade possui escala



suficiente para operar com margens de refino deprimidas numa certa região e comprometer a sobrevivência de pequenos refinadores independentes.

31. Quanto à qualidade, os petróleos crus podem variar enormemente. Seus preços de mercado variam em função de suas propriedades, especialmente em função do seu grau API (medida da densidade do petróleo cru) e também do teor de contaminantes (principalmente, do teor de enxofre). No caso da densidade, quanto mais pesado é o petróleo (ou seja, quanto mais baixo é o seu grau API) menor é o rendimento deste petróleo em termos de derivados médios e leves e, por conseguinte, maior é o rendimento deste insumo em termos de óleo combustível. Isso faz com que um petróleo pesado seja depreciado em relação a outros petróleos mais leves, ou com maior grau API.

32. No Quadro 2, extraído de Taylor-de-Lima (2004), são mostrados os rendimentos típicos em unidade de destilação atmosférica para três diferentes tipos de petróleo, a saber: o petróleo leve americano (WTI), o petróleo Brent e o petróleo Árabe Leve. Nesse quadro, verifica-se que o rendimento em peso de óleo combustível varia de 35% (no caso do petróleo WTI) a 53% (no caso do petróleo árabe leve), passando pelo petróleo Brent, cujo rendimento em peso de óleo combustível é de 41%. Como consequência, o petróleo leve americano (WTI) costuma ter uma cotação mais elevada que a do petróleo Brent e este, por sua vez, uma cotação mais elevada que a do petróleo árabe leve.

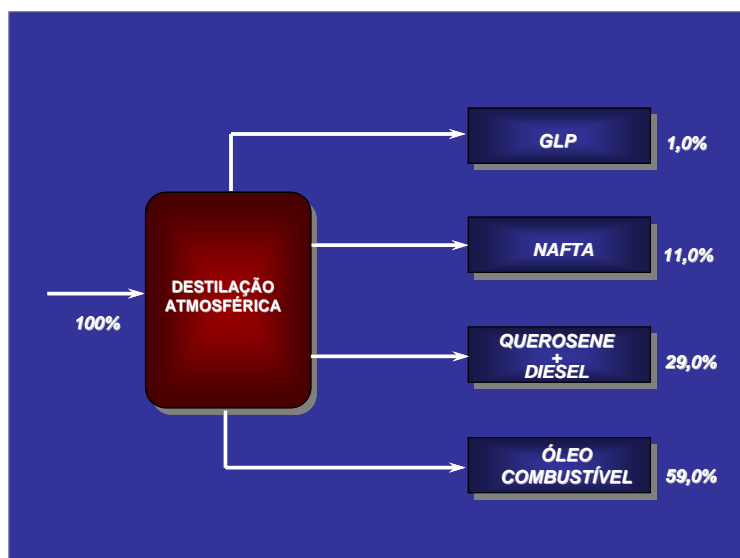
Quadro 2 – Rendimentos de destilação atmosférica (% em peso) para diferentes petróleos.

	WTI	Brent	Árabe Leve
GLP	2	2	1
Nafta	26	23	17
Querosene	14	12	12
Diesel	23	22	17
O. C.	35	41	53
TOTAL	100	100	100

33. Para o caso de um petróleo pesado brasileiro típico da bacia de Campos, Carvalho (2001)⁴ demonstra como uma crescente complexidade da configuração de refino pode aumentar a produção de derivados leves e médios (de maior valor agregado), de forma a ajustar o perfil de produção da refinaria ao perfil da demanda⁵. Carvalho (2001) inclui ainda unidades de processo que visam ao atendimento de especificações de qualidade de produtos, como o teor em peso de enxofre em alguns derivados.

34. Inicialmente, é mostrado na Figura 2 um esquema de refino com apenas uma unidade de destilação atmosférica, para o qual se verificam os seguintes rendimentos: gás liquefeito de petróleo (1,0%), nafta petroquímica (11%), destilados médios (29%) e óleo combustível (59%). Cabe observar que não há produção de gasolina, dado que a nafta obtida por destilação direta não chega a atender às especificações de desempenho da gasolina em termos de octanagem.

Figura 2 – Rendimentos em destilação atmosférica para um petróleo pesado da bacia de Campos.

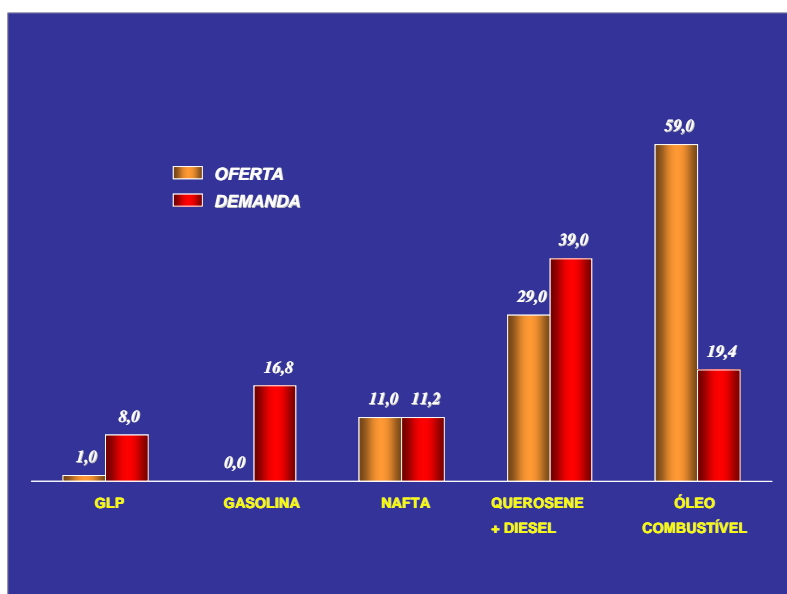


⁴ CARVALHO, E. F., Panorama do Refino de Petróleo no Brasil, Palestra apresentada no curso de Especialização em Engenharia de Petróleo da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 03 de dezembro (2001).

⁵ Aqui é considerada uma demanda brasileira típica da segunda metade da década de 1990.

35. Confrontando-se a oferta de derivados, obtida com o esquema de refino da Figura 2, com a demanda brasileira típica dos mesmos derivados, mostrada na Figura 3, observa-se, por um lado, um enorme excedente de óleo combustível e, por outro, uma falta de médios, de gasolina e de GLP.

Figura 3 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino simples com destilação atmosférica



36. A seguir, Carvalho (2004) insere, juntamente com uma unidade de destilação a vácuo, uma unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC, ou “*Fluid Catalitic Cracking*”), que é de fundamental importância para a refinaria, uma vez que permite a conversão (por meio de quebra de moléculas) do chamado gasóleo pesado (gerado na unidade de destilação a vácuo) em GLP e, principalmente, em nafta craqueada, que vem a ser a principal corrente a compor o *pool* de gasolina da refinaria. Com **esse** esquema, mostrado na Figura 4, aumenta-se a produção de gás liquefeito de petróleo (7,5%), são mantidas a de nafta petroquímica (11%) e destilados médios (28,8%), reduz-se a produção de óleo combustível (37,4%) e atinge-se uma produção significativa de gasolina (17,1%).

37. Este perfil de produção da Figura 4, quando confrontado com a mesma demanda brasileira típica de derivados da Figura 3, permite observar (Figura 5) que,

se ainda existe um excedente de óleo combustível e uma falta de derivados médios, equilibrou-se a oferta de GLP e de gasolina com a demanda destes mesmos derivados.

Figura 4 – Rendimentos de uma refinaria com destilação atmosférica, Destilação a vácuo e craqueamento catalítico fluído (FCC) para um petróleo pesado da bacia de Campos

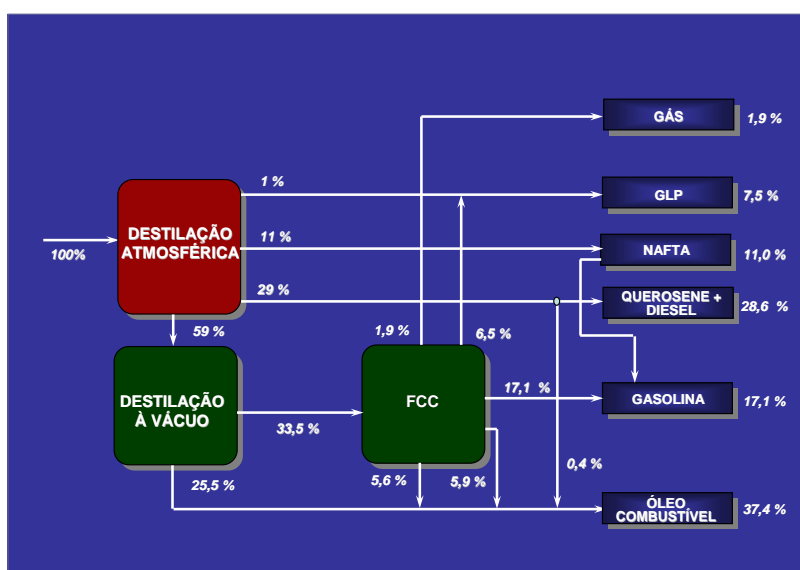
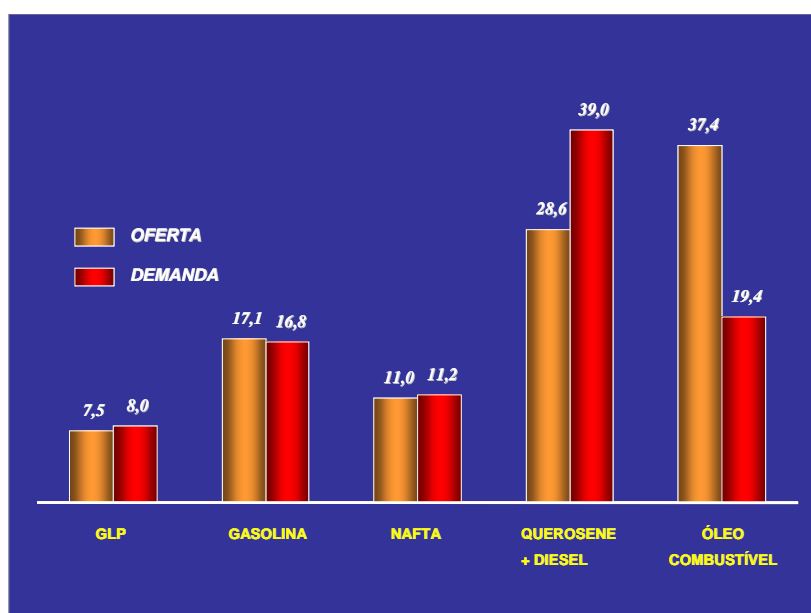


Figura 5 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino mostrado na Figura 4



38. Em seguida, como se vê na Figura 6, Carvalho (2004) adiciona uma unidade de coqueamento retardado (conhecida como unidade de fundo de barril), a qual processa o chamado resíduo de vácuo (resíduo de fundo da torre de destilação a vácuo), reduzindo significativamente a produção de óleo combustível (26,7%), aumentando a produção de GLP (9,8%) e gasolina (21,7%), e mantendo a produção de nafta petroquímica (11%) e de destilados médios (29%). Com esse esquema de refino, surge no perfil de produção um novo derivado: o coque verde de petróleo (4,7%), que encontra mercado na indústria siderúrgica como redutor.

Figura 6 – Rendimentos de uma refinaria com destilação atmosférica, Destilação a vácuo, craqueamento catalítico fluído (FCC) e coqueamento retardado para um petróleo pesado da bacia de Campos

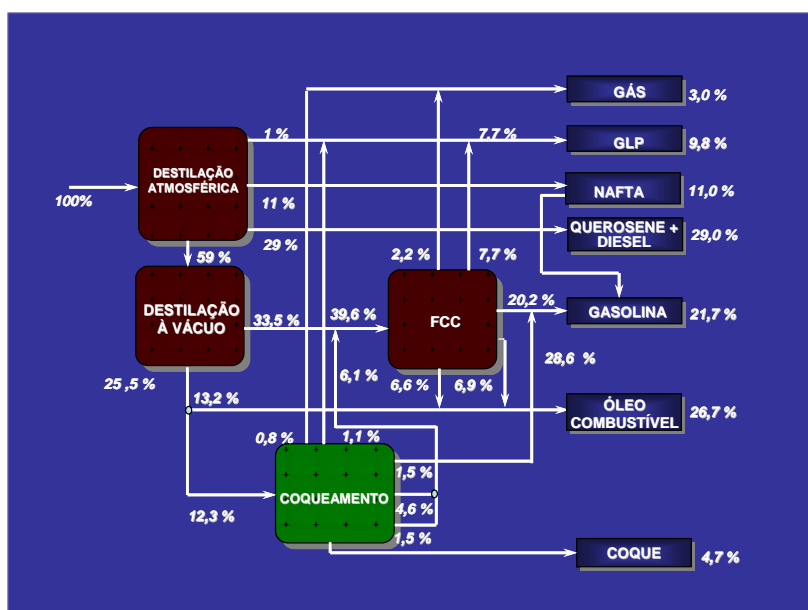
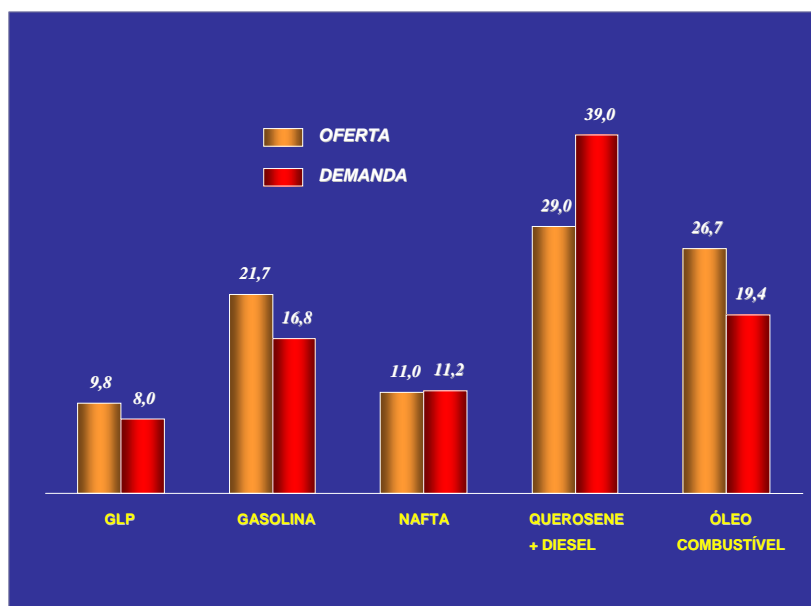


Figura 7 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino mostrado na Figura 6

39. O perfil de produção da Figura 6, quando confrontado com a mesma demanda brasileira típica de derivados da Figura 3, permite observar (Figura 7) uma sensível redução no excedente de óleo combustível, enquanto são criados superávits de GLP e gasolina.

40. Por fim, como é mostrado na Figura 8, Carvalho (2004) adiciona uma unidade de hidrotratamento (ou tratamento com hidrogênio) de correntes instáveis, para tratar a corrente denominada gasóleo leve de coque (oriunda da unidade de coqueamento retardado), fazendo com que esta corrente, depois de tratada, vá contribuir para aumentar a produção de diesel da refinaria. Com isso, como se observa na Figura 9, o perfil de produção da Figura 8 se ajusta perfeitamente à mesma demanda brasileira típica de derivados da Figura 3. Cabe aqui observar que as unidades de hidrotratamento (HDT) também podem se destinar à redução do teor de contaminantes dos combustíveis (diesel e gasolina), o que os torna menos poluentes. Esta é uma tendência que vem sendo observada no mundo todo e também no Brasil.

Figura 8 – Rendimentos de uma refinaria com destilação atmosférica, destilação a vácuo, craqueamento catalítico fluído (FCC), coqueamento retardado e hidrotreatamento para um petróleo pesado da bacia de Campos.

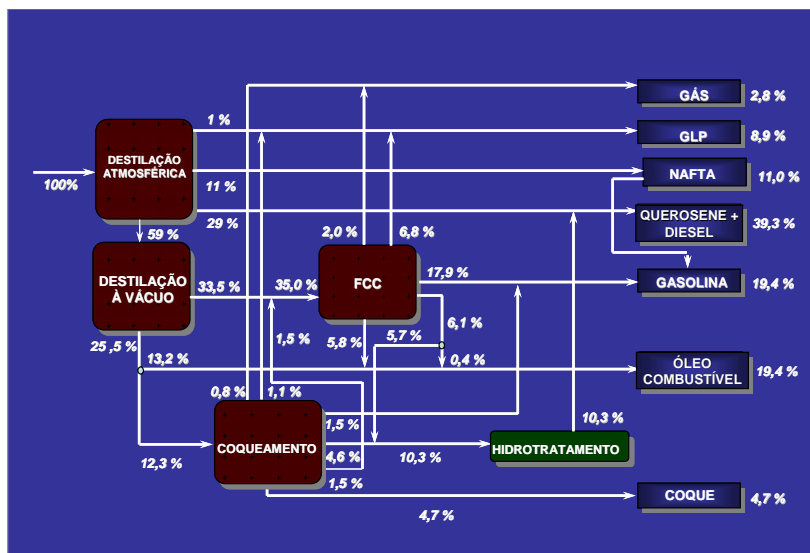
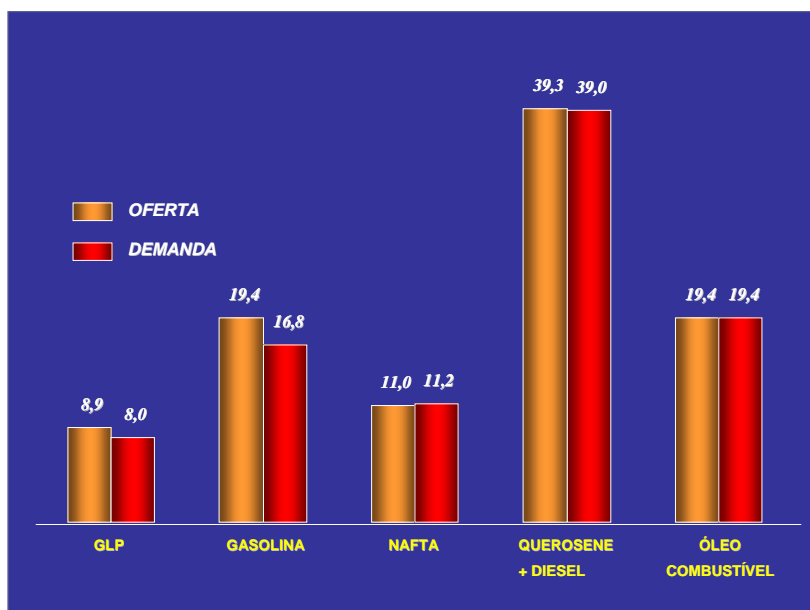


Figura 9 – Balanço Oferta – Demanda Esquema de refino mostrado na Figura 6



41. O exemplo analisado acima foi cuidadosamente escolhido com o sentido de ilustrar como uma configuração de refino complexa (com grande capacidade para



converter derivados pesados em produtos médios e leves) tem impacto sobre a rentabilidade das refinarias. Os derivados médios e leves alcançam melhores preços no mercado, por serem produtos de maior valor agregado. Por sua vez, uma refinaria de grande complexidade pode manter elevados rendimentos em derivados médios e leves, ainda que processe petróleos pesados, de menor custo. Há que se observar que os petróleos encontrados no mundo vêm se tornando cada vez mais pesados. Refinarias de baixa complexidade (como várias das refinarias muito antigas) são obrigadas a processar petróleos leves, de maior custo, o que torna, por vezes, suas operações inviáveis do ponto de vista econômico. Ao longo da década de 1990, várias refinarias no mundo se tornaram obsoletas e foram fechadas.

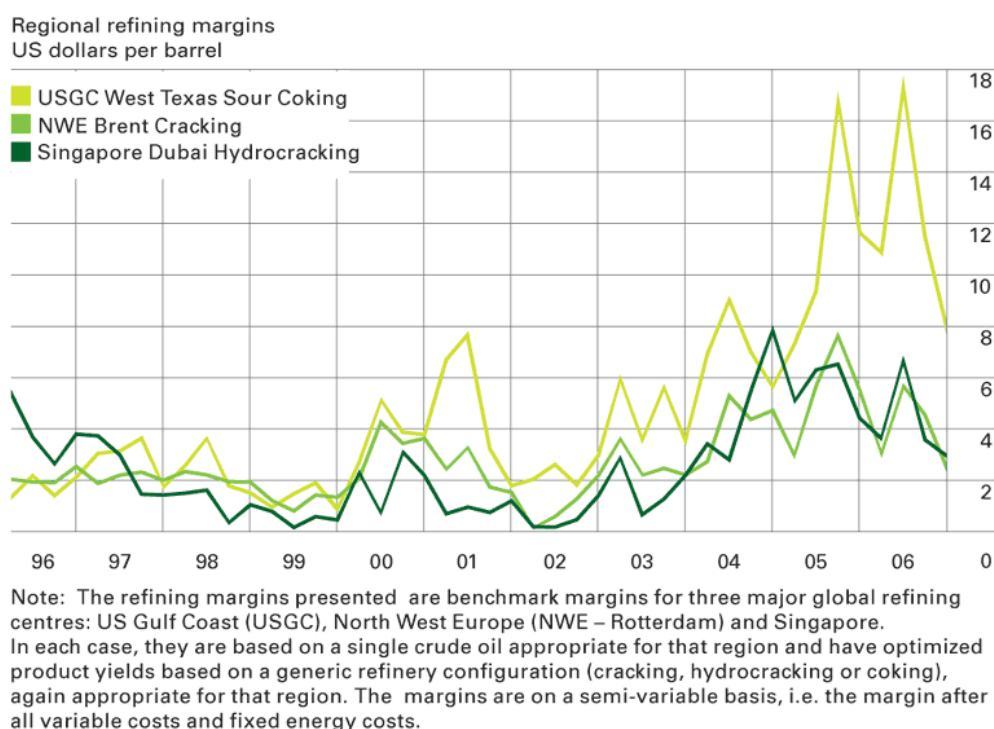
42. A discussão que foi conduzida com a análise do exemplo acima teve como propósito explicar a lógica econômica que rege a atividade de refino. O entendimento desta lógica será de fundamental importância na discussão que será conduzida mais adiante neste trabalho (vide subseção 2.4). Outro aspecto econômico importante é a forma como ocorrem a composição de preços, a agregação de valor e a determinação de margens de rentabilidade de cada uma das atividades da cadeia de valor da indústria do petróleo. Este assunto é analisado na próxima subseção, com o intuito de complementar o entendimento da lógica econômica da atividade de refino.

2.2 COMPOSIÇÃO DE PREÇOS E DETERMINAÇÃO DE MARGENS

43. Como já foi comentado anteriormente, o refino caracteriza-se por ser, tipicamente, uma atividade econômica intensiva em capital e de alto risco, em decorrência das incertezas associadas às oscilações observadas na rentabilidade desta atividade no mundo. A Figura 10 apresenta como evoluíram na última década as margens de rentabilidade da atividade de refino em três regiões do mundo, a saber: na Costa Americana do Golfo do México (USGC), no Noroeste da Europa e no Sudeste Asiático. As margens mais elevadas são aquelas observadas na Costa do Golfo, que se encontravam, em 2006, no nível de US\$ 8,00 (oito dólares

americanos) por barril de petróleo processado, em decorrência do tamanho do mercado americano. Com exceção da Costa do Golfo, nas outras regiões as margens de refino são bastante baixas, situando-se na faixa dos US\$ 2,00 a US\$4,00 (dois a quatro dólares americanos) por barril de petróleo processado. No Brasil, as margens de refino não fogem a esta regra, situando-se também na faixa dos US\$2,00 a US\$4,00 por barril de petróleo processado.

Figura 10 – Evolução das Margens de Refino de Petróleo⁶

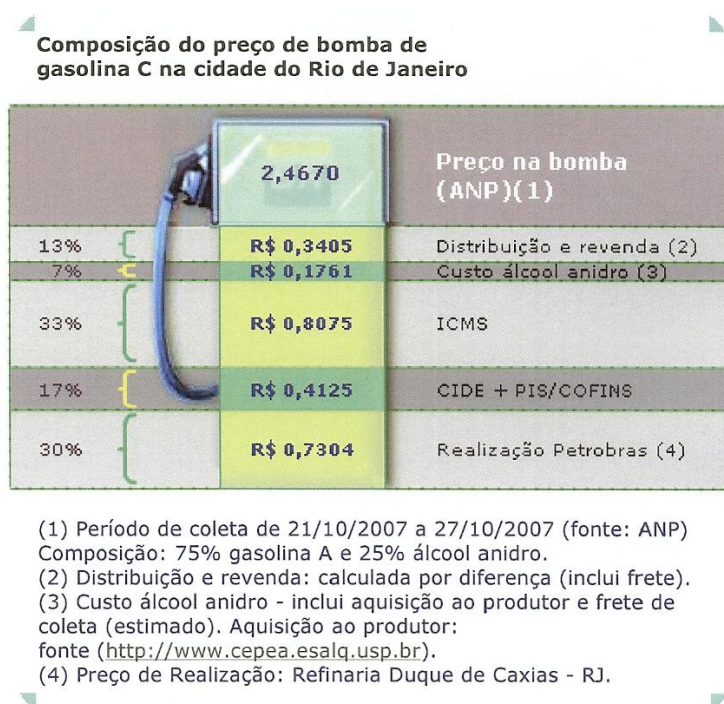


44. No entanto, quando se analisa a composição dos preços pagos pelo consumidor final por alguns derivados típicos, constata-se uma situação completamente diferente. Considere-se, inicialmente, a agregação de valor ao preço da gasolina A ex-refinaria (preço de realização Petrobras), mostrada na Figura 11, com vistas à composição do preço final pago pelo consumidor na bomba pela

⁶ Extraído de BP Statistical Review of World Energy 2007, consultado em <http://www.bp.com>, em 06/11/2007.

gasolina C. Nesta Figura 11, pode-se observar que o preço da gasolina A é de R\$ 0,7304 por litro, enquanto que a margem de distribuição e revenda, calculada por diferença corresponde a R\$ 0,3405 por litro.

Figura 11 – Composição do Preço Final da Gasolina C⁷

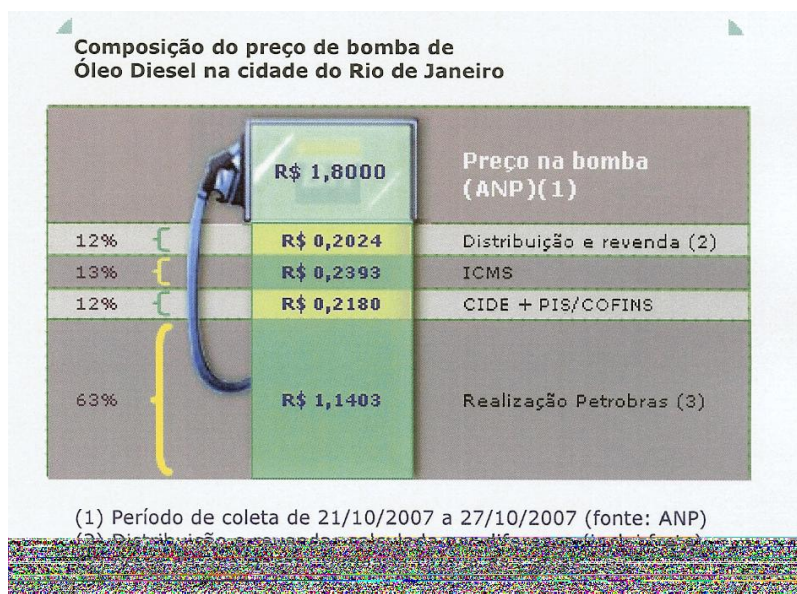


45. Esses valores convertidos, levando-se em conta uma cotação da moeda americana de US\$ 1,00 = R\$ 1,80 e o fator de conversão $1 \text{ m}^3 = 6,2898 \text{ bbl}$, permite que se determine um preço da gasolina A igual a US\$ 64,51 por barril e uma margem relativa às atividades de distribuição e revenda igual a US\$ 30,1 por barril. Ainda que, conforme ressalva feita pela Petrobras em seu sítio na Internet, este último valor inclua o frete, ele corresponde a aproximadamente dez vezes a margem de refino.

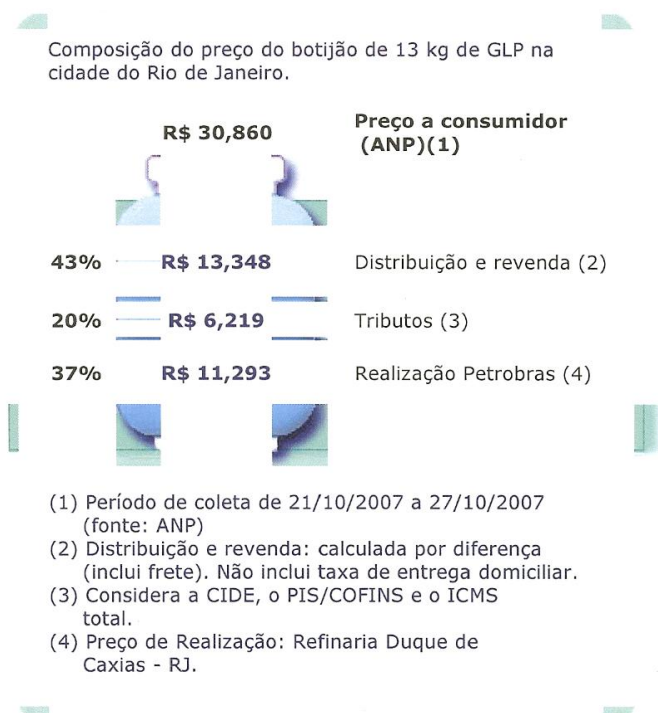
⁷ Extraído de http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Produtos.html, consultado em 06/11/2007.

46. Em seguida, consultando-se as Figuras 12 e 13 e procedendo-se à conversão da mesma forma como acima (considerando-se a densidade do GLP igual a 0,552 t/m³), determinam-se o preço do óleo diesel ex-refinaria (igual a US\$100,72 por barril), a margem de distribuição e revenda do óleo diesel (igual US\$17,88 por barril), o preço do GLP ex-refinaria (igual a US\$42,35 por barril) e a margem de distribuição do GLP (igual a US\$ 50,0, por barril). Os valores das margens de distribuição e revenda falam por si mesmos. Eles indicam em quais etapas da cadeia de valor da indústria do petróleo são capturadas as maiores fatias da rentabilidade.

Figura 12 – Composição do Preço Final do Óleo Diesel⁸



⁸ Extraído de http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Produtos.html , consultado em 06/11/2007.

Figura 13 – Composição do Preço Final do Botijão de 13Kg de GLP⁹

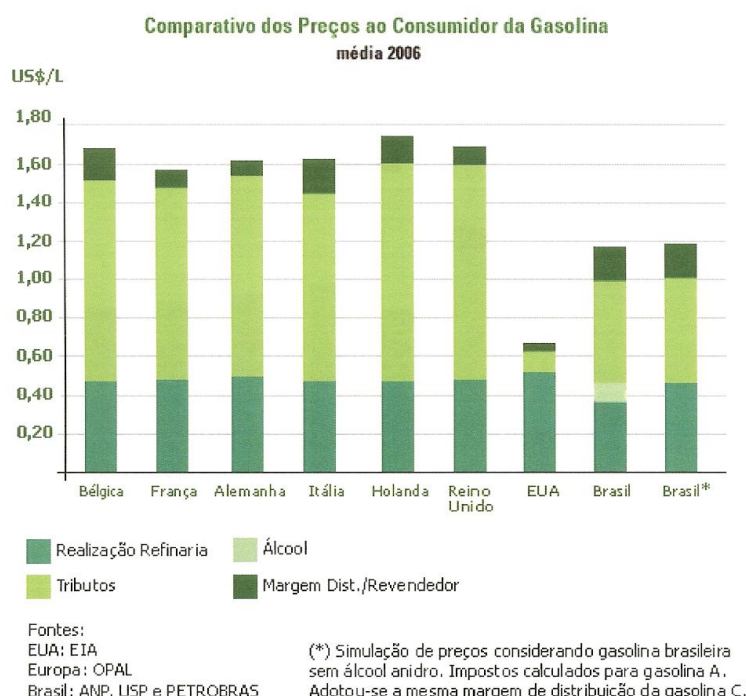
47. Como foi possível observar acima, o preço praticado ao consumidor é composto por três parcelas: realização do produtor ou importador, tributos e margens de comercialização. No Brasil, esta margem de comercialização equivale às margens brutas de distribuição e dos postos revendedores de combustíveis.

48. No gráfico da Figura 14 (disponibilizado pela Petrobras em seu sítio na Internet), é possível comparar os preços da gasolina praticados no Brasil, pela estatal, com os preços médios praticados em diversos países do mundo. Neste gráfico, a parcela do preço mostrada em cor verde escura representa o preço da refinaria sem impostos. A parcela mostrada em cor preta representa as margens de comercialização, que oscilam em função do mercado local de venda dos combustíveis. Por fim, a parcela em cor verde clara representa a carga tributária que é a maior responsável pela diferença entre os preços nos diversos países.

⁹ Extraído de http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Produtos.html, consultado em 06/11/2007.

49. A análise do gráfico da Figura 14 permite observar ainda que os valores cobrados pela gasolina no Brasil se encontram alinhados com os preços praticados em outros países que possuem mercados de derivados de petróleo abertos e competitivos. São apresentadas no gráfico duas simulações para o Brasil: uma que expressa o preço real (inclusive com a parcela do álcool que é misturada à gasolina A para compor a gasolina C) e outra que simula o preço da gasolina caso não houvesse a adição de álcool anidro.

Figura 14 – Composição do Preço ao Consumidor da Gasolina no Mundo¹⁰

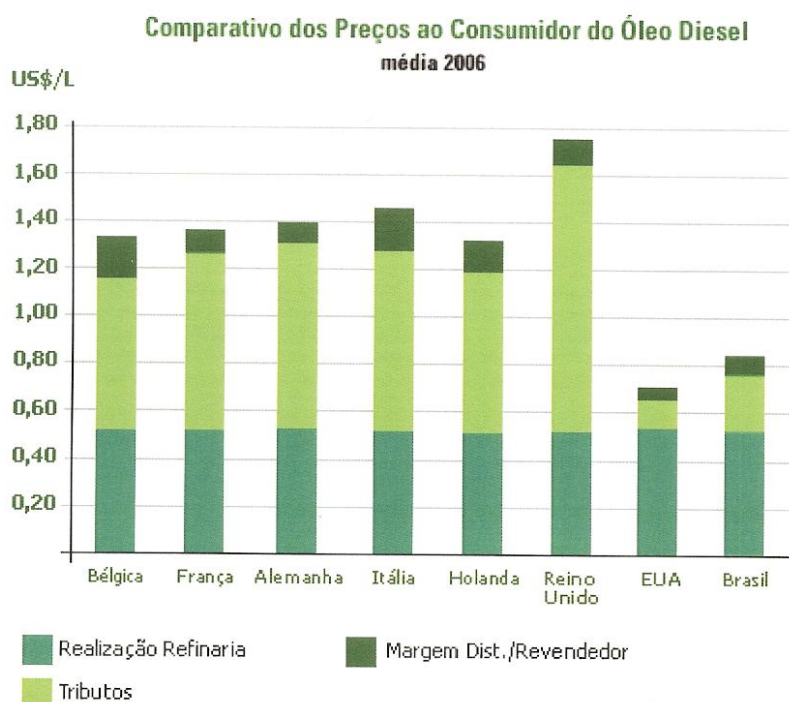


50. Para o diesel, assim como para a gasolina, os preços de refinaria praticados no Brasil estão nivelados aos preços praticados em outros países, como mostra o gráfico da Figura 15. Isso fica claro observando-se a parcela mostrada em cor verde escura neste gráfico. As margens de comercialização, mostradas em cor preta, dependem, também neste caso, do mercado local onde é vendido o produto. Já a

¹⁰ Extraído de http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Produtos.html , consultado em 06/11/2007.

parcela mostrada em cor verde clara mostra que a carga tributária praticada no Brasil para o diesel é inferior àquela praticada para a gasolina. Isso faz com que o preço final ao consumidor seja menor. Mais uma vez, a carga tributária é a parcela que mais influi nas diferenças entre preços do diesel ao consumidor nos diversos países.

Figura 15 – Composição do Preço ao Consumidor do Óleo Diesel no Mundo¹¹



Fontes:
EUA: EIA
Europa: OPAL
Brasil: ANP, USP e PETROBRAS

51. Para concluir esta subseção apresenta-se a seguir, a título de exemplo, uma estimativa de cálculo da margem de refino no Brasil, tomando-se por base a carga

¹¹ Extraído de http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Produtos.html , consultado em 06/11/2007.



processada e a produção da Refinaria Duque de Caxias (Reduc) no mês de setembro de 2007.

52. No mês de setembro de 2007 (segundo dados divulgados pela ANP em seu sítio na Internet), a Reduc processou uma carga total de petróleo de 6.551.127 barris¹², composta por 2.976.803 barris de petróleo importado (45,4%) e 3.574.324 barris de petróleo nacional (54,6%). Considerando-se o preço do petróleo Brent como uma primeira estimativa para o preço do petróleo importado, chega-se a um custo da matéria prima importada de US\$ 80 por barril. Considerando-se também numa primeira estimativa para o preço do petróleo nacional Marlim um deságio de 25% em relação ao preço do petróleo Brent, chega-se a um custo da matéria prima nacional de US\$ 60 por barril. Assim, o custo do barril de petróleo processado pela Reduc pode ser estimado pela seguinte expressão:

$$P_{MP} = (0,454)(80) + (0,546)(60) = \text{US\$ } 69,08 / \text{ barril}$$

53. Por outro lado, no mês de setembro de 2007 (segundo dados divulgados pela ANP em seu sítio na Internet), a Reduc produziu 6.326.985 barris de derivados de petróleo¹³, de tal forma que as principais contribuições foram dos seguintes derivados: gasolina A (15,6%), GLP (9,2%), nafta petroquímica (11,9%), óleo combustível (29,4%), óleo diesel (29,9%) e querosene de aviação (4,0%). Com base nestes percentuais, o preço do barril de derivados produzidos pela refinaria pode ser estimado pela seguinte expressão:

$$P_{PROD} = (0,156)(64,51) + (0,299)(100,72) + (0,092)(42,35) + (0,294)(52,47) + \\ + (0,040)(87,29) + (0,119)(72,12) = \text{US\$ } 71,58 / \text{ barril,}$$

¹² Fonte: <http://www.anp.gov.br>

¹³ Fonte: <http://www.anp.gov.br>



onde foram considerados (além dos preços da gasolina A, do óleo diesel e do GLP calculados acima) o preço do óleo combustível (igual a US\$ 52,47 por barril), o preço do querosene de aviação (igual a US\$ 87,29 por barril) e o preço da nafta petroquímica (igual a US\$ 72,12 por barril)¹⁴.

54. Com base nos valores de P_{PROD} e P_{MP} calculados e nos custos de refino relativos ao 3º trimestre de 2007, divulgados pela Petrobras em seu sítio na Internet, para o mercado internacional ($CR_{INT} = US\$ 3,34 / \text{barril}$) e para o mercado nacional ($CR_{BR} = US\$ 2,55 / \text{barril}$), chega-se às seguintes estimativas para a margem bruta de refino (MBR) e para a margem líquida de refino (MLR):

$$MBR = P_{PROD} - P_{MP} = 71,58 - 69,08 = US\$ 2,50 / \text{barril}$$

$$MLR = MBR - CR_{BR} = US\$ 2,50 - US\$ 2,55 \rightarrow \text{praticamente nula}$$

55. No entanto, as estimativas acima devem ser vistas com reservas, uma vez que, principalmente no caso do petróleo nacional produzido pela Petrobras, o barril desta matéria-prima deve ser transferido à Reduc pela área de produção da Petrobras a um custo bem menor do que aquele que foi considerado na estimativa acima. Acredita-se, portanto, que, como afirmado anteriormente, as margens de refino no Brasil não devem **se situar** fora da faixa dos US\$2,00 a US\$4,00 por barril de petróleo processado.

56. Neste ponto, considera-se encerrada a discussão dos fundamentos econômicos da atividade de refino. Na subseção (2.1), a análise do exemplo apresentado por Carvalho (2001) teve como propósito explicar como uma maior complexidade na configuração de refino permite que a refinaria aumente a sua rentabilidade. Na subseção (2.2), foi a vez de evidenciar como se distribuem as margens de rentabilidade ao longo da cadeia de valor de produção de derivados de

¹⁴ Fonte: MME/EPE (2007), Plano Decenal de Energia 2007/2016, Capítulo V, Oferta de Derivados de Petróleo.



petróleo. O entendimento da lógica econômica discutida nas seções (2.1) e (2.2) será de fundamental importância na discussão que será conduzida na subseção (2.4), com o propósito de avaliar a eficácia dos mecanismos que, de um lado, visam à atração de investimentos em refino e, de outro, buscam estimular a concorrência. Mas antes disso, é apresentada uma breve discussão da evolução da concorrência e da regulação na indústria do petróleo.

2.3 CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

57. O mercado de petróleo, como estrutura econômica, teve início em meados do século XIX após a instalação em escala comercial dos processos de refino. Daí em diante, o mineral descoberto em grande escala no Nordeste dos Estados Unidos passou a ter maior importância como fonte energética.

58. Diferentemente do que se conhece hoje, a indústria do petróleo no século XIX era a indústria do querosene, que havia substituído o óleo de baleia na iluminação das grandes cidades. O produto era um dos poucos derivados obtidos pelos rústicos processos de refino da época e, em razão da importância da iluminação para a sociedade urbana e da escassez do óleo animal para esse fim, **seu consumo aumentou** significativamente.

59. Segundo Almeida (2002)¹⁵, as características da indústria do petróleo no século XIX eram o transporte feito por barris em carroças e o refino em pequenas destilarias artesanais, o que fazia com que as barreiras à entrada no negócio fossem pequenas. Ocorriam grandes flutuações tanto na produção quanto nos preços¹⁶,

¹⁵ ALMEIDA, E., Padrão de Concorrência na Indústria do Petróleo, em: Notas de aula da disciplina Dinâmica da Indústria de Petróleo e Gás, Programa de Pós-Graduação em Economia Industrial, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (2002).

¹⁶ Segundo registros (Almeida, 2002), em 1860 a produção de petróleo nos EUA foi de 400 mil barris, enquanto que, em 1862, chegou a alcançar 3 milhões de barris. O preço do petróleo, por sua vez, era em 1862 US\$ 0,1 / barril.



alternavam-se superproduções e esgotamentos, tornando o petróleo um negócio de grande risco e instabilidade.

2.3.1 A Standard Oil e a Moderna Indústria do Petróleo

60. A moderna indústria do petróleo tem início com o surgimento da Standard Oil Company, que teve por principal fundador John D. Rockefeller. Em 1863, Rockefeller [fundou com mais dois sócios uma destilaria em Cleveland \(Ohio\) e, em 1870, a Standard Oil \(SO\), desenvolvendo assim](#) o negócio do refino do petróleo.

61. Rockefeller constrói então várias refinarias nos EUA, [associa-se](#) com outros refinadores já instalados no mercado e, com isso, a Standard Oil passa a exportar querosene. A empresa passa por um rápido crescimento, saltando de 10% da capacidade de refino dos EUA, em 1870, para 90% desta capacidade em 1890.

62. De acordo com Almeida (2002), as estratégias que permitiram o crescimento vertiginoso da SO foram o domínio da indústria através do controle do segmento de refino, a exploração das economias de escala, a padronização da qualidade do produto, a redução dos custos de transporte pelos modais ferroviário, marítimo e dutoviário, a eliminação dos concorrentes pela prática de preços muito baixos e a internacionalização das operações.

63. Em 1882, são lançadas ações da Standard Oil Company, o que permite que a empresa se capitalize e compre em 1888, a baixos preços, várias áreas de produção. Em 1890, a SO já produzia 25% do petróleo americano. Além disso, controlava 90% do transporte ferroviário e por oleodutos, 80% do refino, 90% da



distribuição e da venda para Europa, Ásia, África do Sul e Austrália, assim como 70% das atividades do truste fora dos EUA (Alveal, 2002)¹⁷.

64. Em 1890, é editado nos EUA o Sherman Act (legislação anti-truste) e, em 1901, tem início o processo contra a Standard Oil Company. Nessa mesma época, é descoberto petróleo no estado americano do Texas e a Standard Oil é proibida de atuar na exploração do petróleo texano. Com isso, duas grandes empresas texanas vão se desenvolver: a Texaco e a Gulf Oil.

65. Ainda no século XIX, é descoberto petróleo no Oriente (na Indonésia) e, nesse contexto, desenvolve-se a Royal Dutch. Em 1892, surge a Shell, que entra no negócio de transporte de petróleo do Oriente para a Europa e, em 1895, esta empresa já havia construído mais de doze navios petroleiros. Em 1907, ocorre a fusão da Royal Dutch com a Shell, formando-se a Royal Dutch-Shell. Em 1914, o Governo Inglês compra as ações de uma outra empresa que atuava no Oriente – a Anglo Persian – que vai originar a British Petroleum (BP).

66. Em 1911, quando termina nos EUA o processo contra a Standard Oil Company, a Suprema Corte desmembra a empresa em 34 companhias, com o objetivo de diminuir o poder de mercado que havia sido alcançado pela a Standard Oil. Do desmembramento surgem três grandes empresas: a Standard Oil of New Jersey (chamada de Esso e, nos dias de hoje, de Exxon); a Standard Oil of New York (chamada de Mobil); e a a Standard Oil of Califórnia (chamada de Chevron). Dentre várias outras empresas menores surgidas do desmembramento, destacam-se: a Standard Oil Indiana (chamada de Amoco); a Standard Oil Virginia (chamada de Atlantic) e a Continental Oil (chamada Conoco).

¹⁷ ALVEAL, C., Geopolítica do Petróleo, em: Notas de aula da disciplina Dinâmica da Indústria de Petróleo e Gás, Programa de Pós-Graduação em Economia Industrial, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (2002).



2.3.2 As Sete Irmãs e o Modelo de Concorrência da 1ª Metade do Século XX

67. Na primeira metade do século XX, Esso, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf Oil, British Petroleum e Royal Dutch-Shell constituem um cartel, dominando a indústria do petróleo e ficando conhecidas como “As Sete Irmãs”. Segundo Almeida (2002) e Alveal (2002), “As Sete Irmãs” impõem as principais características da organização da indústria do petróleo na primeira metade do século XX. A organização da indústria fica então caracterizada por: (i) acordos de mercados, definindo as áreas de atuação de cada empresa no “Upstream” e no “Downstream”; (ii) integração das atividades do poço ao posto; (iii) produção do petróleo por concessão em países de grandes reservas; (iv) concentração do refino nos EUA e na Inglaterra, com exportação de derivados para abastecer o mercado mundial; (v) exploração de economias de escala no transporte, no refino e na distribuição; e (vi) manutenção de baixos preços para petróleo e derivados, no sentido de estimular a demanda.

68. O primeiro grande boom da produção petrolífera ocorreu no início do século XX, com o advento dos motores a combustão interna e com o desenvolvimento do setor automobilístico, quando o querosene – assim como o gás - havia sido deslocado na iluminação pelo aparecimento da energia elétrica. Destacam-se os motores de ciclo Otto, que consumiam gasolina, e os motores de ciclo Diesel que, depois de terem sido criados para funcionar com óleos vegetais, passaram a consumir o derivado de petróleo chamado de óleo diesel (Simão, 2001).

69. Na primeira metade do século XX, o contínuo aumento da demanda americana e mundial por derivados de petróleo justificou a necessidade cada vez maior das companhias de incorporar novas reservas, fazendo com que a quantidade de áreas exploradas crescesse progressivamente. Com o transcurso da Segunda Guerra Mundial, tem lugar uma crise de energia, que estimula um grande desenvolvimento dos processos de refino e a criação da indústria petroquímica. Estes fatores, juntamente com o esforço do pós-guerra de reconstrução da Europa e do Extremo Oriente, impulsionam o crescimento da demanda mundial por petróleo.



70. Com o fim do conflito, houve também a retomada dos levantamentos geofísicos na Península Arábica, **que, antes** do início da guerra, haviam caracterizado toda a região como potencial produtora de petróleo. As expectativas se confirmaram, o que resultou no direcionamento de grandes investimentos para exploração e produção do mineral na região, dando origem a novas províncias petrolíferas (Simão, 2001).

71. As décadas de 1950 e 1960 são marcadas por constantes divergências entre os interesses dos principais países produtores e das grandes empresas de petróleo (Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf, Shell, BP, Total e Elf) – as chamadas “*Majors*”. A região do Oriente médio caracteriza-se por instabilidade política nos países árabes, com a ocorrência de revoluções, guerras regionais e demonstrações de fanatismo religioso, ocasionando o não cumprimento dos acordos estabelecidos.

72. Diante das incertezas e com a necessidade de abastecer mercados em crescimento permanente, as empresas direcionaram uma parcela dos seus investimentos para outras regiões. Assim, os acontecimentos políticos e sociais ocorridos durante a década de 1960 no Oriente Médio foram importantes vetores de descentralização das áreas produtoras. A instabilidade na região do Golfo Pérsico, incentivou as pesquisas geofísicas e o posterior desenvolvimento da produção em países como Argélia, Líbia e Nigéria (no Norte e no Noroeste da África), assim como em regiões ainda mais desafiadoras como o Mar do Norte e o Alasca.

73. Contudo, o poder das “*Majors*” mantinha-se muito grande. Como registra Almeida (2002), durante todo o Pós-Guerra até 1970, o padrão da concorrência era imposto pelas grandes empresas de petróleo e caracterizava-se por: (i) integração vertical das operações; (ii) manutenção de grandes barreiras à entrada no negócio, em decorrência dos elevados custos de transação; (iii) busca de reservas de petróleo com vantagens geológicas; (iv) dominação pelo custo baixo, em função do acesso privilegiado das “*Majors*” ao petróleo do Oriente Médio. A tecnologia neste período não era um fator de diferenciação importante no “*Upstream*”. E dado que o lucro das operações vinha basicamente do “*Upstream*”, as empresas não investiam



pesadamente em refino. De toda forma, segundo Almeida (2002), alguns avanços tecnológicos precisam ser registrados, como: o desenvolvimento da indústria de serviços (parapetrolífera); a exploração das economias de escala nos segmentos de transporte, de refino e de comercialização; o desenvolvimento e a adoção no refino de processos de conversão e o desenvolvimento da indústria petroquímica, como forma de agregação de valor no segmento a jusante da indústria.

2.3.3 O Surgimento do Cartel da OPEP – Os Dois Choques do Petróleo

74. Entre 1950 e 1960, as expectativas da permanência de baixa nos preços internacionais do petróleo geraram uma redução nos investimentos no setor de exploração e produção. Porém, as receitas petrolíferas continuaram a aumentar, por influência do crescimento contínuo da demanda. Neste momento, iniciou-se uma disputa dos Estados produtores com as companhias petrolíferas, no sentido de garantir àqueles Estados uma maior fatia desses crescentes rendimentos. Tal disputa gerou uma série de acontecimentos que culminaram com a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em 1964. Naquele momento, a Venezuela (que havia sido o país mais prejudicado pelo protecionismo americano), os países árabes e o Irã demonstraram a todos os agentes da indústria, com a formação do cartel, que estavam dispostos a disputar maiores fatias da renda gerada e o controle da produção.

75. No entanto, a OPEP só se tornou um cartel respeitado quando decretou, em 1973, um embargo em represália à Guerra do Yom Kippur e determinou quotas de produção a serem obedecidas pelos países membros. O embargo foi imposto inicialmente a dois países (EUA e Holanda). Posteriormente, se estendeu à Portugal, África do Sul e Rodésia, tendo como pretexto o apoio desses países à Israel na Guerra do Yom Kippur. Acordos estabelecidos entre os governos dos países pertencentes à organização, juntamente com a ascensão dos governos nacionalistas, fortaleceram politicamente o cartel e deram início à proliferação da



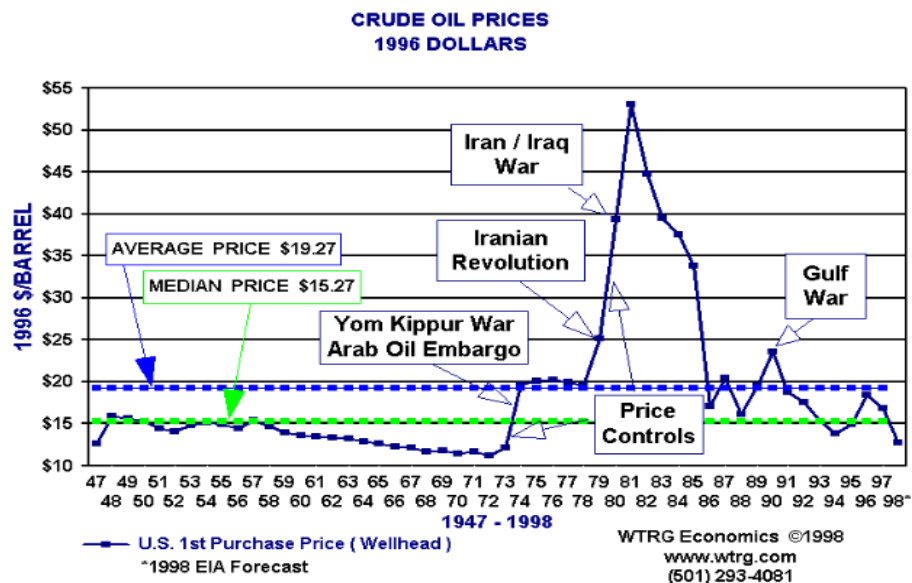
estatização das atividades petrolíferas e de energia em diversos países não industrializados.

76. Esse movimento, que ficou conhecido como o primeiro choque do petróleo, causou uma importante desverticalização na indústria do petróleo, visto que as empresas estatais dos países produtores assumiram o controle a montante da indústria, enquanto as “*Majors*” continuaram com o domínio do mercado a jusante.

77. Após um breve período de instabilidade nos preços, o mercado petrolífero se reordenou, o que resultou no surgimento de um outro modelo organizacional, em que as empresas estatais eram possuidoras de grandes reservas e as empresas multinacionais dispunham do acesso aos mercados consumidores. Nesta nova estrutura da indústria, era menor o crescimento das reservas de petróleo das empresas multinacionais fora do Oriente Médio. Como a elasticidade de preço do petróleo a curto prazo também era pequena (tanto da demanda, quanto da oferta), o cartel teve condições favoráveis para aumentar significativamente os preços, após a redução da produção. Com isso, os Estados membros conquistaram uma maior participação nas rendas petrolíferas.

78. Em 1979, ocorre a Revolução Xiita no Irã. No ano seguinte, 1980, tem início a Guerra Irã-Iraque. Estes dois eventos em seguida – que caracterizaram o que ficou conhecido como o segundo choque do petróleo – impuseram novas restrições à oferta do energético no mercado internacional. Nesta oportunidade, a restrição se dava em razão da saída de dois importantes países produtores do mercado e da forte instabilidade política gerada pelo conflito no Golfo Pérsico. A guerra e a inconstância criaram nos investidores a expectativa de elevação no preço e na renda petrolífera. A expectativa se confirmou nos anos de 1980 e 1981, como se pode observar na Figura 16, que descreve a variação histórica do preço do petróleo em dólar por barril (cotação do dólar de 1996), com a indicação dos principais eventos ocorridos que tiveram influência sobre os preços do petróleo.

Figura 16 – Evolução Histórica dos Preços do Petróleo



79. No entanto, os resultados positivos para os membros da OPEP não puderam ser sustentados no longo prazo. O controle da produção e das reservas pela OPEP, criou para as companhias petrolíferas – privadas e estatais não pertencentes ao cartel – a necessidade da diversificação dos negócios. Uma consequência deste processo foi o aumento da elasticidade de preço da oferta, devido à produção proveniente de áreas periféricas¹⁸ (como Mar do Norte, Alasca, Golfo do México e Bacia de Campos). Por outro lado, observou-se um crescimento da elasticidade de preço da demanda, devido aos efeitos positivos de substituição e eficiência, fatores em muito responsáveis pela redução na participação do petróleo na matriz energética mundial¹⁹.

¹⁸ A termo áreas periféricas é uma referência usual às regiões com potenciais para a produção de um determinado bem, mas que para produzir arcam com desvantagens se comparadas com as regiões tradicionais. DUTRA, L. E. D., CECCHI, J. C., 1998, Petróleo, Preços e Tributos, Rio de Janeiro, TAMA. nos mercados internacionais, Apud. Simão (2001), p. 13.

¹⁹ A participação do petróleo na matriz energética mundial que era de 49% em 1973, passou a ser de 45% em 1982 e chegou a 35% em 1997.



80. Na verdade, no período que se inicia após o primeiro choque do petróleo, verificou-se, de acordo com Almeida (2002), uma significativa alteração na estratégia de atuação das empresas multinacionais de petróleo. A partir de 1973, o principal objetivo destas empresas passa a ser encontrar, a qualquer preço, novas reservas de petróleo, com apoio de novas tecnologias. Elas passam também a se preparar para um futuro próximo sem petróleo. Investimentos são direcionados para energia nuclear, carvão e transformações químicas. Ocorre um aumento dos investimentos destas empresas em pesquisa e desenvolvimento. Este ciclo termina em 1986, quando ocorre o chamado contrachoque na indústria do petróleo, que irá perdurar até 1995.

81. Um outro aspecto importante, no período pós 1973, diz respeito às mudanças ocorridas no padrão de concorrência da indústria. A expansão das regiões produtoras e a entrada de novas companhias nos negócios do petróleo fizeram crescer a competitividade no setor. Por outro lado, cresceu o número de agentes operando nas transações realizadas com o petróleo e seus derivados. Cresceram, também, os contratos de curto prazo atrelados ao preço à vista. Estes contratos – estabelecidos livremente com base tanto na demanda, quanto na oferta de petróleo, e levando em conta a concentração das reservas e da produção no Oriente Médio – contribuíram de forma decisiva para o sucesso da OPEP na década de 1970.

2.3.4 O Padrão de Concorrência dos Anos 1990

82. O novo padrão de concorrência estabelecido na década de 1970, possibilitou o surgimento, nos anos que se seguiram, da commoditização das transações e, em 1983, a implantação nas principais bolsas de valores da cotação do mercado de futuro para o petróleo e seus derivados. As duas formas de negócio deram uma maior transparência à formação do preço internacional do petróleo, mas, ainda



assim, não foram capazes de impedir as suas fortes oscilações no mercado internacional.

83. O aumento das incertezas em torno das informações sobre a oferta e a demanda, em decorrência do maior número de participantes na indústria, desencadearam intensas variações de preço e foram, **em parte**, responsáveis pela queda **desses** preços ocorrida em 1986. Com a variação negativa do preço do petróleo no mercado internacional, a atratividade do setor petrolífero foi reduzida, o que induziu os executivos a redefinirem as estratégias das companhias. Essas passaram por um período de reestruturação, com vista a obter melhor arranjo organizacional para o desenvolvimento.

84. As tendências que se seguem, a partir do início da década de 1990, são, segundo Almeida (2002), as de privatização de empresas estatais em vários países e de desregulamentação dos mercados. A partir do Consenso de Washington, organismos internacionais passam a defender a necessidade da austeridade fiscal, principalmente nas nações em desenvolvimento, associada a uma busca do estado mínimo. Em diversos países, são criados programas de desestatização. Acentua-se a liberalização dos mercados financeiros e tem início uma nova corrida tecnológica, com o propósito de gerar eficiência e aumentar a produtividade na economia. A conseqüência, segundo Almeida (2002), é o agravamento da volatilidade nos mercados financeiros, inclusive no mercado de petróleo. Consolida-se o mercado spot, cresce a financeirização da economia e multiplicam-se os fatores que afetam as expectativas. Concomitantemente, questões ambientais ganham relevância crescente. Com isso, aumenta o custo e o risco ambiental em todas as atividades produtivas, principalmente naquelas atividades potencialmente poluidoras.

85. Neste contexto, as empresas multinacionais de petróleo estabelecem um novo posicionamento estratégico para enfrentar os novos tempos. De acordo com Almeida (2002), as principais estratégias das empresas multinacionais de petróleo na década de 1990 são: (i) busca de sinergia industrial e tecnológica, com a redução de custos através de fusões e aquisições; (ii) diminuição dos riscos na busca do



petróleo difícil, **por meio** de parcerias (“*joint-ventures*”); (iii) novas formas de cooperação com fornecedores, por intermédio de terceirização de projetos; (iv) busca de flexibilidade para atuar em mercados liberalizados; e (v) internacionalização das atividades.

2.4 MECANISMOS PARA INCENTIVAR INVESTIMENTOS E CONCORRÊNCIA

86. Na subseção anterior, verificou-se que, com o início da década de 1990 e o fim do mundo bipolar, perde força o estado empreendedor e passa-se para uma etapa da organização das sociedades, onde os governos devem criar condições estáveis na economia para atrair investimentos: principalmente, investimentos de longo prazo de maturação. Por outro lado, esforços devem ser envidados no sentido de evitar assimetrias de mercado e práticas anti-competitivas.

87. Neste sentido, são discutidos nesta subseção alguns tipos de políticas que foram aplicadas em diferentes países, tanto com o propósito de atrair investimentos privados, **quanto** de estimular a livre concorrência. Espera-se que estes exemplos possam conduzir o leitor por uma série de raciocínios relativos à indústria do petróleo e, em particular, ao segmento do refino, que serão de grande utilidade no restante deste trabalho.

2.4.1 Políticas para Incentivar Investimentos

88. É atribuição dos governos e, em particular, dos órgãos reguladores incentivar o investimento. O incentivo se faz **por intermédio** da criação de condições financeiras e de mercado atraentes, assim como por meio da estabilização das expectativas dos agentes econômicos. No segmento de refino, existem vários instrumentos disponíveis para alcançar **esses** objetivos. Por exemplo, é possível estimular o aumento da demanda de um derivado específico, tornando o mercado atraente



através de incentivos fiscais. Este favorecimento de demanda também pode ser obtido **por meio** de políticas para construção e manutenção da confiança na estabilização do crescimento da demanda. Como exemplo, podem ser mencionadas políticas de longo prazo e mudanças progressivas nas políticas domésticas.

89. Outro instrumento potencialmente disponível é dar garantias aos refinadores investidores de que haverá um ambiente competitivo harmonioso no longo prazo. Essa estratégia pode ser implementada, por exemplo, **por intermédio** da definição de especificações de qualidade difíceis de serem atingidas (regras de formulação rígidas), protegendo os refinadores que investem para competir.

90. De fato, um ambiente competitivo saudável é uma forte alavanca para atração de investimentos. Receber bem novos investidores (domésticos ou internacionais) é fundamental. E, em caso de mudanças de políticas com impacto sobre esse ambiente, é importante o adequado estabelecimento de etapas de implementação.

91. A oferta de subsídios ou isenções fiscais, com períodos bem definidos, **podem** também ser **empregadas** para garantir a antecipação de investimentos em novas refinarias ou em modernização de refinarias existentes, o que constitui uma alternativa de alavanca para incentivar investimentos. Da mesma forma, políticas de incentivo à redução de custos operacionais podem ser implantadas, como, por exemplo, a adoção de tecnologias mais eficientes.

92. É importante, no entanto, enfatizar que os tipos de políticas de incentivo aos investimentos aqui descritos foram adotados em diferentes países, caracterizando-se, portanto, como modelos que podem servir de base para o desenvolvimento do refino em países como o Brasil. Na Suécia, por exemplo, estimulou-se a demanda de diesel com baixíssimo teor de enxofre via incentivos fiscais. As especificações do diesel (peso máximo de enxofre, densidade máxima, peso máximo de aromáticos) implementadas pela Suécia em 1994 estão dentre as mais rígidas do mundo. Foi criado um imposto por m³ de derivado para cada ppm de conteúdo de enxofre.



93. Como resultado, houve grande aumento da demanda por diesel de baixo teor de enxofre, incentivando refinadores a investir em unidades de conversão para produzir combustíveis mais limpos. Quase toda a capacidade foi convertida e, já no início desta década, os refinadores suecos estavam bem posicionados para aproveitar a crescente demanda na Europa por este diesel. A política foi bem sucedida por ter criado expectativas altas e duradouras para os refinadores, antecipando o que viria a ser uma tendência mundial de demanda por produtos menos poluentes.

94. A Índia, em outra direção, é um exemplo de antecipação de investimentos em novas refinarias por meio de isenções fiscais. Até recentemente, este país enfrentava um grande déficit de derivados. Em 1998, o governo da Índia decidiu estimular investimentos em novas refinarias, oferecendo isenções fiscais por cinco anos para os projetos iniciados após 1998 e concluídos antes de 2003.

95. Estes incentivos resultaram em três novas refinarias, levando a Índia à auto-suficiência. O fator crítico de sucesso foi o horizonte de tempo do incentivo – claramente determinado e razoavelmente curto (5 anos) – aliado a ameaças de que os subsídios seriam cancelados caso o projeto não fosse completado até 2003. Além disso, a política favorecia claramente os projetos *greenfield*²⁰, sem que nenhum incentivo tenha sido dado para expansões.

96. Um ambiente competitivo aberto pode ser eficaz na atração de investimentos. A Índia abriu o setor de refino para agentes privados nacionais e estrangeiros para a construção de novas refinarias em 1991. Os agentes estrangeiros poderiam ter participação de até 49%, em caso de *joint ventures* (JV) com agentes privados nacionais, e de 26%, em JV com companhias estatais. O varejo permaneceu durante um certo tempo sob controle do governo, porém estava previsto um potencial acesso

²⁰ Projeto *Greenfield* é denominação que se dá ao projeto de implantação de uma nova instalação industrial, em terreno ainda não ocupado por instalação industrial. Em contraposição a esta qualificação, denomina-se expansão, ampliação ou modernização o projeto que pode, inclusive, contemplar a construção de uma nova unidade de processo ou instalação de armazenamento dentro do sítio de uma instalação industrial existente.



em 2002, desde que fossem realizados investimentos prévios em refino, E&P ou infra-estrutura dutoviária.

97. A política do governo da Índia obteve sucesso em atrair investimentos de agentes privados nacionais (em particular a Reliance, gigante petroquímico indiano) devido à expectativa de elevado crescimento da demanda de derivados e à potencial abertura do mercado de varejo. Entretanto, fracassou em atrair agentes estrangeiros devido, principalmente, à falta de acesso ao varejo e às incertezas sobre os prazos e as regras de desregulamentação.

98. A estratégia de abertura do mercado para competição, para alcançar sucesso, tem **de** ter suas etapas bem planejadas e implementadas. A Polônia, antes de privatizar e abrir para competição, investiu em modernização do seu parque de refino. As refinarias enfrentavam falta de capital, contavam com tecnologias obsoletas, baixa eficiência energética e baixa utilização da capacidade. O governo decidiu, então, lançar um plano agressivo para modernizar a indústria de refino, com custos estimados em US\$ 2,5 bilhões. Este plano **se baseou** em proteção dos refinadores domésticos através do aumento de tarifas alfandegárias e em forte investimento para modernizar as instalações das refinarias Plock e Gdansk. Parcela significativa dos custos desta modernização foi assumida por investidores privados (privatização da Plock através de IPO (*initial public offering*) e venda de 75% da Gdansk para a Rotch Energy do Reino Unido, que concordou em investir US\$ 600-700 milhões em expansão).

99. **Com** este plano, a Polônia pôde aumentar a sua auto-suficiência em diesel e óleo de aquecimento, apesar do aumento na demanda. Pôde melhorar a qualidade dos produtos e, ao mesmo tempo, **preparar-se** para a competição. A boa implementação em etapas, com o início da modernização dos ativos domésticos, antes da abertura para competição, foi a chave para que as refinarias domésticas se preparassem para a implantação de um mercado competitivo.



2.4.2 Políticas para Estimular a Concorrência

100. Além de incentivar investimentos, os reguladores podem também promover a competição em preços, tanto entre refinadores, quanto ao redor deles. Por exemplo: a Polônia dividiu o seu setor de refino em várias entidades distintas para que estas competissem entre si. O governo reestruturou a indústria de refino para estabelecer a base para os pólos futuros de competição no refino e comercialização. As refinarias Plock e Gdansk foram reestruturadas em empresas acionárias em 1993. Foram implementadas a fusão da refinaria Plock com uma das cinco pequenas refinarias do Sul (Trzebinia) e a fusão da refinaria Gdansk com outra refinaria do sul (Jedlicze). Em 1997, a Lei de Energia estabeleceu o acesso de terceiros à infraestrutura logística, como meio de evitar supremacias regionais. Finalmente, o maior pólo (Plock) permanece sob controle do governo, enquanto os outros foram ou serão privatizados para empresas internacionais.

101. Um aspecto essencial para o estabelecimento da concorrência entre refinadores e ao redor deles diz respeito à forma como se dá o controle da infraestrutura logística. Em termos de controle da infraestrutura logística, para a movimentação de petróleo e seus derivados, a tendência mundial é o compartilhamento dos ativos com grande transparência, gerando um bom ambiente competitivo e abrindo espaço para investimentos em expansão de capacidade.

102. Na França, mais de 50% dos derivados são transportados por dutos, os quais são abertos a terceiros. Foram construídos com incentivos da OTAN (Organização do Tratado do Atlântico Norte) e são operados por consórcios ou companhias logísticas independentes, sob forte fiscalização das autoridades de defesa da concorrência. Em decorrência disso, naquele país, foi possível permitir uma alta concentração no setor de refino. A TotalFinaElf, após sua fusão, passou a totalizar seis refinarias e concentrar 55% do mercado de refino. Outras quatro empresas (ExxonMobil, Shell, BP e CRR) concentraram os restantes 45%. Porém, foi mantido o livre acesso à infraestrutura logística. Numerosos terminais de importação são



operados por companhias logísticas independentes e mais de 50% do transporte de derivados é feito por polidutos operados por consórcios, sob forte fiscalização de autoridades de defesa da concorrência. Estas condições de livre acesso ajudaram a viabilizar a competição entre as refinarias. [A autoridade de defesa da concorrência](#) determinou até mesmo que a TotalFinaElf se desfizesse de grande parte de seus ativos logísticos.

103. Na Índia, foi criada a Petronet Índia, onde 50% da participação é das empresas públicas e o [restante](#) é do setor privado e investidores financeiros. [Essa](#) empresa é encarregada da construção de novos dutos, com a possibilidade de criar JVs entre empresas públicas e privadas.

104. O compartilhamento da infra-estrutura logística é mais efetivo quando a posse e o controle dos dutos e terminais são balanceados entre diferentes agentes. Assim, a concentração da informação dos fluxos nas mãos de um único agente é evitada e, no caso em que os preços são regulados, o poder regulador é fortalecido.

105. Com relação ao modelo tarifário para os serviços logísticos, identificam-se duas opções possíveis, quando o que se tem por objetivo é o provimento de livre acesso à infra-estrutura. A primeira opção é permitir que as tarifas sejam negociadas entre os agentes econômicos, o que só é recomendável a partir do momento em que os reguladores tenham garantido a competição justa entre os refinadores. A segunda opção é o governo assumir a regulação das tarifas, modelo este normalmente mais utilizado.

106. No Brasil o esquema de propriedade, controle e operação da infra-estrutura logística precisa ser revisto. Houve a liberação do acesso dos agentes interessados à infra-estrutura em meados de 2000. Porém, este modelo ainda não corresponde às expectativas, pois a propriedade dos dutos e terminais permaneceu nas mãos da Petrobras e há ausência de transparência nas operações. Na subseção (3.1), será retomado este tema, quando será apresentada e analisada a infra-estrutura de dutos e terminais no Brasil.



III A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E O SETOR DE REFINO NO BRASIL

107. As profundas mudanças ocorridas na indústria mundial do petróleo a partir da metade da década de 1970, em consequência dos dois choques do petróleo, tiveram uma grande influência sobre a estrutura dessa indústria no Brasil. Se no mundo todo a elevação dos preços do petróleo propiciou uma valorização do uso racional da energia, tendo também viabilizado a exploração de petróleo em áreas periféricas²¹ (como Mar do Norte, Alasca ou Golfo do México), no Brasil ela funcionou como um impulsionador de políticas que vieram a transformar completamente a estrutura [dessa](#) indústria.

3.1 A Estrutura da Indústria no Brasil

3.1.1 Um Breve Histórico

108. Nos seus primórdios, a indústria do petróleo no Brasil estava voltada para objetivos bastante diferentes. Primeiramente, os anos que vão de 1954 a 1965 são conhecidos como a Era dos Derivados Pesados. Registrava-se uma intensificação da industrialização no País, o que causava uma crescente solicitação do mercado por óleo combustível para a indústria. Segundo Carvalho (2001)²², o País comprava petróleo recondicionado com nafta, visando ao atendimento do mercado de derivados leves. É neste período que são inauguradas a Refinaria Landulpho Alves Mataripe (RLAM) na Bahia, a Refinaria Presidente Bernardes Cubatão (RPBC); em

²¹ A termo áreas periféricas é uma referência usual às regiões com potenciais para a produção de um determinado bem, mas que para produzir arcam com desvantagens se comparadas com as regiões tradicionais. DUTRA, L. E. D., CECCHI, J. C., 1998, Petróleo, Preços e Tributos, Rio de Janeiro, TAMA. nos mercados internacionais, Apud. Simão (2001), p. 13.

²² CARVALHO, E. F. (2001), Panorama do Refino de Petróleo no Brasil.



São Paulo. É o período caracterizado por configurações de refino que contavam com unidades de destilação atmosférica e a vácuo, assim como unidades de craqueamento térmico. Em 1965, a demanda nacional de derivados de petróleo era de 331 mil barris por dia (bpd), a capacidade total de refino do País era de 372 mil bpd e a produção de nacional de petróleo era de apenas 97 mil bpd. Neste período, a indústria do petróleo brasileira **estava** dando apenas os seus primeiros passos.

109. O período que se inicia em 1966 e termina em 1975 é conhecido como a Era dos Derivados Leves. Há uma busca pela auto-suficiência em derivados de petróleo, dado que é mais econômico importar petróleo do que seus derivados. Nesta fase, investir em exploração e produção ainda não tem retorno garantido. Com isso, os investimentos se voltam para a construção e ampliação de refinarias, acompanhando uma fase de grande crescimento econômico do País. As refinarias brasileiras desenvolvem-se na direção de um esquema de refino semelhante ao americano, contando com unidades de craqueamento catalítico (FCC) e tratamento cáustico, além das tradicionais unidades de destilação atmosférica e a vácuo. Cresce a produção de gasolina e de nafta petroquímica em decorrência do desenvolvimento das indústrias automobilística e petroquímica. Este é o período em que entram em operação as Refinarias Duque de Caxias (REDUC) no Rio de Janeiro, Gabriel Passos (REGAP) em Minas Gerais, Alberto Pasqualini (REFAP) no Rio Grande do Sul, a Refinaria de Paulínia (REPLAN) em São Paulo e a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) no Paraná.

110. O final **dessa** era tem início com o primeiro choque do petróleo (em setembro de 1973), quando o preço do óleo cru – que estava em US\$ 2,90 por barril (US\$/bbl) – dá um salto para o nível de 11,65 US\$/bbl (em dezembro de 1973). Em 1975, a demanda nacional de derivados de petróleo era de 878 mil barris por dia (bpd), a capacidade total de refino do País era de 834 mil bpd, enquanto que a produção de petróleo nacional de 177 mil bpd ainda era muito pequena.

111. **Segundo Carvalho (2001), O Período de Transição que se seguiu (1976 a 1979) foi marcado** pelo equilíbrio entre as demandas de derivados leves, médios e



pesados, e pelas adaptações dos processos de refino, no sentido de maximizar a produção de derivados médios (em esquemas de refino concebidos para a maximização de derivados leves). Quando ocorre o segundo choque em 1979, o preço do petróleo cru – que estava então em 13,00 US\$/bbl – experimenta um salto ainda maior para o nível de 34,00 US\$/bbl. Neste momento, a demanda nacional de derivados de petróleo era de 1.133 mil bpd, a capacidade total de refino era de 1.060 mil bpd, enquanto que a produção nacional de petróleo continuava pequena (172 mil bpd). Aqui têm início as grandes mudanças que vieram a transformar completamente a estrutura da indústria nacional do petróleo.

112. Ao longo da década de 1980, os esforços da indústria brasileira do petróleo voltam-se para a exploração de petróleo em áreas “off-shore” (em água profundas), com os investimentos sendo dirigidos preferencialmente para a exploração e produção na Bacia de Campos. A ênfase mundial em economia de energia e desenvolvimento de fontes alternativas leva à consolidação do pró-álcool no Brasil (programa que havia surgido no final da década de 1970), com a conseqüente diminuição do consumo interno de gasolina.

113. No segmento do refino, o período que vai de 1980 a 1995 é conhecido como a Era dos Derivados Médios, quando o consumo deste tipo de derivados alcança o percentual de 39% da demanda total de derivados no País. Paralelamente, observa-se a redução do consumo de derivados pesados, o que estimula a implantação do Programa “Fundo de Barril”, que visa aumentar a capacidade de conversão das refinarias brasileiras²³. Em 1995, a demanda nacional de derivados de petróleo chega a 1.454 mil bpd, a capacidade total de refino é de 1.538 mil bpd, enquanto que a produção de petróleo nacional já é de 715 mil bpd.

²³ Como discutido, anteriormente, na subseção (2.1), os rendimentos em produtos de uma refinaria são determinados pela qualidade do petróleo cru que esta processa e pela complexidade da configuração da instalação industrial de refino. Refinarias de baixa complexidade – ou com baixa capacidade em unidades para a conversão de produtos pesados (como o óleo combustível) em produtos médios e leves (como o diesel e a gasolina) – apresentam, usualmente, elevados rendimentos em óleos combustíveis e resíduos, o que compromete a rentabilidade do negócio de refino.



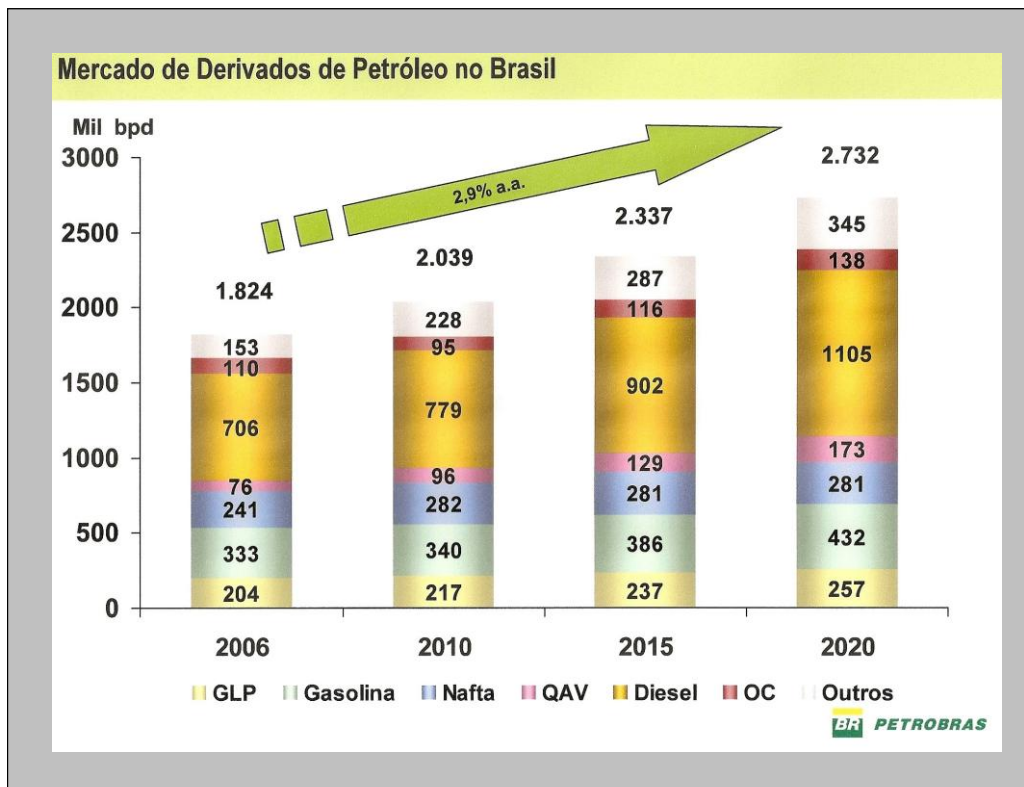
3.1.2 A Estrutura Atual

114. A partir de 1995, volta a crescer o consumo de gasolina em consequência da desaceleração do pró-álcool, mantém-se o consumo de derivados médios na faixa dos 39% e prossegue o programa de “Fundo de Barril” com a instalação de unidades de coqueamento retardado e de desasfaltação em diversas refinarias da Petrobras. Intensifica-se o programa de melhoria da qualidade dos combustíveis com vistas à diminuição das emissões de poluentes e à melhoria de desempenho. Neste sentido, são implantadas nas refinarias da Petrobras unidades de tratamento (basicamente, hidrotratamento de diesel) e unidades de produção de gasolina de alta octanagem.

115. A partir de 2002, a indústria automobilística lança no mercado os veículos multi-combustível (veículos que funcionam com as combinações gás natural-gasolina ou álcool-gasolina) e o governo retoma o estímulo à produção dos biocombustíveis. Nesta linha, ocorre a retomada do programa do álcool e a criação do programa do biodiesel (óleo diesel produzido a partir de óleos vegetais). Em 2006, a demanda nacional de derivados de petróleo chega a 1.824 mil bpd, enquanto que a capacidade total de refino é de 2.017 mil bpd (320.650 m³/dia). O perfil da demanda de derivados aponta para uma elevada participação dos derivados médios e leves, como se pode observar na Figura 17²⁴. A produção nacional de derivados de petróleo alcança a marca de 1.738 mil bpd e a produção de petróleo nacional atinge o nível de 1.778 mil bpd (605 milhões de barris por ano). A Figura 18 indica a localização e a capacidade instalada das refinarias do País em 2006.

²⁴ Na Figura 17, observa-se que a demanda de derivados médios corresponde a 42,9% da demanda total de derivados (dado que a demanda de diesel é de 706 mil bpd e a demanda de querosene de aviação é de 76 mil bpd). Enquanto isso, a demanda de derivados leves corresponde a 42,7% da demanda total (dado que a demanda de GLP é de 204 mil bpd, a demanda de gasolina é de 333 mil bpd e a demanda de nafta petroquímica é de 241 mil bpd).

Figura 17 – Mercado de Derivados de Petróleo no Brasil



Fonte: Petrobras – Plano Estratégico 2020 – Plano de Negócios 2008-2020

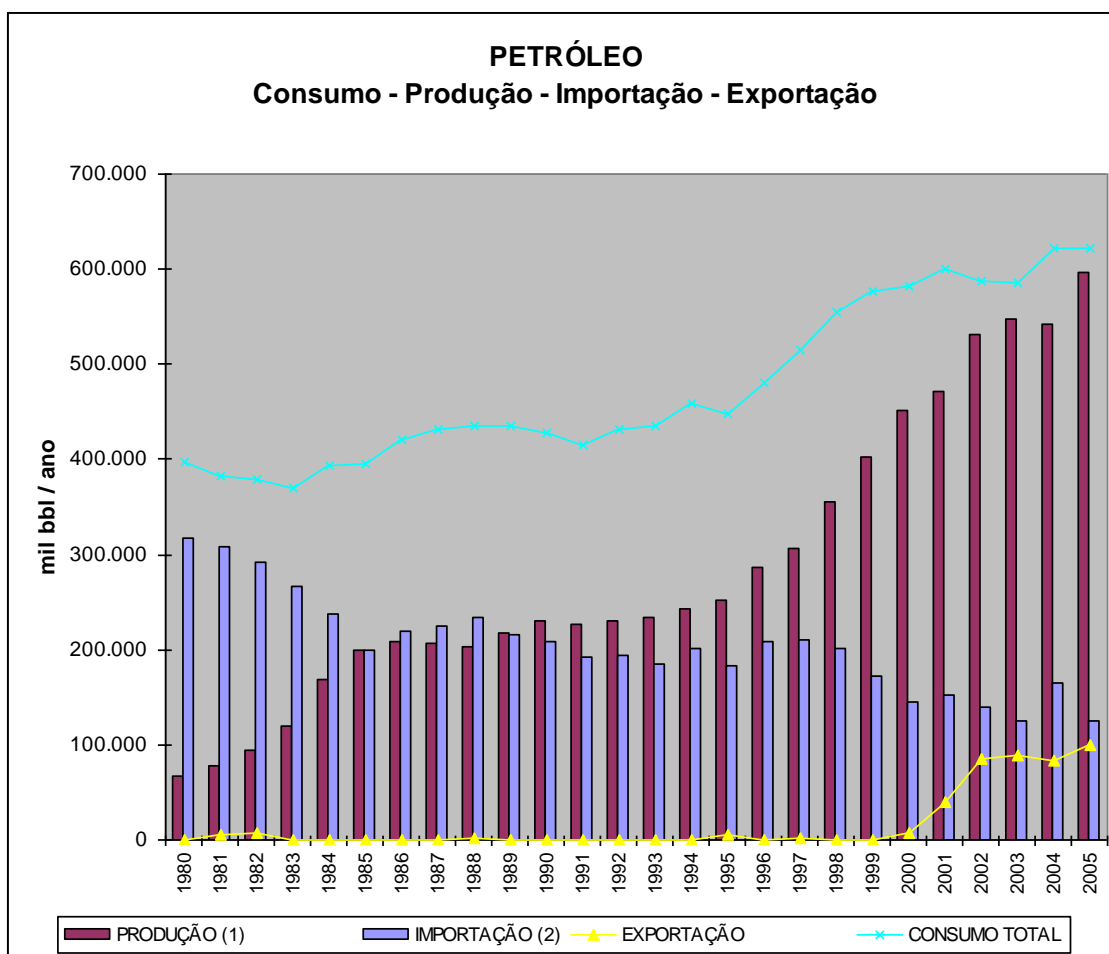
Figura 18 – Parque Nacional de Refino



Fonte: ANP, Anuário Estatístico 2006.

116. Em 2007, o Brasil alcança a auto-suficiência na produção de petróleo, mas ainda tem necessidade de importar petróleo, dado que seu parque de refino ainda não se encontra totalmente adaptado para processar o petróleo pesado nacional. Essa tendência à auto-suficiência já pode ser observada na Figura 19, que apresenta a evolução, entre 1980 e 2005, do balanço entre produção, importação, exportação e consumo total de petróleo. Na Figura 19, observa-se que em 2005 o Brasil ainda importava cerca de 125 milhões de barris de petróleo por ano (geralmente, petróleo leve). Suas exportações de petróleo (geralmente, pesado) alcançavam a marca dos 100 milhões de barris por ano.

Figura 19 – Evolução do Consumo e da Produção de Petróleo



Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN) (2006)

3.1.3 Perspectivas Futuras

117. As perspectivas futuras para o desenvolvimento do segmento de refino de petróleo no País estão diretamente relacionadas aos aumentos de capacidade previstos para o parque de refino nacional, assim como refletem os conseqüentes impactos destes aumentos de capacidade sobre a diminuição do risco de desabastecimento. Neste sentido, analisa-se nesta subseção a evolução da oferta



de derivados de petróleo no mercado interno, tomando-se por base as análises que constam do Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016²⁵ do Ministério de Minas e Energia (MME), elaborado pela Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE).

118. A EPE trabalhou com dados obtidos junto à Petrobras, referentes às expansões de capacidade e implantações de unidades de destilação, conversão e tratamento previstas pela empresa estatal para serem realizadas até o ano de 2012. Assim, são conhecidas as capacidades que as empresas pretendem instalar ou expandir, a refinaria onde a nova instalação ou ampliação de capacidade estará disponível e a data de início de operação de cada uma delas.

119. Por **essa** razão, a EPE considerou dois períodos distintos de desenvolvimento do parque de refino nacional dentro do horizonte coberto pelo Plano Decenal de Expansão de Energia. No primeiro período, de 2007 a 2012, a EPE parte do princípio de que a Petrobras (na condição de empresa do governo) e seus parceiros é que serão os principais investidores em novas unidades de processo em refinarias existentes ou em refinarias novas no País, dado que a maioria dos investimentos a serem realizados pela estatal e seus parceiros já foram anunciados.

120. Com relação às refinarias particulares existentes no País, não há nenhuma informação relevante a ser considerada neste contexto de perspectivas futuras para o desenvolvimento do segmento de refino de petróleo. A defasagem entre os preços de derivados no mercado internacional e aqueles praticados pela Petrobras no mercado interno (ainda que fortemente influenciados pela maior carga tributária existente no País²⁶) tem inviabilizado tanto as operações da Refinaria de Manguinhos, como as da Refinaria Ipiranga. A primeira está com suas atividades suspensas desde agosto de 2005. A segunda, a Refinaria Ipiranga, paralisou sua operação por três vezes ao longo do ano de 2006.

²⁵ MME/EPE (2007), Plano Decenal de Energia 2007/2016, Capítulo V, Oferta de Derivados de Petróleo.

²⁶ A carga tributária incidente sobre os preços dos combustíveis foi introduzida na subseção (2.2), que apresentou a composição de preços para a gasolina C, o óleo diesel e o GLP.



121. Em meio a **esse** cenário de dificuldades, as refinarias privadas tentam encontrar soluções possíveis para não encerrarem de vez suas atividades. A Refinaria de Mangueiras arrendou parte de sua planta a uma empresa para a produção de biodiesel, estabelecendo um negócio no qual terá participações. A Refinaria Ipiranga encaminhou, primeiramente, à Petrobras pedido de apoio na produção de nafta para a Copesul. Esta operação consistia na substituição de nafta comprada das refinarias da Petrobras, instaladas em outros Estados, pela matéria-prima produzida pela Ipiranga em Rio Grande a partir de condensado (Arruda, 2006²⁷). Em março de 2007, foi anunciada a compra do Grupo Ipiranga (o que inclui a Refinaria Ipiranga) por um consórcio formado por Petrobras, Braskem e o Grupo Ultra. Este tema voltará a ser abordado mais adiante, na seção V, quando for tratada a questão da concorrência no setor de refino e no abastecimento²⁸.

122. Desta forma, o Plano Decenal apresenta a evolução do parque de refino atual de acordo com o planejamento das empresas do setor, **mais especificamente com base no** Planejamento Estratégico da Petrobras. Para efeito deste estudo, foram consideradas pela EPE apenas as unidades ou projetos que impactam a produção de derivados de petróleo, muito embora as informações obtidas junto à Petrobras digam respeito também aos projetos de adequação de qualidade de gasolinas e diesel às novas especificações brasileiras.

123. As principais tendências observadas a partir das informações disponíveis dão conta de que o setor brasileiro de refino continuará obrigado a investir em unidades de processo de “fundo de barril” e em unidades que visem à melhoria da qualidade dos derivados. Os principais balizadores da expansão do parque refino até 2012 são, portanto: (i) a necessidade de processamento do petróleo pesado nacional; (ii) o crescimento pouco acentuado na demanda por derivados pesados (óleo combustível); (iii) o aumento na demanda por derivados médios e leves (diesel e

²⁷ Arruda, G., Refinaria do Futuro, Revista Petro & Química. São Paulo, n.º 285, pp. 52-65, jun. 2006, Apud. MME/EPE (2007), Plano Decenal de Energia 2007/2016, Capítulo V, Oferta de Derivados de Petróleo, p. 609.

²⁸ A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) detectou indícios de concentração de mercado na operação de compra de ativos do Grupo Ipiranga pelo consórcio formado por Petrobras, Braskem e Grupo Ultra (Valor Econômico, São Paulo, 15 de agosto de 2007).



QAV, gasolina e GLP); e (iv) a necessidade de melhoria na qualidade dos produtos (redução dos teores de enxofre, por razões ambientais).

124. Em resposta a estas necessidades, estão previstos pela Petrobras e no Plano Decenal do Governo diversos investimentos em expansão e modernização das refinarias existentes. Ao longo dos próximos cinco anos, estão previstos aumentos de capacidade de destilação na LUBNOR, na REPLAN e na REPAR. Além disso, é estudada pela Petrobras a viabilidade de se incrementar a carga da unidade de destilação atmosférica U-32 da RLAM em 2015, informação esta que foi considerada pela EPE em seu estudo. São incorporados ao parque de unidades de craqueamento catalítico fluído (FCC) mais de 2.200 m³/d (na REDUC e na REGAP), fruto de projeto que visa à eliminação de gargalos e a melhorias operacionais nestas unidades.

125. Com vistas a melhorar e diversificar a qualidade do *pool* de gasolina, está prevista a construção de mais quatro novas unidades de reforma catalítica nas refinarias REVAP, REGAP, REPLAN e REPAR, assim como está prevista uma modernização em uma unidade do mesmo tipo existente na RPBC. O acréscimo de capacidade neste tipo de processo é de 6.550 m³/d.

126. No que concerne às unidades de coqueamento retardado (UCR), as capacidades aumentam quase duas vezes e meia em relação a 2006, passando para 38.300 m³/d. Além da UCR instalada na REDUC (com capacidade para 5.000 m³/d), são adicionados mais 17.700 m³/d por meio de ampliações e construções nas refinarias RPBC, REVAP, REPLAN e REPAR.

127. Acompanhando a implantação das unidades de coqueamento retardado (UCR) – dada a necessidade de corrigir e adequar a qualidade das correntes instáveis oriundas dos processos de craqueamento térmico nas UCRs – são instalados mais 46.000 m³/d em unidades de hidrotreatamento (HDT) de correntes instáveis. Essa medida dota todas as refinarias de grande porte de capacidade para



produzir diesel de alta qualidade (com baixo teor de enxofre, alto número de cetano, excelente parafinicidade, alta estabilidade, boa faixa de destilação e densidade).

128. Sendo imperativa a necessidade de produção de combustíveis de alta qualidade, são incorporadas unidades de hidrodessulfurização (HDS) de gasolina em todas as refinarias de grande porte. A capacidade total a ser adicionada neste tipo de processo é de 49.000 m³/d. Na mesma linha, suplementa-se a capacidade de produzir diesel de boa qualidade para atendimento ao mercado nacional, principalmente **para as** regiões metropolitanas. São adicionados para isso mais 4.000 m³/d em unidades de HDS de diesel.

129. Conforme se encontra registrado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016, de acordo com as informações obtidas na Petrobras, na Rio Oil & Gás Expo 2006 e em literatura, existe também a previsão de implantação até 2012 de duas novas refinarias para produção de derivados no país. A primeira delas a ser considerada é o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), refinaria com vocação petroquímica, tecnologicamente inovadora, a ser instalada até 2012 em Itaboraí, no Estado do Rio de Janeiro. A segunda é uma refinaria com capacidade estimada para processar até 200 mil bpd de petróleo pesado, a ser instalada pela Petrobras em Pernambuco, no Complexo Industrial e Portuário de Suape, em parceria com a estatal venezuelana Petróleos de Venezuela SA (PDVSA). Essas duas novas refinarias foram consideradas no estudo realizado pela EPE.

130. O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), pela descrição do Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016, é composto por uma Unidade Petroquímica Básica (UPB), integrante do Complexo, que será a base para a criação de um parque industrial com central de utilidades e empresas de produção de produtos de segunda e terceira gerações como polietilenos, polipropileno, estireno, etileno-glicol. Os investimentos nesta etapa atingem US\$5,2 bilhões. O início da produção da planta industrial está previsto para 2012. Projetada para processar 150 mil bpd de petróleo Marlim, a UPB ofertará 535 mil t/ano de óleo diesel. Além do



diesel produzido, haverá uma disponibilidade de 284 mil t/ano de nafta sem utilização para produção de petroquímicos. Além da nafta e do diesel, haverá produção de coque e, além destes derivados de petróleo, nenhum outro será ofertado ao mercado. O Quadro 3 mostra a produção de derivados de petróleo prevista para o COMPERJ.

Quadro 3 – Produção de Derivados Combustíveis do COMPERJ

	t/ano	m ³ /d
NAFTA	284.000	1.081
ÓLEO DIESEL	535.000	1.631
COQUE	700.000	2.459

Fonte: Tabela 22, extraída de Plano Decenal de Energia 2007/2016, Capítulo V, p.614.

131. Pela descrição que consta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016, a Refinaria Abreu e Lima será construída em Pernambuco, no Complexo Industrial e Portuário de Suape, em parceria com a estatal venezuelana Petróleos de Venezuela SA (PDVSA). A refinaria deverá ter capacidade para processar até 200 mil bpd de petróleo e está previsto que a produção de derivados de petróleo (principalmente GLP e diesel) comece em 2011. O empreendimento deverá custar em torno de US\$ 2,8 bilhões, a serem divididos igualmente entre a estatal brasileira e a sua parceira.

132. O objetivo é capacitar a planta de refino para processar óleos pesados, como o petróleo Marlim (da Bacia de Campos) e outro petróleo pesado, possivelmente o Merey da Venezuela. O esquema refino da Refinaria de Suape (como também é chamada) é muito simples, contando com apenas três processos básicos, face às características do petróleo a ser processado e do mercado a ser atendido. Uma destilação atmosférica constitui o primeiro processo básico, que alimenta



diretamente uma unidade de coqueamento retardado. As correntes oriundas dessas duas unidades são disponibilizadas para hidrotratamento de instáveis. A intenção da Petrobras e do Governo é abastecer os mercados do Norte e Nordeste do Brasil com derivados de petróleo (principalmente, diesel) e, com isso, reduzir as importações. Com o esquema de refino proposto, a produção prevista para a refinaria encontra-se indicada no Quadro 4.

Quadro 4 – Produção de Derivados Combustíveis – Refinaria de Suape

	t/ ano	% peso	m ³ / d
GLP	350.000	3,7	1.744
NAFTA	612.000	6,5	2.329
DIESEL	6.917.000	73,6	22.560
COQUE	1.250.000	13,3	4.390
BUNKER	277.000	2,9	700

Fonte: Tabela 23, extraída de Plano Decenal de Energia 2007/2016, Capítulo V, p.615.

133. A médio e longo prazos, a partir de 2013 até o final do período estudado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016, observam-se como tendências do setor de refino: (i) o uso exclusivo de petróleo nacional nas refinarias brasileiras; (ii) o excedente cada vez maior de petróleo nacional em relação à capacidade de refino ora instalada; (iii) o aumento do consumo nacional de derivados com maior ênfase para óleo diesel; (iv) o uso cada vez maior de biocombustíveis (dentre estes, o biodiesel, o diesel de processo H-Bio e o álcool etílico); (v) o esgotamento (com os projetos implantados até 2012) das possibilidades de aumento de capacidades das instalações existentes; (vi) o crescimento pouco acentuado na demanda de óleos combustíveis, tendo em vista a sua substituição por gás natural e a implantação de projetos de conservação de energia; (vii) a contribuição muito pequena à produção de derivados combustíveis pelo complexo petroquímico a ser instalado no Rio de Janeiro (COMPERJ); (viii) a instalação da Refinaria de Suape no nordeste, possivelmente com forte contribuição para atendimento da demanda de óleo diesel;



(ix) a crescente capacidade de refino cativo no exterior para o petróleo nacional; e
(x) a possibilidade de construção de outras refinarias para processamento do excedente de petróleo nacional, visando à exportação de derivados.

134. Seguindo essas tendências, entre os anos de 2012 e 2015, são previstas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 ampliações e novas inserções de capacidades para as quais a Petrobras já percebeu necessidade ou potencialidade, mas que ainda não foram avaliadas sob ótica empresarial. Todavia fazem parte da carteira de projetos da Companhia.

135. Nessa linha, em 2012 consolida-se (no estudo da EPE) a modernização da RLAM, com ganho de capacidade na unidade de destilação atmosférica U-32 de 2.000 m³/d. São implantadas na mesma refinaria uma unidade de coqueamento retardado (com capacidade de 4.000 m³/d) e uma unidade de HDT de nafta de coque (com 2.500 m³/d de capacidade). Em 2013 há previsão de construção de uma unidade de hidrocraqueamento (HCC) para Lubrificantes na REDUC, unidade esta (também chamada de HCC- Lub) que terá capacidade para processar 5.000 m³/d de carga. Ela irá flexibilizar o esquema de produção nacional de lubrificantes, fazendo com que a Petrobras deixe de depender de petróleos leves importados para tal. Na verdade, esta unidade de HCC será a primeira deste tipo de processo a ser instalada no parque de refino nacional.

136. Em 2014, aproveitando a característica naftênica das naftas de destilação direta, oriundas de petróleos da Bacia de Campos, a EPE considera que entrará em operação na RLAM a última unidade de reforma catalítica a ser instalada (com capacidade para 2.000 m³/d). Ainda em 2014 – com o objetivo de complementar a produção de diesel de alta qualidade e eliminar a destinação de correntes nobres para óleo combustível – entra em operação na REVAP uma unidade de HDT de correntes instáveis com capacidade de 6.000 m³/d. Em 2015, pelas mesmas razões mencionadas acima, entra em operação na RLAM uma unidade de HDT de correntes instáveis (com capacidade de 7.000 m³/d).



137. Por fim, levando em conta o crescente excedente de petróleo nacional que se prevê que ocorra já a partir de 2009, a EPE considerou em seu estudo a implantação de mais uma refinaria no País (projeto este que já vem sendo estudado pela Petrobras). Nas suas conjecturas, a EPE admite que a refinaria **tanto poderá estar voltada para suplementar o abastecimento do mercado interno, quanto poderá estar dirigida para a exportação de derivados de excelente qualidade. Esta refinaria, segundo Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016, terá** uma capacidade de 500 mil bpd, a ser implantada em dois módulos de 250 mil bpd. Para um cenário de demanda mundial chamado no estudo de “Trajetória Inferior” (menos otimista), **será** construído dentro do horizonte do Plano Decenal (mais exatamente em 2014) apenas o primeiro módulo de 250 mil bpd, ficando o segundo módulo postergado para depois de 2016. Para este cenário de demanda mundial (“Trajetória Inferior”), apresenta-se no Quadro 5 o balanço produção-demanda dos principais derivados ao longo do período 2007-2016 e no Quadro 6, o balanço produção-processamento-excedente de petróleo.

138. A análise dos dados do Quadro 5 revela que, mesmo admitindo-se a assim denominada “Trajetória Inferior” para o crescimento da demanda e a implantação de apenas um dos módulos da refinaria de 500 mil bpd, o balanço produção-demanda se apresenta equilibrado ao longo de todo o período 2007-2016. O Brasil continua sendo importador de diesel e nafta petroquímica, diminui com o tempo o excedente de óleo combustível (em decorrência da implantação de unidades de “Fundo de Barril”) e o País, além de confirmar sua posição de exportador de gasolina, passa a apresentar também um excedente de GLP.

139. A conclusão que se tira da análise do Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016, elaborado pelo MME (por meio da sua Empresa de Pesquisa Energética – EPE) e das informações sobre ampliações em refinarias, disponibilizadas pela Petrobras em seu Plano Estratégico, é que o Governo Brasileiro demonstra estar atento ao enquadramento da capacidade de refino do País, de modo a minimizar qualquer risco de desabastecimento. Pode-se afirmar tranquilamente que não haverá um “apagão do refino” nos próximos anos. A Petrobras voltou a assumir a



responsabilidade que tinha no passado com a garantia do abastecimento do mercado de derivados.

140. No entanto, fica evidente que todos os projetos de ampliações e modernizações nas refinarias existentes, assim como aqueles outros de implantação de novas refinarias, são liderados pela Petrobras, na condição de empresa estatal e braço do Governo na execução de sua política energética. **Esta postura caracteriza, de certa forma, um retorno ao antigo modelo do Estado empreendedor, a qual é reforçada pelo enfraquecimento que se observa no papel desempenhado pelas agências reguladoras, em especial pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Mas isso é um outro tema que será discutido mais adiante neste trabalho na seção V, quando for tratada a questão da regulação econômico-financeira do setor de refino no País.**

141. Na subseção (3.2) será feita uma revisão do marco regulatório da indústria do petróleo e do gás natural no Brasil, dando-se ênfase ao segmento de refino. Mas antes disso, no item (3.1.4) faz-se uma breve apresentação da infra-estrutura logística do País para a movimentação de petróleo e seus derivados, indicando-se a taxa de ocupação dos principais dutos da malha de transporte do País. A importância de se trazer esta informação já foi justificada anteriormente na subseção (2.4.2). Entende-se que um ponto essencial para o estabelecimento da concorrência entre refinadores e ao redor deles diz respeito à forma como se dá o controle e o acesso à infra-estrutura logística.



Quadro 5 – Balanço (Produção – Demanda) dos Principais Derivados de Petróleo

		Balanço [m ³ /d]									
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
GLP	Produção	36.351	37.080	39.280	41.238	43.711	43.845	45.146	48.004	49.207	49.450
	Demanda	32.854	33.830	34.716	35.587	36.402	37.280	38.217	39.175	40.160	41.154
	Saldo	3.497	3.230	4.544	5.671	7.309	6.365	6.929	8.829	9.047	8.296
GASOLINA	Produção	56.041	57.031	62.239	62.719	67.338	69.399	74.545	83.016	83.308	83.352
	Demanda	49.072	49.246	48.904	49.600	55.932	59.534	62.203	64.433	66.056	67.253
	Saldo	6.969	7.785	13.335	13.119	11.406	9.865	12.342	18.583	17.252	16.099
MÉDIOS	Produção	113.271	116.199	122.676	127.484	152.710	156.028	167.787	189.733	189.961	189.788
	Demanda	133.730	137.534	140.701	141.109	147.152	152.407	159.780	167.473	175.500	183.780
	Saldo	-20.459	-21.335	-18.025	-13.625	5.558	3.621	8.007	22.260	14.461	6.008
ESCUROS	Produção	41.994	45.861	39.481	39.831	34.475	30.752	16.001	22.358	21.954	21.556
	Demanda	18.656	18.450	17.837	18.261	18.701	18.103	18.562	19.031	19.982	20.151
	Saldo	23.338	27.411	21.644	21.570	15.774	12.649	-2.561	3.327	1.972	1.405
NAFTA	Produção	25.211	25.894	21.471	21.306	20.007	19.884	19.462	18.400	19.117	19.702
	Demanda	36.579	38.335	38.335	38.335	38.335	38.335	38.335	38.335	38.335	38.335
	Saldo	-11.368	-12.641	-16.864	-17.029	-18.328	-18.451	-18.873	-19.935	-19.218	-18.633
TOTAL	Produção	272.868	281.845	285.127	292.578	318.241	319.708	322.941	361.511	363.547	363.848
	Demanda	270.891	277.395	280.493	282.872	296.522	305.659	317.097	328.447	340.033	350.673
	Saldo	1.977	4.450	4.634	9.706	21.719	14.049	5.844	33.064	23.514	13.175
Configuração: Parque Atualizado + Adaptações Adicionais Propostas pela EPE + COMPERJ + Refinaria de Suape + Módulo Mercado Interno (250.000 b/d)											

Observação: Valores para escuros referem-se somente ao óleo combustível.

Fonte: Tabela 32, extraída de MME/EPE (2007), Plano Decenal de Energia 2007/2016, Capítulo V, p.629.

**Quadro 6 – Balanço (Produção – Processamento – Excedente) de Petróleo**

	Oferta de Petróleo									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produção (m³/d)	286.586	307.004	335.161	360.230	388.876	412.503	440.173	466.062	470.249	463.952
Processamento	272.918	281.259	282.093	282.093	308.614	330.173	330.173	363.325	363.325	363.325
Excedente de Petróleo (m³/d)	13.668	25.745	53.068	78.137	80.262	82.330	110.000	102.737	106.924	100.627
Excedente de Petróleo (b/d)	85.975	161.939	333.800	491.484	504.847	517.853	691.898	646.214	672.551	632.943

Gráfico 4 – Balanço (Oferta - Consumo) Nacional de Petróleo: Trajetória Inferior

Fonte: Tabela 33, extraída de MME/EPE (2007), Plano Decenal de Energia 2007/2016, Capítulo V, p.632



3.1.4 INFRA-ESTRUTURA LOGÍSTICA DO PAÍS – TAXA DE OCUPAÇÃO

142. Na seção anterior foi possível observar o papel dominante desempenhado pela Petrobras, embora se perceba que no segmento de exploração e produção de petróleo são observados vários agentes econômicos importantes desenvolvendo suas atividades, os quais costumemente buscam a Petrobras como parceira, dada a sua experiência em exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas. Além disso, essas empresas que atuam no “upstream” encontram dificuldades de se integrar verticalmente por conta das barreiras que se estabelecem, principalmente no segmento de transporte, dificultando a distribuição dos produtos do refino.

143. O sistema de dutos e terminais da Transpetro está dividido em quatro regionais, das quais duas (Regional Sudeste e Regional Centro Oeste e São Paulo) são as mais complexas. Elas são mostradas nas Figuras 20 e 21, respectivamente. Sugere-se que o leitor faça um cuidadoso estudo das malhas de dutos das Regionais Sudeste e São Paulo / Centro-Oeste, no sentido de localizar os principais dutos e associá-los aos seus nomes.

144. Em seguida, sugere-se que seja analisado o Quadro 7 que mostra informações sobre os dutos da Transpetro (Petrobras Transporte S. A.). Para tanto, considerem-se as seguintes definições:

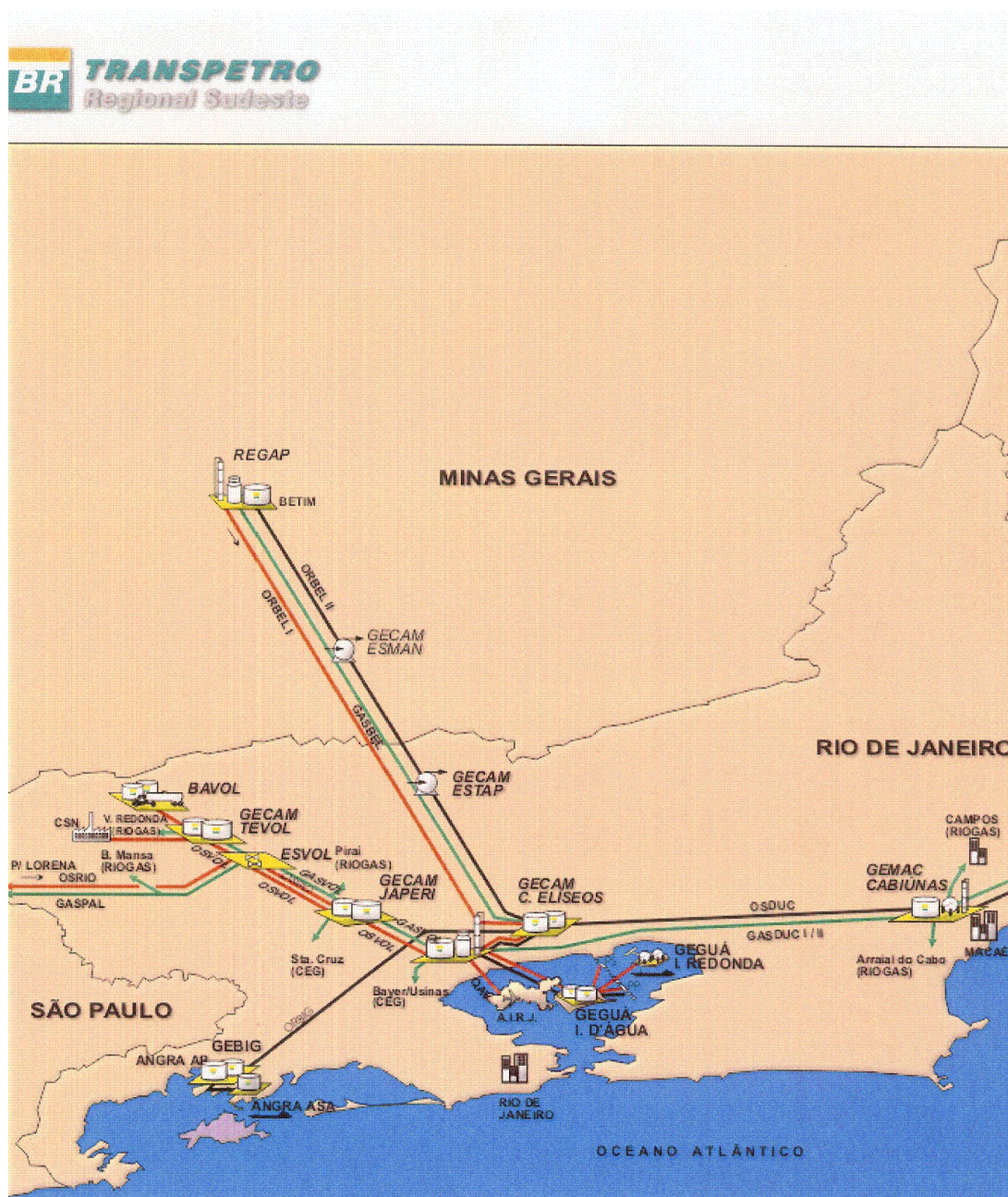
- Capacidade Máxima – máximo volume mensal de produtos que o transportador pode movimentar em uma Instalação de transporte entre pontos de recepção e de entrega, considerando todas as estações de bombeamento e tanques, bem como possíveis expansões e ampliações nesta instalação.
- Capacidade Operacional – máximo volume mensal de Produtos que o Transportador pode movimentar em uma instalação de transporte entre pontos de recepção e de entrega, consideradas as condições operacionais vigentes.



- Preferência do Proprietário – volume mensal de produtos que é garantido ao proprietário da instalação de transporte para a movimentação de seus próprios produtos entre pontos de recepção e de entrega.
- Capacidade Disponível – diferença entre a capacidade máxima de uma instalação de transporte e a soma da preferência do proprietário com o somatório das capacidades contratadas nesta instalação, sob a forma de transporte firme, fora da referida preferência.
- Capacidade Disponível Operacional – diferença entre a capacidade operacional de uma instalação de transporte e a soma da preferência do proprietário com o somatório das capacidades contratadas na mesma instalação, sob a forma de transporte firme, fora da referida preferência.
- Capacidade Contratada Ociosa – diferença entre o somatório das capacidades contratadas em uma instalação de transporte pelos carregadores e o volume mensal de produtos efetivamente transportados ou programados para a mesma instalação.

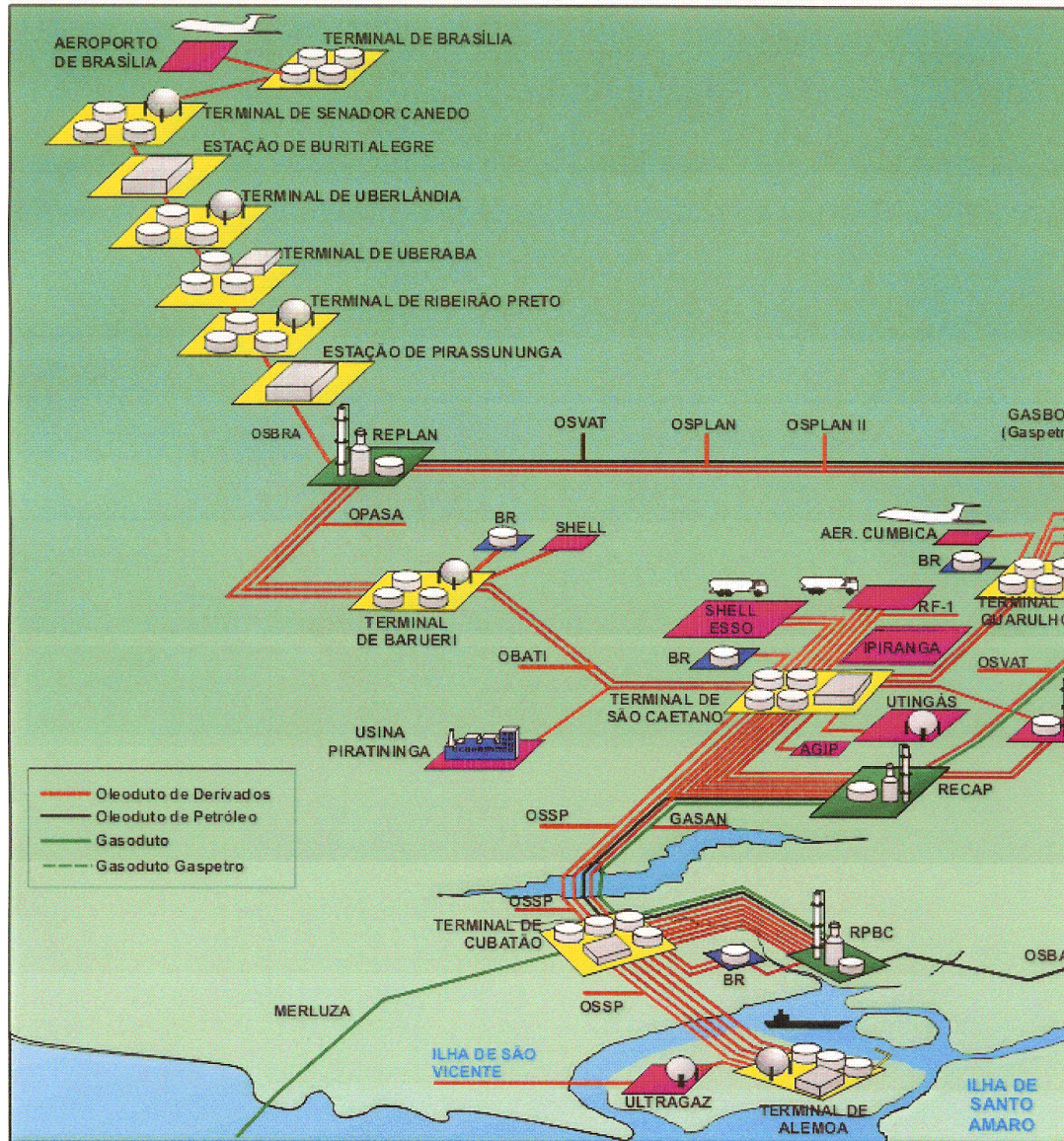
145. Nessa tabela, constam o nome do duto e o seu número de registro e, para cada conjunto de pontos de origem e destino, as capacidades máxima e operacional, a preferência do proprietário, assim como os níveis de ocupação destas capacidades. A princípio constata-se que, para a maioria dos dutos, a capacidade disponível operacional é nula. No entanto, a capacidade contratada ociosa raramente se anula, o que significa dizer que, em dutos estratégicos para a movimentação de derivados em SP como OSSP A, OSSP B, OSPLAN, OPASA 16 ou OSVAT 22, a diferença entre o somatório das capacidades contratadas e o volume mensal de produtos efetivamente transportados (ou programados para transporte) raramente se anula. Tal fato revela o que pode ser uma tendência, ou seja: o proprietário pode estar se utilizando da sua reserva de capacidade (preferência do proprietário) para impedir o acesso de terceiros aos dutos de transporte.

Figura 20 – Mapas de Dutos e Terminais da Regional Sudeste



Fonte: TRANSPETRO, www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/mapaDutos.shtml

Figura 21 – Mapas de Dutos e Terminais da Regional Centro Oeste São Paulo



Fonte: TRANSPETRO, www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/mapaDutos.shtml



Quadro 7 – Balanço (Produção – Demanda) dos Principais Derivados de Petróleo

DUTO			Origem		Destino		Produto	CAPACIDADES (m3/mês)					Média Mensal (m3)					
DCPD (1)	NOME	Diâmetro Polegadas	Ponto Operacional	UF	Ponto Operacional	UF		Máxima	Operacional	Preferência do Proprietário (m³/mês) (2)	Disponível	Disponível Operacional	Contratada Ociosa	2002	2003	2004	2005	2006
000480	ORSUB	8	IPIAU	BA	TT JEQUIÊ	BA	CLAROS	100.796	48.030	48.030	52.766	0	0	53.256	55.513	70.896	70.243	72.820
000481	ORSUB	8	IPIAU	BA	TT ITABUNA	BA	CLAROS	85.864	40.914	40.914	44.950	0	13.814	27.627	27.099	36.390	32.989	28.222
000482	ORSUB	10	TA MADRE DE DEUS	BA	IPIAU	BA	CLAROS	186.660	88.944	88.944	97.716	0	0	80.883	82.612	108.940	103.232	101.043
000500	ORPENE	14	RLAM	BA	BRASKEM	BA	NAFTA/GASÓLEO	416.160	336.600	200.000	79.560	0	0	179.065	250.670	306.423	169.036	180.995
000501	ORPENE	12	RLAM	BA	BACAM	BA	O.C.	104.040	104.040	35.000	0	0	104.040	149.940	60.587	1.203	0	0
000502	ORPENE	8	BRASKEM	BA	RLAM	BA	CLAROS	104.040	104.040	104.040	104.040	104.040	0	325	0	0	0	0
000525	CIAS - GO	12	TT GOIÂNIA	GO	POOL	GO	DIESEL	275.400	140.800	140.800	134.600	0	800	74.647	70.747	81.974	77.797	74.067
000526	CIAS - GO	4	TT GOIÂNIA	GO	POOL	GO	GASOLINA	58.140	33.440	33.440	24.700	0	0	26.251	26.363	27.918	27.284	26.373
000537	ORBEL1	18	REGAP	MG	TT CAMPOS ELISEOS	RJ	CLAROS	159.120	144.534	110.000	14.586	0	100.534	55.986	69.058	69.666	59.379	70.079
000541	OLAPA	12	REPAR	PR	TA PARANAGUA	SP	CLAROS	269.280	244.596	244.596	24.684	0	16.596	154.406	159.741	119.512	127.027	141.072
000542	OPASC	10	REPAR	PR	TT ITAJAI	SC	CLAROS	178.398	162.180	162.180	16.218	0	61.180	132.490	140.194	151.144	143.887	148.121
000554	OSVOL	10	TT JAPERI	RJ	TT VOLTA REDONDA	RJ	CLAROS	134.640	122.400	10.000	12.240	0	122.400	6.440	3.617	2.803	5.357	3.363
000560	GLP	8	TA ILHA REDONDA	RJ	REDUC	RJ	GLP	122.400	111.180	40.000	11.220	0	87.180	37.313	37.025	47.315	58.494	37.135
000596	ORSUL	6	COPEBUS	RS	REFAP	RS	GLP/MTBE	52.020	52.020	0	0	0	52.020	593	167	0	0	0
000597	ORSUL	10	REFAP	RS	COPEBUS	RS	NAFTA	309.155	281.050	100.000	28.105	0	281.050	381.555	0	417.869	0	0
000598	ORNIT	6	REFAP	RS	TA NITEROI	RS	CLAROS	52.020	52.020	25.000	0	0	50.320	13.062	16.657	14.703	9.439	15.264
000608	OSCAN	16	TA OSÓRIO	RS	REFAP	RS	CLAROS	269.280	244.596	0	24.684	0	244.596	0	0	0	1.020	27.309
000611	OPASC	8	TT ITAJAI	SC	TT FLORIANOPOLIS	SC	CLAROS	79.560	79.560	79.560	0	0	45.560	41.553	42.613	43.525	42.216	38.690
000624	OSBRA	20/12	REPLAN	SP	TT BRASÍLIA	DF	CLAROS	887.400	500.310	500.310	387.090	0	0	504.344	485.929	508.685	506.202	512.694
000625	OSRIO	16	TT GUARAREMA	SP	REDUC	RJ	CLAROS	305.745	277.950	90.000	36.795	0	268.950	162.044	132.776	138.565	210.523	165.636
000631	OBATI-CL	14	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	TT BARUERI	SP	CLAROS	269.056	244.596	190.000	33.460	0	0	175.702	163.528	228.375	202.645	236.264
000632	OBATI-ES	14	TT BARUERI	SP	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	O.C.	171.217	155.652	155.652	15.565	0	125.652	162.440	125.592	142.731	91.086	87.076
000645	OSSP-A	14	TT CUBATÃO	SP	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	CLAROS/GLP	235.423	214.021	214.000	21.402	0	92.021	70.741	78.844	50.913	47.138	83.914
000646	OSSP-B	10	TT CUBATÃO	SP	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	GLP/CLAROS	122.298	111.180	75.000	11.118	0	56.180	92.129	87.234	61.566	79.380	87.617
000647	OSSP-OC	18	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	TT CUBATÃO	SP	O.C.	305.745	277.950	277.950	27.795	0	0	304.193	330.365	399.599	312.204	283.440
000648	OSSP-C	18	TT CUBATÃO	SP	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	CLAROS	282.392	256.720	256.720	25.672	0	12.720	169.791	167.765	258.903	214.720	222.651
000658	OSPLAN	18	REPLAN	SP	TT GUARAREMA	SP	CLAROS	366.894	333.540	260.000	52.354	0	132.540	214.700	169.820	194.599	195.452	224.624
000667	OPASA	10	TT BARUERI	SP	REPLAN	SP	CLAROS	122.298	111.180	30.000	11.118	0	73.180	29.490	21.603	25.277	42.809	37.629
000668	OPASA	14	REPLAN	SP	TT BARUERI	SP	CLAROS	232.366	211.242	100.000	23.324	0	99.042	82.447	75.400	115.752	101.972	96.045
000669	OPASA	16	PAULÍNIA	SP	TT BARUERI	SP	O.C.	171.217	155.652	155.652	15.565	0	125.652	168.057	124.722	142.044	94.842	91.796
T1 000718	OSVAT	22	REVAP	SP	TT GUARAREMA	SP	CLAROS	611.490	555.900	555.900	55.590	0	70.900	385.040	432.423	446.035	348.196	827.500
T2 000718	OSVAT	22	TT GUARAREMA	SP	TT GUARULHOS	SP	CLAROS	550.341	500.310	500.310	60.031	0	190.310	291.732	348.273	805.090	761.736	315.490
T3 000718	OSVAT	22	TT GUARULHOS	SP	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	CLAROS	476.962	433.602	320.000	52.360	0	190.602	242.884	147.586	2.378	2.026	1.276
000719	OSVAT	24	REVAP	SP	TT SÃO CAETANO DO SUL	SP	O.C.	244.596	222.360	222.360	22.236	0	0	210.242	225.699	245.805	255.292	230.046
T1 000722	OSPLAN	24	TT SÃO SEBASTIÃO	SP	TT GUARAREMA	SP	CLAROS	485.595	441.450	410.000	44.145	0	145.450	228.967	220.301	81.015	237.943	188.533
T2 000722	OSPLAN	24	TT GUARAREMA	SP	REPLAN	SP	CLAROS	611.490	555.900	400.000	55.590	0	495.900	276.217	273.783	101.942	188.099	23.275
001366	OSVAT	16	REVAP	SP	SUZANO	SP	CLAROS	255.605	232.368	232.368	23.237	0	32.368	215.123	225.803	302.332	410.554	385.967
001367	OSVAT	16	RECAP	SP	SUZANO	SP	CLAROS	62.370	56.700	56.700	5.670	0	26.700	45.152	66.457	101.859	21.623	26.176
001368	OSVAT	16	SUZANO	SP	TT GUARULHOS	SP	CLAROS	317.975	289.068	289.068	28.907	0	74.068	230.778	206.775	203.877	209.347	198.643
002069	GARSOL	18	POLO ARARA	AM	TA SOLIMÕES	AM	GLP	0	0	0	0	0	0	53.206	66.547	73.869	75.457	0

Fonte: TRANSPETRO, extraída de www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/dutosPetroleo.shtml.



3.2 O MARCO REGULATÓRIO: A LEI 9.478/97, DE 6 DE AGOSTO DE 1997

3.2.1 DA TITULARIDADE E DO MONOPÓLIO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL

146. A organização da indústria do petróleo e do gás natural no Brasil tem o seu primeiro grande impulso na primeira metade dos anos 1950, com a promulgação da Lei 2.004, em 3 de outubro de 1953. Por meio desta lei estabeleceu-se o monopólio da União Federal sobre a pesquisa, a lavra, o processamento, o transporte e a distribuição de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. Esta mesma lei autorizava a União Federal a constituir a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) como a empresa estatal responsável pela execução deste monopólio, incluindo a execução de atividades correlatas ou afins àquelas monopolizadas.

147. A PETROBRAS foi constituída em 2 de abril de 1954 por intermédio do Decreto nº 35.308. Uma vez constituída, a empresa estatal passou a acumular simultaneamente as funções de agente econômico monopolista e de órgão regulador. O monopólio da União Federal sobre a indústria do petróleo e do gás natural esteve sob a responsabilidade da PETROBRAS até 9 de novembro de 1995, quando foi aprovada pelo Congresso Nacional a Emenda Constitucional nº 9, que flexibilizou o monopólio estatal do petróleo e do gás natural. Em 1997, foi promulgada a Lei nº 9.478/97 (aqui também chamada de Lei do Petróleo), que passou a constituir o novo marco regulatório da indústria do petróleo.

148. A Lei 9.478/97, que dispõe sobre a política energética nacional e sobre as atividades relativas ao monopólio do petróleo, estabelece em seu artigo 1º que as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão, dentre outros objetivos, a garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do artigo 177 da Constituição Federal.

149. Quanto à titularidade do petróleo e do gás natural, estabelece a Lei 9.478/97, em seu art. 3º, que pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, neles compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica



exclusiva. No que diz respeito ao monopólio da União Federal, a Lei do Petróleo estabelece, em seu art. 4º, que constituem monopólio da União Federal, nos termos do artigo 177 da Constituição Federal, as principais atividades da indústria do petróleo e do gás natural, incluindo-se dentre estas: (i) o transporte por meio de duto de petróleo, seus derivados e gás natural e (ii) a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro, podendo estas **atividades** ser exercidas mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

150. Quanto à PETROBRAS, estabelece a Lei do Petróleo, em seu artigo 61, que a empresa deixa de ser o agente monopolista, devendo desenvolver as atividades da indústria do petróleo e do gás natural em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado e observado um período de transição previsto na Lei. No entanto, tendo em vista o grande poder de mercado ainda exercido pela PETROBRAS, como detentora da grande maioria das instalações e dos equipamentos da indústria do petróleo e do gás natural no Brasil, impõe-se a necessidade do exercício da regulação econômica, de forma independente, por parte da União Federal.

3.2.2 DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

151. Sendo assim, em 1997, também por intermédio da Lei nº 9.478/97, foi criada a Agência Nacional do Petróleo (ANP), como órgão regulador da indústria do petróleo e do gás natural. Em seu artigo 8º, a Lei 9.478/97 estabelece que cabe à Agência Nacional do Petróleo implementar, na esfera de suas atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. No inciso XIII, do mesmo artigo 8º, estabelece ainda a Lei



9.478/97 que cabe à ANP fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Combustíveis e o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

152. No mesmo Art. 8º, estabelece ainda a Lei 9.478/97 que caberá à ANP autorizar a prática, dentre outras, das atividades de refinação e transporte de petróleo e seus derivados, na forma estabelecida em seus capítulos VI e VII, respectivamente. As atividades econômicas relativas ao transporte de petróleo e seus derivados encontram-se regulamentadas no capítulo VII, [artigos 56, 57, 58 e 59](#), que tratam do transporte de petróleo, seus derivados e gás natural. Por outro lado, as atividades econômicas relativas ao refino de petróleo e seus derivados encontram-se regulamentadas no capítulo VI, [artigos 53, 54 e 55](#).

3.2.3 DA REGULAÇÃO DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE

153. O artigo 56 regulamenta o processo de outorga de autorização para construir e operar as instalações relativas a esta atividade. Nele fica estabelecido que:

“Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º (ou seja, que for constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no País) poderá receber autorização da ANP, para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

Parágrafo único. A ANP baixará normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade, observado o atendimento aos requisitos de proteção ambiental e segurança de tráfego.”



154. Com base **nesse** artigo, a ANP editou a Portaria nº 170²⁹, de 26 de novembro de 1998, que regula a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, entendendo, com base no artigo 6º da mesma lei, que:

- transporte é a movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;
- transferência é a movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades; e
- **de acordo com o que determina a Lei do Petróleo, no seu artigo 59, os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP, como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis do Capítulo VII da lei.**

155. Esta portaria revogou a resolução CNP nº 1, de 18 de janeiro de 1997, e as portarias CNP nº 235, de 14 de maio de 1980, e ANP nº 44, de 15 de abril de 1998. Em seu artigo 1º, a Portaria nº 170/98 estabelece que a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liqüefeito (GNL) dependem de prévia e expressa autorização da ANP. Pelo parágrafo 1º, do artigo 1º, consideram-se instalações de transporte ou de transferência: (i) dutos; (ii) terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres e (iii) unidades de liquefação de gás natural e de regaseificação de GNL. Pelo parágrafo 2º, as mencionadas instalações incluem aqueles sistemas

²⁹ Todas as portarias ANP citadas nesta subseção foram publicadas no Diário Oficial da União – DOU – nas datas referidas, podendo ainda ser encontradas no sítio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis na Internet (<http://www.anp.gov.br>).



indispensáveis à operação das mesmas, tais como: estações de bombeamento ou compressão, tanques de armazenagem e sistemas de controle. Pelo parágrafo 4º, os dutos de transferência, internos a uma planta industrial, não estão sujeitos à presente Portaria.

156. Com relação aos equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário, de propriedade de qualquer empresa que, anteriormente à promulgação da Lei do Petróleo, já atuasse no setor de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, a Lei do Petróleo estabeleceu em seu artigo 57 que:

“Art. 57. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a PETROBRAS e as demais empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário receberão da ANP as respectivas autorizações, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo observarão as normas de que trata o parágrafo único do artigo anterior, quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.”

157. No que diz respeito à PETROBRAS os dutos classificados pela ANP como dutos de transporte tiveram suas titularidades e direitos ratificados por intermédio da Autorização ANP nº 004, de 04 de fevereiro de 1998, e da Autorização ANP nº 007, de 06 de março de 1998. Em 18 de fevereiro de 1998, a PETROBRAS forneceu por meio de ofício a relação de todos os dutos de sua propriedade, que se encontravam em operação naquela data (Biolchini, 2001³⁰). A partir das informações fornecidas pela PETROBRAS, a ANP, tendo por base o artigo 59 da Lei do Petróleo, divulgou, por intermédio do Despacho ANP nº 121, de 6 de março de 1998, a relação de dutos de propriedade da PETROBRAS, classificados por esta Agência como dutos de transferência. Estes dutos de interesse específico daquela empresa e não associados diretamente às instalações de terceiros, poderão vir a ser re-

³⁰ BIOLCHINI (2001), Fatores críticos relativos à abertura do setor de transporte de petróleo e derivados.



classificados pela ANP a qualquer momento como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização.

158. As informações constantes das Autorizações ANP nº 004/98 e ANP nº 007/98, bem como do Despacho ANP nº 121, foram complementadas posteriormente com os dados constantes dos processos de autorização de construção e operação analisados pela ANP após março de 1998.

3.2.4 Da Regulação do Livre Acesso a Dutos e Terminais

159. Na indústria do petróleo e do gás natural, um dos principais focos da regulação econômica recai sobre o serviço de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, tendo em vista as características desta atividade. O instrumento mais importante da regulação econômica neste elo da cadeia produtiva é a garantia de acesso ao serviço de transporte por parte de qualquer agente econômico da indústria. Com referência a esta matéria, a Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) estabelece em seu artigo 58 que:

“Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de



promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.”

160. Além disso, no intuito de vincular a oferta de serviços de transporte a agentes econômicos dedicados exclusivamente a [essa atividade](#), a [Lei do Petróleo](#) estabelece ainda, em seu artigo 65, que a PETROBRAS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

161. Em 1998, a PETROBRAS criou a subsidiária Petrobras Transporte S. A. (TRANSPETRO), que passou a assumir [essas atribuições](#).

162. A regulamentação do artigo 58 da Lei do Petróleo, por sua vez, foi produzida por intermédio de uma série de portarias que trataram tanto do transporte de gás natural, quanto do transporte de petróleo e seus derivados. Porém, no que se refere à regulamentação do artigo 58, esta subseção concentra-se na discussão da regulação das instalações destinadas ao transporte de petróleo e seus derivados. O objetivo é discutir a regulação da preferência do proprietário quando da utilização das instalações de transporte de sua propriedade, sem prejuízo do livre acesso de terceiros interessados [nas](#) mesmas instalações. No que concerne ao mesmo tema associado a instalações de transporte de gás natural, uma boa revisão do tema pode ser encontrada em Taylor-de-Lima (2001)³¹.

163. No caso de instalações para o transporte de petróleo e seus derivados, a ANP regulamentou o artigo 58 da Lei nº 9.478/97, editando no ano de 2000 três portarias que facultavam o uso por terceiros das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, mediante remuneração adequada ao titular das referidas

³¹ TAYLOR-DE-LIMA, R., A Logística de Escoamento do Gás Natural no Brasil, Monografia para obtenção do Grau de MBA em Logística Empresarial, Escola Brasileira de Administração Pública, Fundação Getúlio Vargas, outubro (2001).



instalações. A primeira delas, a Portaria n.º 115/00, de 5 de julho de 2000, regulamenta o livre acesso a dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo e seus derivados, excetuando-se aqueles dutos cujas origens estejam em áreas de produção ou aqueles outros cujas extensões sejam inferiores a 15 km. Em seguida, foi editada a Portaria n.º 251, de 7 de novembro de 2000, que estabelece critérios para o livre acesso por terceiros interessados aos terminais aquaviários (existentes ou a serem construídos) de movimentação de petróleo e seus derivados. Por fim, foi editada a Portaria n.º 255, de 16 de novembro de 2000, que regulamenta o livre acesso a dutos de transporte de petróleo e seus derivados, com extensão inferior a 15km (dutos estes que haviam sido excluídos da Portaria n.º 115/00).

164. **Essas** portarias estabelecem em linhas gerais que o transportador deverá atender, de forma não discriminatória, os terceiros interessados no que a regulamentação define por capacidade disponível, capacidade disponível operacional e capacidade contratada ociosa, inclusive as capacidades de carregadores proprietários das instalações que sejam alocadas na Preferência do Proprietário, referente às instalações de transporte sob sua operação. De acordo com o Art. 2º, da Portaria n.º 115/00, por exemplo, os termos utilizados acima devem ser entendidos com auxílio das seguintes definições:

- Preferência do Proprietário é o volume mensal de produtos que é garantido ao proprietário da instalação de transporte para a movimentação de seus próprios produtos entre pontos de recepção e de entrega.
- Terceiro Interessado é a pessoa jurídica que solicita, formalmente, ao transportador (operador das instalações de transporte), serviços de movimentação de produtos na instalação de transporte.
- Transporte Firme é o serviço de transporte de produtos, prestado pelo transportador ao carregador (proprietário dos produtos que são transportados), de forma regular (até o limite contratado) e que não pode ser interrompido ou reduzido pelo transportador.



- Transporte Não Firme é o serviço de transporte de produtos prestado pelo transportador a um carregador, que pode ser interrompido ou reduzido pelo transportador anteriormente ao início do efetivo transporte de uma batelada de um produto.
- Capacidade Disponível é a diferença entre a capacidade máxima de uma instalação de transporte e a soma da preferência do proprietário com o somatório das capacidades contratadas nesta instalação, sob a forma de transporte firme, fora da referida preferência.
- Capacidade Disponível Operacional é a diferença entre a capacidade operacional de uma instalação de transporte e a soma da preferência do proprietário com o somatório das capacidades contratadas na mesma instalação, sob a forma de transporte firme, fora da referida preferência.
- Capacidade Contratada Ociosa é a diferença entre o somatório das capacidades contratadas em uma instalação de transporte pelos carregadores e o volume mensal de produtos efetivamente transportados ou programados para a mesma instalação.

165. As portarias referidas acima asseguram, por outro lado, a preferência do proprietário das instalações, como forma de garantir um direito daquele agente econômico que assumiu os riscos de investir na implantação da infra-estrutura. Esta preferência do proprietário em novas instalações de transporte – e em instalações de transporte em operação há menos de dez anos – será igual, de acordo com o Art. 9º da Portaria n.º 115/00, à capacidade operacional das instalações, até que estas completem dez anos de operação.

166. No caso do transportador não ser o proprietário das instalações, ele deverá encaminhar à ANP (com antecedência em relação ao término do período de 10 anos) a proposta de preferência do proprietário de cada instalação sob sua operação. Caberá à ANP decidir qual deverá ser a preferência do proprietário. Esta decisão é tomada com base nas movimentações mensais médias do proprietário das instalações nos últimos três anos e na necessidade de integração de refinarias e



terminais do carregador proprietário das instalações. Devem ser levados em conta ainda efeitos sazonais sobre a movimentação de produtos do carregador proprietário das instalações.

167. No entanto, é importante observar que carregadores com contrato de transporte firme sofrem restrições ao uso da sua capacidade contratada para impedir o livre acesso às instalações a terceiros, que estejam interessados em serviços de transporte não firme. Mesmo que o carregador com contrato de transporte firme seja o carregador proprietário das instalações e que a sua capacidade contratada seja aquela denominada preferência do proprietário. No Art. 22, da Portaria n.º 115/00, por exemplo, está registrado que, não havendo capacidade disponível operacional, o transportador deverá fazer uso, prioritariamente, de capacidade contratada ociosa de carregadores cujos contratos possuam cláusulas de pagamento mínimo por reserva de capacidade e que estejam operando abaixo de tal reserva.

168. No sentido de dar transparência ao processo, a regulação estabelece que o transportador uma vez autorizado, torna-se obrigado a disponibilizar, para os agentes do mercado, as informações relevantes sobre capacidades contratadas, volumes movimentados e capacidade ociosa. Como foi mostrado na subseção (3.1.4), a TRANSPETRO disponibiliza no seu sítio na Internet uma série de informações que visam a atender a regulação da ANP. No entanto, dado que as informações são meramente declaratórias e de difícil comprovação, permanece sempre a impressão de que as informações estão sendo administradas para impedir que terceiros interessados possam ter acesso às instalações.

3.2.5 DA REGULAÇÃO DAS ATIVIDADES DE REFINO

169. No caso das atividades econômicas relativas ao refino de petróleo e seus derivados, foi discutido no final da subseção (3.3.2) que estas atividades encontram-



se regulamentadas no capítulo VI da Lei 9.478/97, por intermédio dos artigos 53, 54 e 55. O artigo 53 regulamenta o processo de outorga de autorização para construção e operação de refinarias de petróleo. Nele fica estabelecido que:

- *“Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.*
- *§ 1º. A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.*
- *§ 2º. Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.”*

170. O Art. 54 regulamenta a transferência de titularidade da autorização, enquanto o Art. 55 trata da autorização daquelas refinarias que estavam em operação quando da publicação da Lei do Petróleo. **Nesses** artigos fica estabelecido que:

- *“Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.”*
- *“Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes, ratificando sua titularidade e seus direitos.*



- *Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.”*

171. Em consonância com o disposto nos Arts. 53 e 54 da Lei 9.478/97, e no uso de atribuições legais, a ANP editou, em 5 de fevereiro de 1999, a Portaria n.º 28/99, que estabeleceu a regulamentação para o exercício das atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural e o Regulamento Técnico ANP n.º 001/99. Esta norma constitui uma regulação eminentemente técnica, que visa principalmente a segurança operacional, das populações e do meio ambiente.

172. Com relação à regulação econômica nos segmentos do refino e do abastecimento, um dos objetivos da Lei n.º 9.478/97 foi a criação de condições para assegurar o aumento das alternativas de oferta de derivados no mercado interno. A Lei do Petróleo previu a existência de um período de transição, durante o qual medidas deveriam ser tomadas, visando à liberação de preços e à eliminação gradual dos subsídios, ampliando as opções de acesso dos consumidores às novas fontes de suprimento, tanto internas como externas ao País³².

173. Nessa linha, em 21 de março de 2000, a ANP editou a Portaria n.º 56/00, pela qual as centrais de matérias-primas petroquímicas ficaram autorizadas a produzir gasolina do tipo A (comum e premium), ampliando com isso o número de agentes econômicos atuando na produção de combustíveis. Em 25 de maio de 2001, a ANP editou a Portaria n.º 84/01, que regulamentou o exercício das atividades de produção, armazenamento, transporte e comercialização de GLP e óleo diesel pelas centrais de matérias-primas petroquímicas, constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

³² Este tema será tratado em maior profundidade na seção IV, que apresenta uma discussão sobre a evolução da estrutura de preços e tributos no mercado de combustíveis no Brasil, tendo como base a experiência internacional.



174. Com o final do período de transição, em 27 de dezembro de 2001, a ANP editou um conjunto de Portarias com vistas à abertura total do mercado, o que foi acompanhado do fim do controle de preços. Na esfera de atribuições da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural, foram editadas as seguintes normas: (i) Portaria ANP n.º 318/01, que regulamentou o exercício da atividade de produção de solventes; (ii) Portaria ANP n.º 317/01, que regulamentou a produção, o armazenamento e a comercialização de gasolina tipo A (comum e premium) pelas centrais de matérias-primas petroquímicas, tendo revogado a Portaria ANP n.º 56/00; e (iii) Portaria ANP n.º 316/01, que regulamentou o exercício da atividade de formulação de gasolina A (comum e premium) e óleo diesel, a partir de misturas de correntes de hidrocarbonetos.

175. Todas as quatro Portarias editadas no ano de 2001 tiveram por objetivo a consolidação da abertura do mercado, por meio da ampliação do número de agentes econômicos atuando na produção de combustíveis no País. No entanto, o novo quadro dificultou a ação da fiscalização da ANP. Assim, em consequência das freqüentes denúncias de envolvimento dos novos agentes econômicos (recém criados) em casos de adulteração de combustíveis e fraudes fiscais, a ANP **suspendeu**, por prazo indeterminado, a Portaria ANP n.º 316/01, além de dificultar a outorga de autorização para o exercício da atividade de produção de solventes. A suspensão da Portaria n.º 316/01 (Portaria do Formulador) **deu-se** por intermédio da Portaria ANP n.º 175/03, de 3 de junho de 2003.



IV FORMAÇÃO DE PREÇOS ESTRUTURA TRIBUTÁRIA

176. Esta seção tem por objetivo a análise da evolução da imposição tributária a jusante da indústria do petróleo (no segmento chamado “Downstream”). Nela são analisados os mecanismos que têm impacto sobre a competitividade de refinadores, transportadores, distribuidores e revendedores de combustíveis derivados de petróleo. Primeiramente, é analisada, na subseção (4.1), a estrutura tributária em cinco países diferentes: Reino Unido, Noruega, França, Alemanha e Estados Unidos. Em seguida, na subseção (4.2), intitulada “Estrutura Tributária no Brasil”, discute-se a carga tributária incidente sobre os combustíveis no Brasil, considerando os conceitos e alíquotas vigentes. Por fim, na subseção (4.3), intitulada “A Evolução da Desregulamentação no Brasil”, apresenta-se um relato do gradual processo de desregulamentação que se deu no País, com flexibilização do controle de preço dos combustíveis, visando à introdução de maior pressão competitiva no mercado de abastecimento de combustíveis no País.

4.1 A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL³³

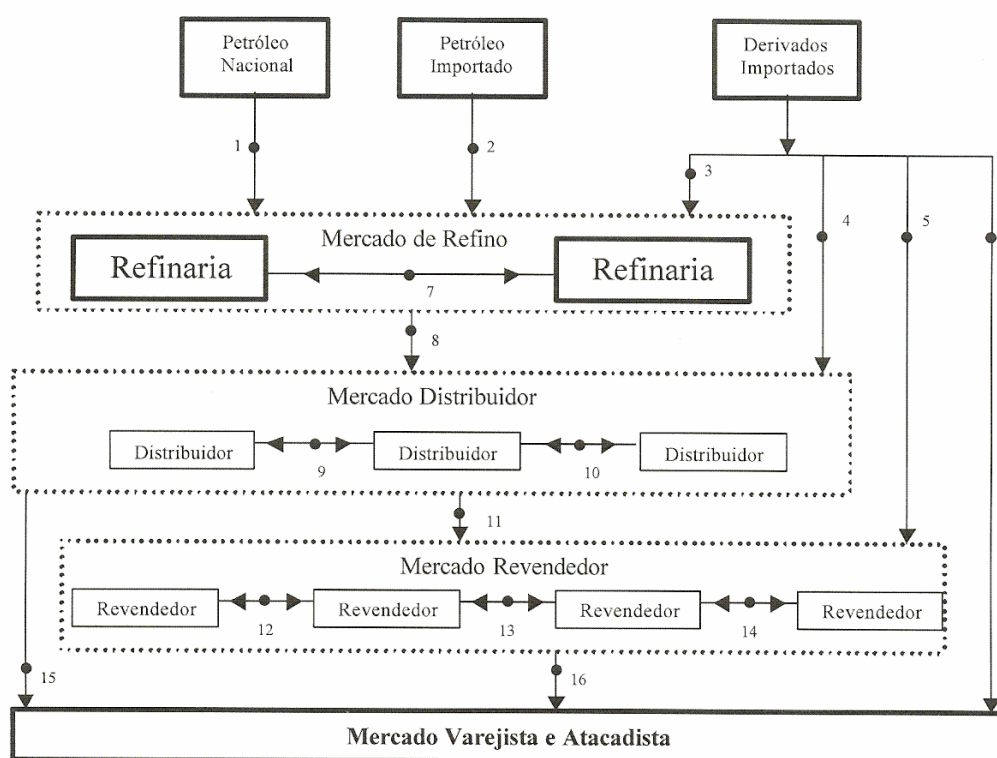
177. As atividades petrolíferas a jusante da indústria do petróleo não possuem tantas particularidades como aquelas atividades encontradas à montante desta indústria (ou seja, nas atividades de exploração e produção), onde as características intrínsecas de cada região produtora dificultam as comparações. Embora as demandas dos diferentes países por derivados não tenham as mesmas peculiaridades, elas se assemelham, o que possibilita a comparação entre os diversos mercados petrolíferos a jusante da indústria (Simão, 2001³⁴).

178. A estrutura tributária vigente a jusante da indústria petrolífera na maioria dos países é composta pelo Imposto de Renda (único tributo corporativo e de incidência direta), pelo imposto de importação, pelo imposto geral sobre venda e pelo imposto

³³ Esta seção está baseada em Simão (2001), A Reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: A Questão da Tributação.

especial. Estes impostos são aplicados nos diferentes tipos de operação de comercialização ao longo da cadeia de valor do “Downstream” da indústria petrolífera. Para cada um desses tipos de operação de comercialização é associado, no esquema da Figura 22, um vetor (fluxo comercial) com um nó com numeração específica, indicativa daquele tipo particular de operação. Por exemplo, o vetor com o nó de número 4 representa uma operação de importação de derivados, realizada por um distribuidor, enquanto que o vetor com o nó de número 3 representa uma operação de importação de derivados, realizada por uma refinaria. A cada vetor estão associados um ponto de impacto, um fluxo de mercadorias e um fluxo financeiro, este último ocorrendo na direção contrária à do fluxo das mercadorias.

Figura 22 – Estrutura da Indústria do Petróleo no Segmento do “Downstream”:



Fonte: Simão (2001), p. 59. - Fluxos Comerciais Simplificados

³⁴ Id., ibid., p.30.



179. Os nós 2, 3, 4, 5, e 6 (situados em vetores relativos a operações de importação) indicam os locais de incidência do imposto de importação. Os demais pontos indicados no esquema da Figura 22 representam os sítios, onde se impõem os impostos gerais sobre venda e o imposto especial. O fluxo que passa pelo ponto 6, em particular, só existe em casos especiais, como quando um grande consumidor (uma usina termelétrica, por exemplo) adquire o produto diretamente de uma concessionária responsável pela importação do derivado.

180. A aplicação do imposto de importação é geralmente atributo do poder central, em razão da sua importância também como instrumento de política macroeconômica. No caso do produto importado possuir similares nacionais, o efeito direto do imposto de importação, na economia, é o aumento do preço do concorrente nacional, o que gera uma transferência de renda dos consumidores para os produtores locais. Existe também o caso em que a incidência do tributo é sobre artigos de luxo, sendo que a finalidade principal é taxar a renda dos abastados (Musgrave, 1959³⁵).

181. Há exemplos em que o imposto incide quase que indiscriminadamente sobre os produtos importados, prática freqüentemente observada em países em desenvolvimento. Nesse caso, o imposto possui três funções básicas: aumento da receita, subsídio aos produtores locais e restrição quantitativa das importações. A última função é importante devido à característica dos países emergentes, que possuem pautas de exportação com grande participação dos produtos semi-manufaturados, com baixo valor agregado. Por outro lado, as suas pautas de importação caracterizam-se pela participação significativa das mercadorias manufaturadas, com alto valor agregado. O resultado deste tipo de comércio, em que há exportação de mercadorias de pouco valor agregado, associada a importação de mercadorias alto valor agregado, é o déficit na balança comercial.

182. Com exceção da França, todos os países estudados por Simão (2001) aplicam o imposto de importação nos produtos petrolíferos, porém, o tributo é

³⁵ Musgrave (1959), *The Theory of Public Finance*, New York, McGraw-Hill, Apud. Simão (2001), p. 59.



utilizado apenas em casos específicos. Nos países da Comunidade Européia, existe o imposto de importação para a gasolina com quantidade em peso de enxofre superior a 0,2%, para o óleo combustível e para os combustíveis mais leves com taxas de enxofre superiores a 3,5% e ainda para os demais combustíveis com taxas de enxofre superiores a 5,6%.

183. Embora a França não aplique o imposto de importação sobre os produtos petrolíferos, certos produtos estão sujeitos a uma licença de importação, a exceção daqueles que venham de países que tenham um tratamento preferencial da Comunidade Européia. Já nos Estados Unidos impõe-se uma política para a importação de petróleo e derivados mais restritiva que a da Europa. No entanto, produtos provenientes de alguns Estados do Oriente Médio não são taxados quando ingressam no país. Há que se considerar a importância da indústria petrolífera no Estado norte-americano, país que tem a segunda maior produção de petróleo e que contém a maior indústria de refino do mundo. Sendo assim, é razoável admitir-se que a total liberação da importação gere um impacto considerável na indústria interna do país. Esta consideração reforça , mesmo nos EUA, a necessidade de uma forma de intervenção no mercado petrolífero. Com isso, evitam-se por um lado crises ou racionamentos, por outro, ampliam-se os efeitos multiplicadores da indústria.

184. Segundo a “Energy Prices and Taxes” de 2000³⁶, as taxas de incidência sobre o petróleo e seus derivados nos Estados Unidos em 1999 eram as seguintes:

- (i) petróleo bruto com API maior que 25⁰³⁷: 10,5 cts/barril;
- (ii) petróleo bruto com API menor que 25⁰: 5,25 cts/barril;
- (iii) nafta: 10,5 cts/barril;
- (iv) gasolina: 52,5 cts/barril;

³⁶ IEA Statistics – Energy Price and Taxes (2000), Apud. Simão (2001), p. 61.

³⁷ Observa-se que as taxas que incidem sobre o petróleo bruto (mais baixas para petróleos mais pesados) representam um incentivo às refinarias que investiram (ou que desejam investir) em aumento de complexidade. No Brasil, ainda não foi adotado nenhum mecanismo com este propósito.



- (v) diesel: 10,5 cts/barril;
- (vi) óleo combustível: 10,5 cts/barril;
- (vii) lubrificantes: 84 cts/barril.

185. Em relação aos demais tributos incidentes na indústria petrolífera dos cinco países estudados, o imposto geral sobre a venda e o imposto especial são aplicados na Comunidade Européia (CE) e nos Estados Unidos. A Europa aplica o “Value Added Tax” (VAT) como imposto sobre a venda. A incidência deste imposto – que no Brasil é conhecido com IVA (Imposto sobre o Valor Agregado) – se dá, em cada país, de forma ad valorem múltipla, ou seja, com alíquota única sobre o adicionado em todas as etapas de comercialização de um determinado combustível.

186. Nos Estados Unidos, não existe uma uniformidade na alíquota do imposto geral sobre venda por ser um país com uma estrutura de governo federativa, onde cada esfera de decisão determina o próprio sistema de tributos. Ademais, os cinco países em tela impõem a incidência do tributo especial (excise tax) na indústria: este tributo é indireto e seletivo.

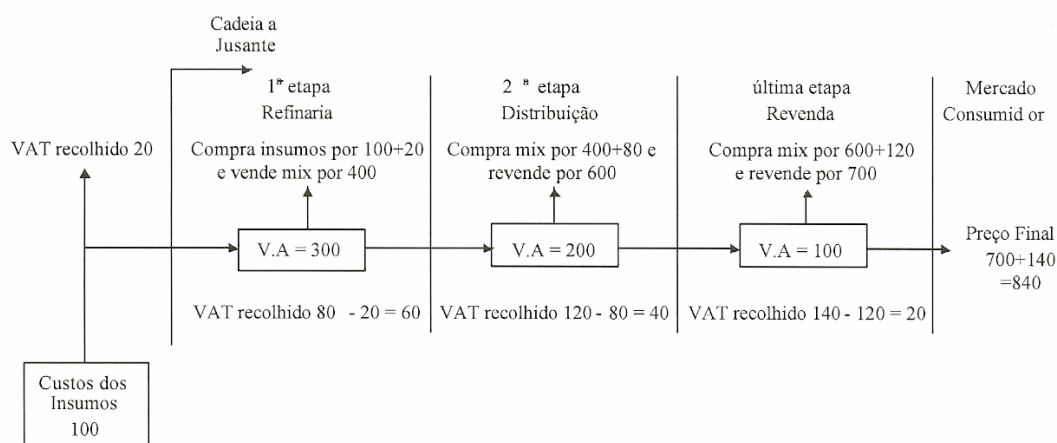
4.1.1 Unificação fiscal: o exemplo europeu

187. VAT é considerado por muitos especialistas como a forma mais moderna de imposto sobre venda, porque a sua incidência ocorre em todas as etapas de produção e de comercialização, o que possibilita a dedução do imposto pago na etapa precedente, para fins de apuração do débito final em cada passo. É um imposto transparente, que reduz sensivelmente a sonegação. Além das vantagens anteriores, o VAT não onera a produção, porque incide sobre a compra, é abrangente e não cumulativo. Por isso, pode substituir vários tipos de tributos que

são cumulativos. Quando isto ocorre, o VAT simplifica o sistema tributário e proporciona a harmonização fiscal, fatores importantes para a integração de cada país ao comércio internacional.

188. A Figura 23, extraída de Simão (2001), contém a representação do funcionamento do sistema de arrecadação do VAT na comercialização dos derivados. Na representação, foram utilizados valores hipotéticos para as agregações de valor, para os custos dos insumos e para a alíquota do imposto, a fim de tornar a exposição mais elucidativa.

Figura 23 – Sistema de arrecadação através do VAT, onde mix representa uma cesta composta por todos os produtos vendidos pela refinaria



Fonte: Simão (2001), p. 62

189. Na Europa, o valor da alíquota do VAT gira em torno de 20% e é este o valor utilizado na simulação feita por Simão (2001). O fluxo a jusante tem início com a compra dos insumos pela refinaria. Nesse momento, a refinaria paga o VAT em montante proporcional ao valor da compra, sendo este repassado ao fisco pelo produtor dos insumos. Após a obtenção dos produtos derivados, é realizada a venda destes, na qual incide novamente o VAT. Considera-se que, por 1.000 litros de um mix de produtos fabricados pela refinaria, o consumidor paga o valor hipotético de

93



\$400, mais \$40 relativo ao VAT. Este montante é recolhido pela refinaria, que desconta o valor do imposto pago na compra dos insumos e repassa o restante do montante do VAT ao fisco. O mecanismo se repete nas etapas posteriores até o consumidor final. Ao final da cadeia de comercialização, o valor total arrecadado com o VAT é correspondente a 20% do valor total agregado ao produto nas suas várias etapas de produção. Este valor recai sobre o consumidor final.

190. Por conta deste mecanismo é que as companhias que operam a montante da indústria questionam a aplicação do imposto. Alegam estas companhias que, quando elas contratam serviços e equipamentos na fase de exploração, a transação é vista pelo sistema tributário como uma transação final. Se a empresa não opera a jusante da cadeia de valor, ou se não descobre petróleo ou gás para vendê-lo no mercado interno, não terá como obter o ressarcimento do imposto pago na etapa de exploração. O mesmo problema ocorre com as exportações, quando elas são isentas do VAT. Neste caso, o exportador também não tem como reaver o crédito.

191. A Comunidade Européia (CE) adota para o VAT o princípio do destino nas operações comerciais entre os seus membros. Desta maneira, o imposto incide na compra dos produtos, o que está de acordo com os preceitos que regem a adoção desse tipo de tributo. Isto significa que o comércio dos membros da CE com o resto do mundo não é tributado na saída dos bens e serviços (a alíquota de exportação é nula). Da mesma forma, no comércio realizado entre os países da comunidade, os bens e os serviços são tributados no local de destino. Porém, os países membros da CE ainda não adotam uma regra única para o sistema tributário, em razão da dificuldade de se limitarem as autonomias dos Estados.

192. No Quadro 8, extraída de Simão (2001), estão contidas as alíquotas do VAT vigentes para os principais combustíveis entre as décadas de 1970 e 1990, nos quatro países europeus considerados. Através da análise dos dados, observa-se que, salvo nos casos de isenção, todos os países considerados aumentaram as alíquotas do VAT dos principais combustíveis ao longo dos anos. Apesar da semelhança na política de isenção e na evolução da imposição do imposto, as



diferenças das alíquotas vigentes em cada país ainda eram bastante significativas em 1999. A título de exemplo, a gasolina era tributada com alíquota de 15% na Alemanha e de 23% na Noruega.

Quadro 8 – Evolução das alíquotas por combustível em alguns países europeus.

	Gasolina	Diesel uso comercial	Óleo Combustível leve uso industrial	Óleo Combustível pesado uso industrial
Reino Unido	1976 - 79 : 12,5% 1979 - 91 : 15% 1991 - 99 : 17,5%	Sem Incidência	Sem Incidência	Sem Incidência
Noruega	1970 - 92 : 20% 1993 - 94 : 22% 1995 - 99 : 23%	Sem Incidência	Sem Incidência	Sem Incidência
França	1978 - 82 : 17,6% 1982 - 95 : 18,6% 1995 - 99 : 20,6%	1978 - 82 : 17,6% 1985 : 9,8% 1992 - 99 : 0%	1978 - 82 : 17,6% 1985 : 9,8% 1992 - 99 : 0%	1978 - 82 : 17,6% 1985 : 9,8% 1992 - 99 : 0%
Alemanha	1978 - 79 : 12% 1979 - 83 : 13% 1983 - 92 : 14% 1993 - 99 : 15%	Sem Incidência	Sem Incidência	Sem Incidência

Fonte: IEA Statistics – Energy Price and Taxes, 2000³⁸.

193. No caso das isenções do VAT – considerando-se o uso comercial, agrícola, industrial e de geração elétrica – elas sempre existiram na maioria dos países para o óleo diesel e para os óleos combustíveis pesado e leve. A França foi a exceção durante muito tempo. O país só isentou totalmente do VAT o óleo combustível leve e o diesel (para as atividades industriais, comerciais e agrícolas) a partir de 1992. A demora na isenção para os dois combustíveis no país encontra justificativa na grande participação da energia nuclear na matriz energética da França, o que deve ter influenciado a política de preços adotada para os combustíveis no país.

194. Além do VAT, o imposto especial (“excise tax”) é aplicado em todos os países europeus estudados. Este tipo de tributo incide de forma específica, indireta e

³⁸ IEA Statistics – Energy Prices and Taxes (2000), Apud. Simão (2001), p. 64.



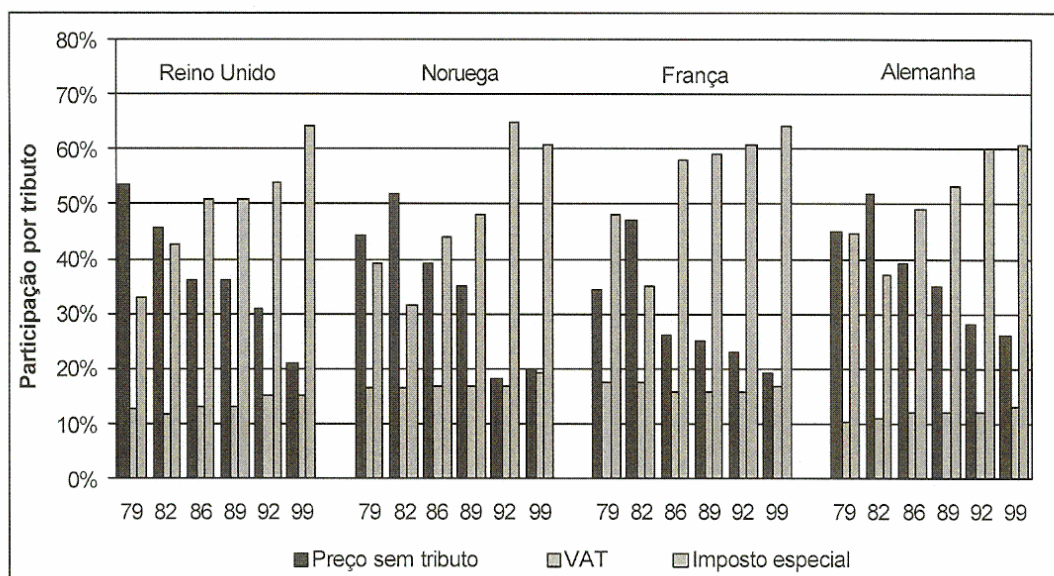
única sobre a refinaria, que repassa o imposto como custo em decorrência do seu grande poder de mercado. Na França e no Reino Unido, existe apenas um imposto especial incidindo sobre os combustíveis: o “excise tax” que os britânicos chamam de “hidrocarbon tax”. Na Noruega, o imposto especial é composto pelo “excise tax” propriamente dito, pelo “sulphur tax” e pelo “CO2 tax”. Na Alemanha existe, além do “excise tax”, a contribuição para o estoque de emergência. Os valores do imposto especial variam de acordo com as políticas estratégicas de cada Estado.

195. É importante salientar que o imposto especial tinha, em 1999, participação maior do que o VAT na composição do preço final dos combustíveis. Isso porque o imposto geral sobre venda é um tributo que incide de forma ampla sobre as transações comerciais, o que simplifica e harmoniza o sistema tributário, mas não é indicado para corrigir distorções ou capturar rendas extraordinárias que são geradas em determinadas indústrias. Para estes casos é mais apropriado utilizar o imposto especial. Além disso, em 1999, nos quatro países europeus, o VAT não incidia nem no diesel para o uso comercial, nem nos óleos combustíveis para uso industrial.

196. A Figura 24, extraída de Simão (2001), contém as participações do preço sem tributo e dos tributos na formação do preço final da gasolina, entre 1979 e 1999, em quatro países: Reino Unido, Noruega, França e Alemanha. Através dos dados, é possível concluir que a participação do preço sem tributo **se reduziu** consideravelmente entre 1979 e 1999, em detrimento da participação do imposto especial.

197. A alteração da participação dos componentes na formação do preço do diesel, dos óleos combustíveis leve e pesado, a partir de 1979, nos quatro países, pode ser observada nos dados contidos no Quadro 9.

Figura 24 – Composição do preço final da gasolina.



Fonte: IEA Statistics – Energy Price and Taxes, 2000³⁹.

Quadro 9 – Evolução da participação dos componentes por combustível.

	Ano	Diesel uso comercial			Óleo Combustível Leve uso Industrial			Óleo Combustível Pesado uso industrial		
		PSI ¹	IE ²	VAT ³	PSI ¹	IE ²	VAT ³	PSI ¹	IE ²	VAT ³
Reino Unido	1979	60%	40%	0%	93%	7%	0%	91%	9%	0%
	1986	48%	52%	0%	92%	8%	0%	90%	10%	0%
	1999	26%	74%	0%	72%	28%	0%	72%	28%	0%
Noruega	1979	99%	1%	0%	99%	1%	0%	97%	3%	0%
	1986	97%	3%	0%	96%	4%	0%	91%	9%	0%
	1999	45%	55%	0%	87%	13%	0%	70%	30%	0%
França	1979	44%	38%	18%	71%	17%	12%	82%	1%	15%
	1986	47%	44%	9%	67%	26%	7%	68%	26%	7%
	1999	63%	37%	0%	70%	30%	0%	88%	12%	0%
Alemanha	1979	51%	49%	0%	94%	6%	0%	95%	5%	0%
	1986	49%	51%	0%	82%	18%	0%	94%	6%	0%
	1999	40%	60%	0%	75%	25%	0%	88%	12%	0%

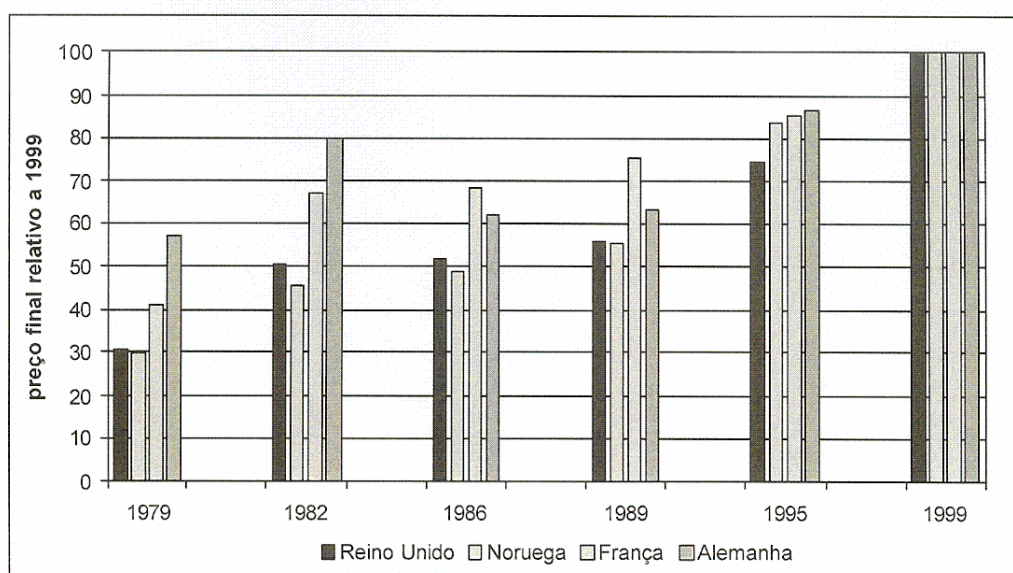
Fonte: IEA Statistics – Energy Price and Taxes, 2000⁴⁰.

³⁹ IEA Statistics – Energy Prices and Taxes (2000), Apud. Simão (2001), p. 66.

⁴⁰ IEA Statistics – Energy Prices and Taxes (2000), Apud. Simão (2001), p. 67.

198. A redução da participação do preço sem tributo dos combustíveis a partir de 1982, nos quatro países analisados, pode ser explicada por dois fatores principais: (1) a redução do preço do petróleo; e (2) o aumento do imposto especial e da alíquota do VAT. Mas, apesar da queda do preço do petróleo a partir de 1986, o preço final dos combustíveis continuou a subir nos países europeus, em razão do aumento da carga tributária. A evolução do preço final dos principais combustíveis, nos quatro países analisados, pode ser observada com o auxílio da Figura 25.

Figura 25 – Evolução do preço final da gasolina



Fonte: IEA Statistics – Energy Price and Taxes, 2000⁴¹.

199. Como se conhece dos textos de microeconomia, a elasticidade da curva de demanda dos derivados é pequena no curto prazo⁴². Por isto, os governos dos países europeus puderam aplicar uma política austera, aumentando os preços finais dos combustíveis durante as décadas de 1980 e 1990. Ressalta-se que, durante este período, a oferta de petróleo cresceu mais rápido do que a demanda,

⁴¹ IEA Statistics – Energy Prices and Taxes (2000), Apud. Simão (2001), p. 68.

⁴² Pindick, R.S., Rubinfeld, D.L. (2002), Microeconomia, Quinta Edição, São Paulo, Prentice Hall, p. 35.



resultando na redução do preço do petróleo e na transferência do poder de mercado petrolífero dos Estados produtores para alguns países consumidores.

200. Mas a redução do preço do petróleo não foi repassada para o consumidor final. Ao invés disto, os governos dos países consumidores, por intermédio da tributação, se apropriaram de uma renda antes apropriada pelos Estados produtores. Portanto, a política dos países europeus ocasionou duas mudanças importantes no mercado petrolífero. A primeira foi a transferência da renda descrita anteriormente. A segunda foi a criação de um instrumento de controle dos preços, pouco dependente da variação do preço do petróleo, tornado possível pela grande margem que passou a existir, entre o custo do derivado e o preço deste no mercado interno. Assim, os governos puderam diminuir o imposto especial, em períodos de preços altos, elevando este mesmo tributo, em períodos de preços baixos, criando um colchão capaz de amortecer o impacto da variação do preço do petróleo nas economias nacionais.

4.1.2 O exemplo do sistema federativo americano

201. Estado norte-americano constitui um exemplo diferente daquele dos países europeus. Ele possui um sistema de governo federativo, cuja responsabilidade da arrecadação tributária encontra-se dividida entre as várias esferas de Governo. Não é o caso, por exemplo, da Alemanha, que também possui um sistema de governo federativo, porém adota o IVA em escala nacional, partilhando a receita com os Estados-membros. Essa opção, contudo, implica perda de autonomia tributária, dificilmente aceita pelas esferas inferiores de poder.

202. A discussão em torno do federalismo fiscal americano se desenvolve a partir de três aspectos principais da função tributária: alocação, distribuição e estabilização. Para Musgrave (1959)⁴³, a função alocação é a maior justificativa a favor da divisão das responsabilidades fiscais entre as esferas de governo, isto em

⁴³ Musgrave (1959), *The Theory of Public Finance*, New York, McGraw-Hill, Apud. Simão (2001), p. 69.



razão da abrangência dos bens públicos. Alguns bens, por exemplo, beneficiam todo o país (defesa nacional, pesquisa para a cura da AIDS), enquanto que outros atingem uma região em particular (saneamento, coleta de lixo). Em vista disso, muitos autores concordam que a divisão dos serviços públicos de acordo com o alcance do benefício (de modo que as preferências locais sejam respeitadas e, em contrapartida, financiadas pelos beneficiados) além de mais eficiente é mais democrática. Segundo Musgrave (1959), a premissa anterior prevaleceu no desenvolvimento do sistema tributário americano, que é dividido em três esferas de governo: federal, estadual e local. Assim, cada poder fica responsável por fornecer aqueles serviços, cujos benefícios ocorrem dentro dos seus limites. Para isso dispõem de sistema próprio de tributação para gerar a receita necessária ao financiamento dos bens públicos.

203. Devido ao federalismo fiscal, os Estados Unidos contêm um sistema tributário incidente sobre as vendas mais complexo que o europeu. Em nível federal, utiliza-se o imposto federal sobre vendas e o imposto seletivo, ambos específicos. O imposto seletivo é aplicado sobre o produtor, com exceção dos serviços telefônicos e de transportes aéreos. No plano estadual, aplica-se o imposto geral sobre venda (cujas alíquotas variam entre 2% e 6%) e o imposto seletivo. Ambos incidem sobre o varejo. No âmbito municipal, aplicam-se o imposto geral sobre a venda no varejo, as taxas especiais e de serviços. Como as taxas incidem sobre o pagamento por aquisições feitas pelo consumidor, elas podem ser incluídas na categoria geral de tributação sobre vendas (Musgrave, 1959)⁴⁴.

204. Em relação à tributação incidente a jusante da indústria do petróleo nos Estados Unidos, tem-se que ela é composta basicamente pelo imposto especial, uma vez que o imposto geral sobre venda só é aplicado em oito Estados. Em nível federal, as taxas que incidem sobre a gasolina e o diesel para uso não comercial são de respectivamente 4,83 e 6,42 cents por litro. No plano estadual, existe a variação

⁴⁴ Musgrave (1959), *The Theory of Public Finance*, Apud. Simão (2001), p.60.



nas taxas do imposto especial. O Quadro 10 contém os valores das taxas impostas relativas a cada Estado americano.

Quadro 10 – Alíquotas federal e estaduais nos Estados Unidos.

Federal and State Motor Fuel Taxes ¹					
(cents per litre)					
	Motor	Diesel		Motor	Diesel
	Gasoline	Fuel		Gasoline	Fuel
Federal ²	4.86	6.45	Mississippi	4.86	4.86
Average State Tax	5.19	5.00	Missouri ⁴	4.49	4.49
Alabama ⁴	4.76	5.02	Montana ⁴	7.33	7.53
Alaska	2.11	2.11	Nebraska ¹	6.02	6.02
Arizona	4.76	4.76	Nevada ⁴	6.27	7.33
Arkansas	4.91	4.91	New Hampshire	5.18	5.18
California ^{3,4}	4.76	4.76	New Jersey	2.77	3.57
Colorado	5.81	5.42	New Mexico ⁴	4.89	5.15
Connecticut ⁴	9.51	4.76	New York ^{3,4}	5.82	5.63
Delaware	6.08	5.81	North Carolina	5.60	5.60
District of Columbia	5.28	5.28	North Dakota	5.28	5.28
Florida ⁴	3.46	3.46	Ohio	5.81	5.81
Georgia ⁴	1.98	1.98	Oklahoma	4.49	3.70
Hawaii ^{3,4}	4.23	4.23	Oregon ⁴	6.34	6.34
Idaho	6.60	6.60	Pennsylvania	6.84	8.14
Illinois ^{3,4}	5.02	5.68	Rhode Island	7.66	7.66
Indiana	3.96	4.23	South Carolina ⁴	4.23	4.23
Iowa ^{3,4}	5.28	5.94	South Dakota ⁴	5.55	5.55
Kansas ⁴	4.76	5.28	Tennessee	5.28	4.49
Kentucky	4.33	3.54	Texas	5.28	5.28
Louisiana	5.28	5.28	Utah	6.47	6.47
Maine	5.02	5.28	Vermont	5.02	4.23
Maryland	6.21	6.41	Virginia ⁴	4.62	4.23
Massachusetts	5.55	5.55	Washington ⁴	6.08	6.08
Michigan ⁴	5.02	5.02	West Virginia	5.42	5.42
Minnesota	5.28	5.28	Wisconsin	6.71	6.71
			Wyoming	2.38	2.38

¹ This figure lists rates of general application (including, but not limited to excise taxes, environmental taxes, special taxes, and inspection fees), exclusive of county and local taxes. Rates are also exclusive of any State taxes based on gross or net receipts. The State rates are effective as of January 1, 1999.

² The Federal tax on motor gasoline and diesel fuel decreased to 4.84 cents/litre and 6.45 cents, respectively, on 1 January 1997.

³ Additional State taxes are levied as follows: California: 7.25 per cent sales tax; Connecticut: 5 per cent gross earnings tax; Georgia: 4 per cent sales tax; Hawaii: 4 per cent sales tax; Illinois: sales tax of 6.25 per cent sales tax; Indiana: 5 per cent sales tax; Iowa: 1 percent environmental protection tax; Michigan: 6 percent sales tax; Minnesota: clean up fund rate of 0.4-0.53 c/l based on storage size; New Jersey: gross receipts tax 1.06 c/l for on-highway use fuels; New York: 4 per cent sales tax; Virginia: sales and use tax of 2 percent in areas where mass transit systems exist; West Virginia: Consumer and sales tax of 1.28 c/l.

⁴ Local option taxes are allowed. In Florida, the State assesses a SCETS tax of two-thirds the county rate. In addition, the State collects a "ninth cent tax" and a second local tax. These taxes add an average of 3.12 cents per litre to the motor fuel state tax. In Hawaii, LOTS are as follows: Honolulu: 3.46 cents per litre; Maui 3.43 cents per litre; Hawaii: 2.32 per litre; Kauai: 2.64 cents per litre.

Source: State revenue/taxation offices.
Published: Energy Information Administration, Petroleum Marketing Monthly, September 1999.

Fonte: IEA Statistics – Energy Price and Taxes, 2000⁴⁵

⁴⁵ IEA Statistics – Energy Prices and Taxes (2000), Apud. Simão (2001), p. 71.



205. A estrutura tributária americana é, por um certo ângulo, mais democrática que aquela europeia. Ela distribui o poder de tributar entre as esferas de governo. Não obstante, ela impõe maior complexidade ao sistema e, por consequência, maior custo de fiscalização e administração. Além disso, o sistema de tributo descentralizado pode prejudicar as relações fiscais entre as unidades de governo e, por mais perfeito que ele seja, é muito difícil limitar os benefícios às fronteiras das unidades, bem como mantê-los uniformes dentro de uma mesma jurisdição.

206. Diferenças significativas das imposições entre localidades podem ocasionar distorções econômicas regionais e viabilizar mecanismos geradores de evasão e elisão fiscal. Portanto, a coordenação entre os vários governos e os respectivos sistemas tributários é um dos principais fatores responsáveis pela eficiência global da estrutura fiscal americana (Simão, 2001).

4.1.2 Conclusões

O sistema de tributação utilizado pela comunidade europeia, ao adotar o VAT como imposto geral sobre a venda, torna-se o mais eficiente economicamente em razão de vantagens teóricas. A primeira razão decorre da neutralidade do imposto, por não interferir na estrutura organizacional das empresas, ou seja: o total de imposto incidente em um determinado produto independe do número de estágios da produção e da distribuição, diferentemente dos impostos que incidem em cascata.

207. Uma segunda vantagem do VAT advém da sua incidência em múltiplos estágios, o que lhe confere um mecanismo de controle, dado que o registro das operações é indispensável para a utilização do crédito. A terceira vantagem do VAT é que a maior parte da receita gerada com o imposto é arrecadada nas etapas pré-varejistas, porque a agregação de valor no varejo é pequena se comparada com as etapas anteriores. Portanto, a fiscalização pode ser simples e eficiente, controlando-se apenas as empresas maiores, as importações e as vendas atacadistas. Uma quarta vantagem do tributo, é que os bens de produção podem ser facilmente e



totalmente isentos, evitando-se deste modo, bi-tributação e o efeito cascata. Este mecanismo de isenção, como revisto, é utilizado nos países europeus sobre o óleo combustível e o diesel para os usos comerciais.

208. Contudo, apesar das grandes vantagens oferecidas pelo VAT, ele apresenta algumas desvantagens. A principal é a necessidade de se evitarem ou minimizarem isenções e diferenciações de alíquotas, para garantir o bom funcionamento do imposto. Esta exigência muitas vezes é deixada à margem, em detrimento de políticas que utilizam a isenção como instrumento de distribuição da renda e de fomento a determinados setores da economia. Não obstante, é possível concederem-se isenções totais e parciais, sem o comprometimento do sistema de incidência do VAT (como no exemplo europeu). Mas, para se alcançarem os objetivos desejados, é necessário adicionar um mecanismo de compensação financeira aos setores beneficiados com a isenção. O mecanismo funciona da seguinte forma: o beneficiário paga normalmente o VAT na compra dos insumos (que neste caso são isentos do tributo) e, posteriormente, é restituído pelo governo da parcela isenta. A vantagem do mecanismo é que o sistema de funcionamento do tributo continua inalterado.

209. No exemplo dos países europeus, o uso comercial do diesel é inteiramente isento. Logo, todos os consumidores comerciais do diesel recebem a restituição total do VAT pago sobre o preço do combustível. Este mecanismo é utilizado em muitos países para solucionar os dois casos discutidos anteriormente, em que as companhias de petróleo não têm como reaver o tributo pago nas atividades à montante da indústria. O problema é resolvido restituindo-se ao exportador o valor do imposto embutido na mercadoria exportada, o que, no caso das companhias petrolíferas que atuam no segmento de exploração, corresponde a restituir-se a companhia do imposto pago quando da contratação de empresas de serviços.

210. É importante salientar que o mecanismo de isenção apresentado só é possível, porque, como visto anteriormente, é o consumidor final que paga o VAT. Ademais, observa-se que os sistemas tributários vigentes para o setor a jusante da



indústria do petróleo, nos cinco países estudados, são distintos em alguns pontos, sobretudo no caso americano. Mas eles se assemelham na transparência e na obediência à teoria tributária. Em todos os exemplos, coexistem, no entanto, elisões, evasões e distorções, tornando-se necessário o contínuo ajuste dos sistemas de tributação. Mas a transparência e a concordância com a teoria tributária tornam o sistema fiscal simples tanto para o contribuinte, quanto para o Estado, o que facilita o funcionamento da fiscalização e inibe os crimes fiscais.

4.2 ESTRUTURA TRIBUTÁRIA NO BRASIL⁴⁶

211. A desregulamentação do setor de abastecimento de combustíveis no Brasil iniciou-se na década de 1990 e culminou com a abertura do mercado em 1º de janeiro de 2002. Este processo contemplou, entre outras medidas, a liberação de preços, margens e fretes em toda a cadeia produtiva (anteriormente regulamentadas pelo governo) e a criação da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), em substituição a uma outra contribuição existente anteriormente, denominada Parcela de Preço Específica (PPE). Essas medidas foram necessárias para eliminar as distorções observadas no mercado, geradas pela existência de subsídios cruzados e ressarcimentos de despesas de distribuição e transporte. Visaram a permitir a equalização entre o produto nacional e o produto importado, contribuindo desta forma para o desenvolvimento de um mercado competitivo.

212. Os impostos e contribuições existentes hoje no Brasil sobre os combustíveis são os seguintes:

- (i) Imposto sobre Importações (II);

⁴⁶ Esta seção está baseada em Schechtman et al (2001), Combustíveis no Brasil: Política de Preço e Estrutura Tributária.



- (ii) Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS);
- (iii) Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP);
- (iv) Contribuição Provisória sobre Movimentações Financeiras (CPMF); e
- (v) Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (CIDE).

213. Imposto sobre Importações é um imposto indireto, ou seja, aquele imposto em que o contribuinte de direito, designado pela lei, transfere a carga tributária para o contribuinte de fato: o consumidor final. Este imposto incide sobre os preços CIF dos produtos importados, porém com alíquota zero nas importações de petróleo e combustíveis, independentemente da origem destes.

214. O ICMS é um imposto estadual também indireto, que equivale ao Imposto sobre valor Agregado (IVA) (o mesmo que “Value Added Tax” – VAT) utilizado em outros países. O fato gerador para o seu recolhimento no setor de combustíveis é a circulação de mercadorias dentro de um mesmo Estado ou entre Estados. As alíquotas desse imposto para os combustíveis podem variar de Estado para Estado e são estabelecidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ)⁴⁷.

215. Em geral, a base de cálculo do ICMS é o preço de venda das mercadorias, incluído o próprio ICMS, caracterizando o que se denomina cálculo por dentro. O regime de cálculo utilizado para os combustíveis é o de substituição tributária. Esse regime consiste na nomeação de um contribuinte como responsável pelo recolhimento do ICMS, devido por outros contribuintes da mesma cadeia produtiva. Como os preços de venda dos combustíveis estão liberados, o ICMS de substituição

⁴⁷ O Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ – é constituído pelos Ministros da Fazenda e do Planejamento e os Secretários da Fazenda dos Estados e do Distrito Federal.



tributária (relativo às etapas de distribuição e revenda), que é recolhido pela refinaria, pode ser calculado com base em uma margem de valor agregado (margem de lucro presumido), estabelecida no Convênio ICMS 37/00, de 26 de julho de 2000. Ele também pode ser calculado por intermédio da utilização de uma fórmula, definida no Convênio ICMS nº 139/01, de 19 de dezembro de 2001, fórmula esta que utiliza um preço de referência (preço pauta), definido pelos Estados, porém sujeito à aprovação do CONFAZ.

216. Essa segunda modalidade de cálculo do ICMS de substituição tributária não existia anteriormente a dezembro de 2001. Por ela, para a definição dos preços de referência, além da pesquisa realizada pelo Estado, [a critério desse mesmo Estado, poderá](#) ser utilizado um levantamento de preços efetuado por instituto de pesquisa idôneo, sob a responsabilidade da ANP ou de outro órgão governamental.

217. Nas operações de importação, o tributo arrecadado cabe ao estado onde está localizado o estabelecimento importador. O ICMS incide somente sobre o valor CIF do produto, uma vez que o Imposto de Importação possui alíquota zero e não há incidência de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) sobre os combustíveis. Isso equivale a dizer que, para o produto importado, o cálculo do ICMS é feito por fora. O valor arrecadado (normalmente pago no momento do desembarço aduaneiro do produto no país) é computado como crédito no resto da cadeia e – na hipótese da entrega da mercadoria se dar antes do desembarço aduaneiro – a exigência do imposto ocorrerá nesse momento. Nas operações de exportação não ocorre a incidência do ICMS sobre petróleo ou seus derivados.

218. Sobre as operações interestaduais de comercialização de petróleo e seus derivados (combustíveis e lubrificantes) não há incidência de ICMS, conforme disposto na Constituição Federal de 1988. Essa imunidade de cobrança, prevista na Constituição, não visa à redução da carga tributária nesses tipos de operações, mas à garantia da integralidade do ICMS ao Estado consumidor dos derivados. O recolhimento do ICMS nesses casos também é feito por intermédio de substituição



tributária, ou seja, a refinaria recolhe o imposto e repassa ao Estado de destino, sendo a margem interestadual de valor agregado fixada pelo CONFAZ. Segundo Silveira (2002)⁴⁸, uma decisão do Supremo Tribunal Federal considerou que a não incidência do imposto **se refere** ao Estado de origem. Logo, atravessando a fronteira, o ICMS é devido ao Estado de destino.

219. Além disso, o ICMS total relativo à operação de venda de gasolina, diesel ou GLP da refinaria às distribuidoras, recolhido pela refinaria, consiste de duas parcelas. A primeira parcela, denominada ICMS da refinaria, é calculada sobre o preço de faturamento do combustível ex-refinaria e adicionada do custo arbitrado de transferência até as bases das distribuidoras e dos encargos financeiros. A segunda parcela, denominada ICMS de substituição tributária e relativa às atividades de distribuição e revenda, é calculada por meio de regime de substituição tributária. No caso do Estado de São Paulo – onde a alíquota de ICMS é de 25% e a margem de valor agregado em janeiro de 2002 foi de 112,97% – utiliza-se a margem de valor agregado definida no Convênio ICMS nº 37/00.

220. No caso do cálculo das contribuições sociais PIS/PASEP e COFINS, emprega-se uma metodologia diferente das discutidas anteriormente. Estas contribuições são cumulativas e calculadas com base no que se chama de receita bruta da pessoa jurídica, que vem a ser a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, sendo irrelevantes o tipo de atividade por esta exercida e a classificação contábil adotada para as receitas. A arrecadação dessas contribuições destina-se à União. No caso de vendas, o fato gerador do tributo é configurado no momento do faturamento.

221. Com relação às vendas de combustíveis, a partir da Lei n.º 9.990/00, de 21 de julho de 2000, extinguiu-se a substituição tributária para o PIS/PASEP e a COFINS da gasolina A, do diesel e do GLP. O recolhimento dessas contribuições passou a ser feito em uma única vez na refinaria, sobre o preço de faturamento desses

⁴⁸ SILVEIRA, J. (2002), A Abertura do Mercado de Combustíveis: A Nova Estrutura Tributária e a Evolução da Desregulamentação de Preços, p. 6.



combustíveis, incluindo-se o ICMS da atividade de refino. Após a liberação dos preços de faturamento, a base de cálculo passou a ser o preço da refinaria ou o preço do produto importado, acrescido de ICMS. As alíquotas vigentes⁴⁹ a serem pagas pelas refinarias são as seguintes:

- a) gasolinas (com exceção da gasolina de aviação): 2,70% e 12,45%.
- b) óleo diesel: 2,23% e 10,29%.
- c) GLP: 2,56% e 11,84%.

222. A Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF) é um tributo que recai sobre toda e qualquer movimentação financeira efetuada, incidindo, portanto, sobre todos os pagamentos realizados nas aquisições de bens e serviços ao longo da cadeia de valor da indústria do petróleo. Sua alíquota é de 0,38%⁵⁰.

223. Já a Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (CIDE) foi introduzida pela Emenda Constitucional nº 33, de 11 de dezembro de 2001, tendo sido regulamentada pela Lei Complementar nº 10.336/01, de 19 de dezembro de 2001⁵¹. Até a sua introdução, o país possuía um sistema particular de preços e subsídios cruzados para os derivados, onde a Parcela de Preço Específica (PPE), mesmo não se tratando propriamente de um tributo, incidia sobre o preço dos derivados nas refinarias, sendo recolhida unicamente pela Petrobras. A título de registro, a PPE possuía um valor positivo para a gasolina, negativo para o GLP e, para o diesel, seu valor ora era positivo, ora era negativo, sendo, no entanto, muito próximos à zero.

224. De acordo com o previsto na sua regulamentação, a CIDE incide sobre as operações de importação e de comercialização de petróleo e combustíveis. No entanto, as atividades de exportação estão isentas do pagamento desta

⁴⁹ Os valores das alíquotas vigentes eram os aqui apresentados na data de fechamento do conteúdo deste relatório, em 11 de novembro de 2007.

⁵⁰ Esta informação era verdadeira na data de fechamento do conteúdo deste relatório, em 11 de novembro de 2007.

⁵¹ Alterada, posteriormente, pelo Decreto nº 4.066, de 27 de dezembro de 2001.



contribuição. Desta forma, pela regulamentação vigente, os contribuintes da CIDE são os seguintes: o produtor, o formulador⁵² e o importador dos combustíveis. A contribuição possui as seguintes alíquotas específicas⁵³:

Gasolinas	R\$ 0,5011/litro;
Diesel	R\$ 0,1578/litro;
GLP	R\$ 0,1064/kg.

225. Está previsto ainda na Lei nº 10.336/01, que o contribuinte poderá deduzir o valor da CIDE dos valores das contribuições para o PIS/PASEP e para a COFINS, devidos na comercialização dos produtos no mercado interno, até os seguintes limites de referência⁵⁴:

Gasolina	R\$ 0,0394 e R\$ 0,1817 por litro
Diesel	R\$ 0,0156 e R\$ 0,0722 por litro
GLP	R\$ 0,0243 e R\$ 0,1124 por quilo

226. Cabe registrar que, antes da abertura do mercado em janeiro de 2002, o preço ao consumidor final era composto pelas seguintes parcelas: (i) preço do produtor ou importador, adicionado dos tributos e margens de distribuição e dos fretes até a base de distribuição e (ii) preço da distribuidora, acrescido das margens e dos fretes de revenda. Com isso, no mês de outubro de 2001, como registra Silveira (2002), os tributos, incluindo-se a PPE, representavam aproximadamente 52% do preço final ao consumidor (no caso da gasolina), 14% (no caso do diesel) e 1,7% (no caso do GLP). A título de comparação, em janeiro de 2002, com a abertura total do mercado, os tributos passaram a representar respectivamente 69%, 30% e

⁵² Com a edição da Lei n.º 10.336/01, de 19 de dezembro de 2001, foi criada a figura do formulador de combustíveis. O exercício da atividade da formulação da gasolina e a figura do formulador foram regulamentados pela Portaria ANP nº 316, de 27 de dezembro de 2001.

⁵³ Os valores das alíquotas específicas da CIDE vigentes eram os aqui apresentados na data de fechamento do conteúdo deste relatório, em 11 de novembro de 2007.



20%. Pode-se perceber que houve um aumento do peso dos tributos no preço final ao consumidor, aumento este que pode ser explicado pela introdução da incidência da CIDE sobre GLP e sobre o diesel, uma vez que a PPE possuía valor negativo para o primeiro e, na maioria das vezes, também negativo para o segundo. Em relação à gasolina, embora, quando comparado a dezembro de 2001, o valor da CIDE tenha sido inferior ao da PPE (adicionada de PIS/COFINS), no restante dos meses do ano de 2001, esse último valor mostrou-se inferior ao valor cobrado por meio da CIDE.

4.3 A EVOLUÇÃO DA DESREGULAMENTAÇÃO⁵⁵

227. Como já comentado no início desta seção IV, a partir do início dos anos 1990, iniciou-se um gradual processo de flexibilização do regime de controle de preços dos combustíveis, particularmente no segmento de comercialização de produtos. Um novo arranjo institucional foi definido para a indústria do petróleo, tendo começado a ser implementado por meio da Emenda Constitucional n.º 9/95, que flexibilizou o monopólio de direito da Petrobras nas atividades de exploração, produção, importação e transporte em dutos. A partir daí, diversas ações começaram a ser adotadas na esfera governamental em relação ao preço dos combustíveis. As margens de distribuição e revenda – que até então eram fixadas, passaram a ser liberadas.

228. No que concerne aos combustíveis, a desregulamentação inicia-se em 1996, com a edição da Portaria MF nº 59, de 29 de março de 1996, Portaria esta que liberou os preços a serem praticados por distribuidoras e revendedores, na venda de gasolina e álcool hidratado, em praticamente todo território nacional. A exceção ficou

⁵⁴ Os limites de referência citados eram os aqui apresentados na data de fechamento do conteúdo deste relatório, em 11 de novembro de 2007.

⁵⁵ Esta seção está baseada em SILVEIRA, J. (2002), A Abertura do Mercado de Combustíveis: A Nova Estrutura Tributária e a Evolução da Desregulamentação de Preços.



por conta de alguns municípios da região norte, supridos pelo modal fluvial. Ainda no mesmo ano, houve a liberação dos fretes e das margens de distribuição e revenda do GLP, mantendo-se fixado o preço máximo deste combustível ao consumidor (Portaria, MF/MME nº 195, de 1 de agosto de 1996). Com a edição da Portaria MF/MME n.º 292/96, de 16 de dezembro de 1996, a liberação dos preços da gasolina foi estendida aos Estados do Tocantins e Mato Grosso, assim como às capitais Porto Velho, Manaus e Belém.

229. No entanto, sem dúvida, o balizador fundamental da abertura do mercado brasileiro de petróleo e derivados à concorrência foi a Lei n.º 9.478/97, de 6 de agosto de 1997, como já discutido na subseção (3.2). Esta lei criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), responsável por estabelecer as diretrizes da política energética nacional. Criou também a Agência Nacional do Petróleo (ANP), órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao MME, que incorporou, dentre as suas atribuições, as funções exercidas pelo extinto Departamento Nacional de Combustíveis (DNC). O DNC era um órgão que havia sido criado pelo Decreto-lei n.º 99.180/90, de 15 de março de 1990, como substituto do Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Esse órgão era então vinculado ao Ministério de Infra-Estrutura e responsável pela regulamentação do setor.

230. A alteração do marco legal da indústria do petróleo visou à introdução de um ambiente mais competitivo e à inserção da indústria do petróleo brasileira no cenário internacional. Dentro desse contexto, o Estado, operador e proprietário de ativos no setor produtivo, cede lugar ao Estado regulador, responsável por assegurar a liberdade para que os agentes privados busquem eficiência, progresso e qualidade de serviço. Além disso, o Estado assume a função de proteger os consumidores contra abusos de poder de mercado dos agentes econômicos.

231. A Lei n.º 9.478/97 previu a existência de um período de transição, durante o qual os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural (praticados por refinarias e unidades de processamento de gás natural)



estariam sob as diretrizes dos Ministérios da Fazenda (MF) e de Minas e Energia (MME). As medidas tomadas durante esse período de transição (entre outras, liberação dos preços e eliminação gradual dos subsídios embutidos nos preços dos derivados de petróleo) criaram condições para assegurar o aumento das alternativas de oferta de suprimento de derivados no mercado interno, ampliando as opções de acesso dos consumidores às novas fontes de suprimento, tanto internas como externas ao País.

232. O início do processo de abertura econômica e alinhamento dos preços nacionais aos do mercado internacional foi marcado pela edição da Portaria MF/MME n.º 3, de 27 de julho de 1998. Esta Portaria conjunta revogou a sistemática até então existente de formação de preços dos derivados, tendo estabelecido uma nova estrutura de preços para o petróleo e os seus derivados no País. Nesta nova sistemática, o MF e o MME, em conjunto com a Petrobras, definiram para cada derivado um preço de realização inicial, P_0 ⁵⁶, que refletia o custo operacional da empresa, acrescido de uma margem de lucro. A partir de 1º de agosto de 1998, o preço de realização de cada derivado passou a variar mensalmente, em função dos seus preços no mercado internacional. Esse preço era atualizado todo dia primeiro de cada mês, de acordo com a variação cambial e com as cotações dos produtos nos mercados de *US Gulf*, com exceção do GLP, que segue o mercado de *Mont Belvieu*.

233. Com relação aos preços de faturamento dos derivados, seus valores eram alterados somente por intermédio de atos conjuntos do MF e MME. A Portaria MF/MME n.º 3/98, referida acima, extinguiu ainda uma parcela geradora de recursos

⁵⁶ Esse preço de realização foi calculado a partir dos custos alternativos de importação dos derivados pela Petrobras. Para cada derivado, utilizou-se a seguinte composição: P_0 = Preço FOB nos mercados tidos como referência + frete marítimo de longo curso + seguro + imposto de importação + AFRMM. Anteriormente, o cálculo do preço de realização partia de um valor médio de realização – VMR, composto pelo somatório de quatro grupos: i) custos determinados em função dos preços do petróleo no mercado internacional, outros materiais de consumo importados e da taxa de câmbio; ii) custos relacionados a despesas com pessoal nas refinarias; iii) outros custos variáveis com a conjuntura interna de preços do país, e iv) custos relacionados com a depreciação, amortização e remuneração dos capitais investidos, visando assegurar o êxito econômico do parque refinador nacional. Na determinação do VMR, a apuração do valor de cada grupo foi estruturada com base em levantamento de custos realizados naquele ano, na refinaria Presidente Getúlio Vargas – REPAR, no Paraná.



financeiros, que havia sido criada em outubro de 1984: a parcela Frete de Uniformização de Preços (FUP)⁵⁷. Em seu lugar, a mesma Portaria criou uma nova parcela, denominada Parcela de Preço Específica (PPE), cujo valor para cada derivado deveria ser atualizado no primeiro dia de cada mês, pela seguinte fórmula:

$PPE_n = PFAT_n - [PR_n + (PIS/PASEP + COFINS)]$, [R\$/litro ou R\$/kg], onde:

PPE_n = valor da Parcela de Preço Específica do produto, no mês n;

PFAT_n = preço de faturamento do produto, na condição à vista, nas refinarias produtoras no mês n, exclusive ICMS;

PR_n = preço de realização do produto nas refinarias produtoras no mês n;

PIS/PASEP = valor da contribuição PIS/PASEP;

COFINS = valor da contribuição COFINS.

234. Em continuidade ao processo de desregulamentação dos preços dos derivados, em novembro de 1998, o preço ao consumidor do GLP foi liberado nas regiões Sul e Sudeste, por intermédio da Portaria MF/MME n.º 322/98, de 30 de novembro de 1998⁵⁸. Ainda em março de 1999, os preços ao consumidor da gasolina e do álcool hidratado foram liberados em todo o território nacional, por intermédio da Portaria MF n.º 59/96, de 29 de março de 1996, da Portaria MF n.º 292/96, de 13 de dezembro de 1996, e da Portaria MF/MME n.º 28/99, de 9 de março de 1999, respectivamente.

⁵⁷ A parcela denominada FUP (Frete de Uniformização de Preços) destinava-se a cobrir a diferença entre os preços CIF do petróleo e de seus derivados (quando importados) e os preços correspondentes, estabelecidos pelo governo para esses produtos. Cobria ainda despesas cambiais com a importação, custos de transporte e despesas a ele associadas. A receita da parcela FUP (e as despesas por ela suportadas) passaram a ser escrituradas (à ordem do CNP, em seguida do DNC e, por fim, da ANP) nas denominadas Contas Petróleo.

⁵⁸ A Portaria MF/MME n.º 54/98, de 16 de março de 1998, já havia liberado o preço ao consumidor do GLP nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo.



235. O Governo Federal, conforme disposto na Portaria MF/MME nº 2/01, de 4 de janeiro de 2001, alterou a sistemática de reajuste dos preços de faturamento da gasolina automotiva, do óleo diesel e do GLP nas refinarias, demais produtores ou importadores. Os preços passaram a ser reajustados no quinto dia útil dos meses de abril, julho e outubro, obedecendo à regra mostrada a seguir. A partir de 31 de dezembro de 2001, os preços estariam completamente liberados.

$IR = [IAP / (1 + RC/100) - 1] * 100$, onde:

IAP = índice de ajuste padrão, definido como a média das cotações diárias do petróleo Brent, em moeda nacional, dividido pelo preço de referência, estabelecido em R\$ 55/b.

RC = percentual do(s) reajuste(s) anterior(es) em %

236. A Portaria MF/MME nº 125/01, de 03 de maio de 2001, liberou o preço do GLP nas demais regiões do país, enquanto que a Portaria MF/MME nº 240, de 27 de julho de 2001, liberou o preço ao consumidor final do óleo diesel.

237. Findo o processo de liberalização de preços de distribuição e revenda, restava ser aprovada a Proposta à Emenda Constitucional (PEC) nº 42 para a criação da CIDE. A criação desta contribuição era um requisito indispensável para a abertura do mercado às importações e exportações. A aprovação da PEC e a regulamentação da CIDE foram o último passo para a criação das condições para o estabelecimento do livre mercado.

238. De acordo com Silveira (2002), dada a proximidade do prazo para a abertura total do mercado, durante a execução dos trâmites legais para a aprovação da PEC, a ANP submeteu um conjunto de regras (regulamentadas por Portarias) que se destinavam a tornar a legislação do abastecimento de combustíveis consistente com o que estava estabelecido na Lei nº 9.478/97. Foram, portanto, editadas Portarias que fixavam: (i) especificação de qualidade de gasolina e diesel; (ii) regras para



internação de produtos importados; (iii) regras para importação de solventes, diesel, gasolina; (iv) regras para exportação de derivados; (v) regras para formulação de combustíveis líquidos; (vi) regras para a produção de gasolina nas centrais petroquímicas e (vii) regras para o exercício da atividade de produção de solventes.

239. A seguir, são calculados os valores da PPE para a gasolina e GLP, com o intuito de demonstrar que essa parcela gerava uma distorção no sistema de preços, e se constituía em um dos impedimentos para a abertura total do mercado.

Exemplo 1 – Cálculo da PPE para a gasolina A em outubro de 2001

Preço de realização da gasolina A (PR): 0,6361 R\$/litro

Preço de faturamento da gasolina A (PF): 1,0428 R\$/litro

Alíquota de ICMS da gasolina (ICMS) para estado de São Paulo: 25%

Alíquota cumulativa do PIS/PASEP e COFINS da gasolina: 15,15%

$PIS/PASEP + COFINS = [PF/(1 - ICMS)] * 0,1515 = 0,2106$ R\$/litro

$PPE = PF - (PR + PIS/PASEP + COFINS) = 0,1961$ R\$/litro

Exemplo 2 – Cálculo da PPE para o GLP em outubro de 2001

Preço de realização do GLP (PR): 0,6857 R\$/litro

Preço de faturamento do GLP (PF): 0,5080 R\$/litro

Alíquota de ICMS do GLP para o estado de São Paulo (ICMS): 12%

Alíquota cumulativa do PIS/PASEP e COFINS do GLP: 14,40%

$PIS/PASEP + COFINS = [PF/(1 - ICMS)] * 0,1440 = 0,0831$ R\$/litro

$PPE = PF - (PR + PIS/PASEP + COFINS) = - 0,2608$ R\$/litro



240. Dos exemplos apresentados, pode-se perceber que a gasolina A apresenta uma PPE positiva e o GLP uma PPE negativa (o que indica, neste caso, um preço de faturamento menor do que a soma do preço de realização com os tributos). Como a PPE era recolhida apenas pela Petrobras, a prática de subsídio cruzado entre esses combustíveis provocava distorções no mercado e tornava a importação de determinados produtos muitas vezes inviável, uma vez que alguns produtos (GLP, por exemplo) tinham preço no mercado interno menor do que os preços do mercado internacional .

241. Esta situação tornou-se mais evidente quando da liberação da atividade de importação de GLP pela Portaria ANP nº 203/98, de 29 de dezembro de 1998. O que se observou foi que, mesmo com a importação liberada, nenhuma empresa se interessou em solicitar autorização para importar o combustível, uma vez que o seu preço no mercado interno, praticado pelas refinarias, era subsidiado, o que eliminava a competitividade do produto importado.

242. Por outro lado, com a PPE positiva sobre a gasolina e o diesel (neste caso com um valor próximo de zero), a liberação da importação da gasolina poderia ter acarretado problemas relacionados ao parque de refino nacional. Como os preços internos da gasolina eram onerados pela cobrança da PPE, para subsidiar outros derivados e ressarcir despesas diversas, esta contribuição reduzia a competitividade desses preços frente aos preços da gasolina vigentes no mercado internacional.

4.3.1 Considerações Finais

243. Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia, juntamente com a ANP, criaram, por intermédio da retirada das barreiras institucionais existentes, as condições necessárias para a abertura do mercado de abastecimento de combustíveis na direção do livre mercado, abertura esta efetivada em 1º de janeiro de 2002.



244. No tocante à questão tributária, a principal mudança aconteceu com a introdução da CIDE, em substituição da PPE, contribuição que incide sobre a comercialização e a importação de combustíveis. É importante salientar que a introdução da CIDE eliminou as distorções entre os preços dos combustíveis no mercado nacional e no mercado internacional, possibilitando com isso a abertura à importação por outros agentes econômicos.

245. Em relação a preços, margens e fretes, o processo gradativo de desregulamentação culminou com a liberação dos preços nas unidades produtoras de combustíveis. Esperava-se que, com a continuidade da regulação baseada em regras claras e transparentes por parte do órgão regulador, ultrapassado um período de acomodação por parte dos agentes econômicos, os resultados almejados com a abertura total do mercado de abastecimento de combustíveis seriam alcançados, a saber: aumento das alternativas de suprimento de combustíveis no mercado interno e ampliação das opções de acesso dos consumidores a novas fontes de provisão, tanto internas quanto externas ao país.

246. No entanto, cabe ressaltar que – como a transição do mercado da condição de mercado regulado para a condição de mercado livre ocorreu na presença de um monopólio de fato, exercido pela Petrobras – o comportamento competitivo até aqui não foi muito claro. Desse modo, a liberalização geral do mercado de combustíveis precisa ser acompanhada por um monitoramento sistemático do órgão regulador, que deve monitorar os preços praticados, desde o produtor ou importador até a revenda, não se descuidando de monitorar também as condições de acesso à infraestrutura de transporte e distribuição dos produtos.



V REGULAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR DE REFINO

247. Como já analisado [na](#) seção anterior, até o início da década de 1990, a atuação de cada agente econômico nos mercados de refino, distribuição e revenda de derivados de petróleo encontrava fortes restrições, no que tange a preços, margens de comercialização e fretes. Essa rígida regulamentação vigente inibia novos investimentos nesses setores e impunha grandes barreiras à entrada de novos agentes.

248. O processo de desregulamentação iniciado pelo Governo Federal [no início dos anos](#) 1990, que teve por base a redução do controle do Estado sobre as atividades de comercialização de combustíveis, levou à flexibilização das condições de entrada nesse mercado. Ao mesmo tempo, ocorreu uma redução gradual dos subsídios, o que teve reflexos nos preços praticados. Paralelamente, foram regulamentadas atividades que permitiram o surgimento de novos agentes econômicos, criando condições para um aumento da concorrência.

5.1 Os AGENTES DO SETOR DE REFINO E DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

249. O principal agente econômico atuando no segmento a jusante da indústria do petróleo no País é certamente a Petrobras, empresa controlada pelo Estado Brasileiro que – ainda que tenha se transformado numa sociedade de economia mista e desenvolvido sua administração no sentido da transparência e da governança corporativa – é utilizada pelo Governo Federal como o seu instrumento de implantação das políticas para a indústria do petróleo, do gás natural e, até mesmo, dos biocombustíveis. Por ter sido por mais de 40 anos a empresa monopolista da indústria do petróleo no País, a Petrobras continua sendo a



proprietária da maior parte das instalações desta indústria. Detém, por conseguinte, um enorme poder de mercado.

250. Desde 1954, quando foi estabelecido o monopólio do Estado nas atividades de exploração, produção, refino e transporte, havia duas refinarias privadas que continuam existindo até hoje: a Refinaria de Manguinhos e a Refinaria de Petróleo Ipiranga. Estas duas empresas de refino tiveram então permissão para continuar existindo como refinarias privadas enquanto durou o monopólio, mas foram, durante **esse** período, impedidas de expandir suas capacidades. Foram subsidiadas, tendo vivido ao longo de quatro décadas sob a proteção do Estado.

251. Ao ser publicada a Lei 9.478/97, esta norma legal estabeleceu em seu art. 72 que, durante o prazo de cinco anos, a partir da data de publicação desta Lei, a União asseguraria às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União⁵⁹.

252. Pelo que estava previsto **nesse** artigo, em seu inciso II, as refinarias se obrigavam a submeter à ANP um plano de investimentos para modernização tecnológica e expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à conseqüente redução dos subsídios a elas concedidos. Além disso, ficava estabelecido pelo inciso III do mesmo artigo 72, que a ANP avaliaria periodicamente o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a conseqüente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

253. A ANP regulamentou o artigo 72, da Lei 9.478/97, por intermédio da Portaria n.º 21, publicada em 6 de fevereiro de 2001, e avaliou periodicamente a evolução dos planos de investimentos das refinarias, mas isso não foi o suficiente. Após quatro décadas mantidas impedidas de se modernizar (sem poder fazer investimentos de vulto), as refinarias privadas tornaram-se obsoletas. O volume de

⁵⁹ Nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em vigor, aplicados à atividade de refino.



investimentos que precisariam ser feitos era muito grande, incompatível com a incerteza de um mercado dominado pela Petrobras. Como já mencionado, na subseção (3.1.3), a defasagem entre os preços de petróleo e derivados no mercado internacional e aqueles praticados no mercado interno pela Petrobras inviabilizaram as operações das refinarias privadas. A Refinaria de Manguinhos, depois de interrompidas suas atividades, arrendou parte de sua planta a uma empresa para a produção de biodiesel, estabelecendo um negócio no qual terá participações. A Refinaria Ipiranga, depois de também experimentar grandes dificuldades, foi vendida junto com todo o Grupo Ipiranga, em abril de 2007, a um consórcio formado por Petrobras, Braskem e o Grupo Ultra.

254. Quando da abertura do mercado de combustíveis, em 27 de dezembro de 2001, a ANP, além de ter regulamentado a produção, o armazenamento e a comercialização de gasolina tipo A pelas centrais de matérias-primas petroquímicas, regulamentou o exercício das atividades de produção de solventes e de formulação de gasolina A e óleo diesel, a partir de misturas de correntes de hidrocarbonetos, assunto este que já foi discutido na subseção (3.2.5). O exercício das atividades de produção de solventes foi regulamentado pela Portaria ANP n.º 318/01, enquanto que a formulação de combustíveis foi regulamentada por intermédio da Portaria ANP n.º 316/01.

255. Com isso, entram em cena, no papel de produtores no mercado de combustíveis, mais dois tipos de agentes econômicos (além das centrais de matérias-primas petroquímicas): o produtor de solventes e o formulador de combustíveis. Estes agentes econômicos foram concebidos visando a estimular a concorrência em torno das refinarias. Mas a contribuição deles para tornar o mercado mais competitivo não pode ser considerada significativa⁶⁰. No entanto, o

⁶⁰ No caso das autorizações para o exercício da atividade de produção de solventes, nenhum dos agentes econômicos autorizados chegaram efetivamente a produzir solventes (a partir do fracionamento de nafta ou de outras correntes classificadas como solventes) o que demonstra que esta atividade econômica, na forma como prevista na Portaria ANP n.º 318/01, dificilmente se viabiliza economicamente. No entanto, existe uma outra atividade correlata – a de recuperação de resíduos para a produção de solventes – que a ANP preferiu não regulamentar. No entanto, esta importante atividade de recuperação de resíduos, bastante difundida, uma vez que é exercida sem autorização da ANP, permite que uma quantidade significativa e não controlada de solventes seja ofertada ao mercado, o que, por estar distante da regulação, favorece à prática da adulteração de gasolina.



transtorno sim é significativo! O novo quadro só dificultou a ação da fiscalização da ANP.

256. Assim, em consequência das freqüentes denúncias de envolvimento dos novos agentes econômicos (não só formuladores de combustíveis e produtores de solventes, mas também distribuidores de combustíveis e solventes) em casos de adulteração de combustíveis e fraudes fiscais, a ANP foi levada a suspender, por prazo indeterminado, a Portaria ANP n.º 316/01 (a portaria do formulador), bem como a dificultar a outorga de autorizações para o exercício da atividade de produção de solventes. Em certo momento, a ANP chegou a exigir dos postulantes a produtor de solventes a apresentação de estudo de viabilidade técnica e econômica, com o intuito de verificar se o projeto daquele agente econômico podia ser viável.

257. Aqui fica, portanto, uma referência ao importante tema da adulteração de combustíveis, por ser esta uma prática que, não somente lesa o direito do consumidor a produtos de qualidade, mas prejudica a concorrência pela introdução no mercado de práticas anti-competitivas.

5.2 OS ÓRGÃOS DE FISCALIZAÇÃO

258. Os órgãos que exercem a fiscalização econômico-financeira no País estão organizados no Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC). Por este sistema, a política geral de defesa da concorrência é atualmente conduzida por três instituições da Administração Pública Federal, direta e indireta, quais sejam: (i) a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (SDE/MJ); (ii) a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE/MF); e (iii) o Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE).

259. Em 22 de junho de 1994, foi promulgada a Lei n.º 8.884 que – tendo transformado o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em Autarquia



vinculada ao Ministério da Justiça – dispõe sobre a prevenção e a repressão às infrações contra a ordem econômica e dá outras providências. Orienta-se pelos ditames constitucionais de liberdade de iniciativa, livre concorrência, função social da propriedade, defesa dos consumidores e repressão ao abuso do poder econômico.

260. Pelo que está estabelecido no art. 54 da Lei n.º 8.884, as instituições supracitadas têm como atribuição agir preventivamente, controlando a excessiva concentração de mercado, decorrente principalmente de fusões e aquisições entre empresas. Essas mesmas instituições têm ainda como atribuição agir repressivamente, identificando e punindo infrações contra a ordem econômica, como os cartéis, por exemplo, na forma dos artigos 20, 21, 23 e 24.

261. Com relação à ação repressiva do SBDC, cabe à SDE instaurar e instruir as averiguações preliminares e os processos administrativos. À SEAE cabe emitir um parecer econômico sobre o fato investigado, enquanto que a atribuição do CADE é julgar de forma definitiva, no âmbito administrativo, os processos instruídos pela SDE.

262. Quanto à defesa da concorrência, à regulação e à fiscalização do mercado de combustíveis, um papel importante é desempenhado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), o qual se encontra definido pelo art. 10 da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), [alterado posteriormente pela Lei n.º 10.202, de 20 de fevereiro de 2001. Este artigo estabelece que a ANP, quando no exercício de suas atribuições](#), tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e à Secretaria de Direito Econômico (SDE) do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente. [Nesse mesmo art.10, no parágrafo único, é estabelecido que, independentemente da comunicação que deve ser feita pela ANP, o CADE notificará esta Agência do teor da decisão que aplicar sanção por infração da ordem econômica cometida por empresas ou pessoas físicas no exercício de atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis. Essa notificação](#)



deverá ocorrer no prazo máximo de vinte e quatro horas após a publicação do respectivo acórdão, para que a ANP adote as providências legais de sua alçada.

263. A responsabilidade da ANP é ainda balizada pelo que se encontra definido nos artigos 1º e 8º da Lei 9.478/97. Em seu art. 1º, a Lei do Petróleo estabelece os princípios e objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia. O art.8º determina que a ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo. A ela cabe, dentre outras funções, implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados em todo o território nacional. Nos dois artigos citados, a Lei do Petróleo determina a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos (inciso III, do art. 1º, e inciso I, do art. 8º).

264. Cumprindo [essa](#) determinação, a ANP monitora o comportamento dos preços praticados pelas distribuidoras e postos revendedores de combustíveis, com a realização de uma pesquisa semanal de preços. O levantamento de preços e margens de comercialização de combustíveis abrange a gasolina comum, o álcool etílico hidratado combustível, o óleo diesel não aditivado e o gás natural veicular (GNV), que são pesquisados em 411 municípios. Adicionalmente, o levantamento de preços abrange o GLP, que é pesquisado em 363 municípios. Os resultados dessas pesquisas [são disponibilizados semanalmente para o público em geral no sítio da ANP na Internet](#) e destinam-se a identificar indícios de infrações à ordem econômica, como o alinhamento de preços e formação de cartel, que (uma vez identificados) são comunicados à SDE e ao CADE.

265. A Lei n.º 9.847/99, de 26 de outubro de 1999, é a norma legal que empresta aplicabilidade e efetividade às regras explicitadas nos incisos VII, XIII e XV, do art. 8º, da Lei n.º 9.478/97 (Lei do Petróleo). [Aquela Lei ,conhecida como a Lei das Penalidades,](#) dispõe sobre a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento



nacional dos combustíveis (considerado de utilidade pública), a qual é realizada pela ANP, diretamente ou mediante convênios por ela celebrados, por órgãos da administração pública direta ou indireta da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios.

266. No sentido de melhorar a coordenação entre os órgãos de fiscalização, foi firmado **um acordo de cooperação técnica entre a ANP e a SDE**. Este acordo estabelece que a Agência deverá comunicar fundamentadamente à SDE, por meio de ofício, a existência de indícios de práticas restritivas à concorrência no mercado de petróleo, seus derivados e gás natural, comunicando ao CADE tanto os fatos como os procedimentos adotados. Adicionalmente, a ANP deverá se manifestar em 30 dias a partir da data em que for oficiada pela SDE, quando da instauração de processo administrativo envolvendo agentes do setor de combustíveis. O mesmo prazo vale para a emissão de pareceres técnicos acerca de atos de concentração, que envolvam empresas do setor, quando estes forem solicitados pela SDE, com base no art. 36 da Lei n.º 8.884/94⁶¹.

267. Nos segmentos de distribuição e revenda de combustíveis, a modalidade mais freqüente de infração contra a ordem econômica é a da formação de cartéis⁶², **os quais podem ser definidos como acordos horizontais, formais ou não, entre concorrentes que atuam no mesmo mercado relevante geográfico e material, tendo por objetivo a uniformização de variáveis econômicas**, , tais como preços, quantidades ou condições de pagamento, de tal maneira a regular ou neutralizar a livre concorrência. Esta, no entanto, não é a principal forma de infração contra a ordem econômica observada no segmento do refino brasileiro, como se discute a seguir.

⁶¹ O art. 36, da Lei n.º 8.884/94, preceitua que os diretores de autarquias federais são obrigados, sob pena de responsabilidade, a prestar toda a assistência e colaboração que lhes forem solicitadas pelo CADE e pela SDE.

⁶² Nos segmentos de distribuição e revenda, outra forma extremamente danosa de infração contra a ordem econômica é a adulteração de produtos que, além de causar prejuízos ao consumidor, constitui via de regra uma forma de prática anti-competitiva e de evasão fiscal.



5.3 A CONCORRÊNCIA NO SETOR DE REFINO

268. As falhas na concorrência, ou práticas anti-competitivas, observadas no setor de refino nacional decorrem do poder de mercado da Petrobras. Na subseção (2.3.4), ao se discutir o padrão de concorrência da indústria a partir dos anos 1990, sublinhou-se que, neste período, as empresas multinacionais de petróleo revisaram seus posicionamentos estratégicos para enfrentar os novos tempos. Elas passaram a adotar, como principais estratégias: a busca de sinergia industrial e tecnológica; a diminuição dos riscos na busca do petróleo difícil, **por meio** da formação de parcerias; a utilização de novas formas de cooperação com fornecedores por intermédio de terceirização de projetos; a busca de flexibilidade para atuar em mercados liberalizados; e a internacionalização das atividades.

269. Ao analisar esses pontos, percebe-se que a Petrobras vem assumindo gradativamente várias dessas posturas. Revendo suas estratégias de atuação, a empresa se modernizou, constituiu parcerias, abriu o seu capital em refinarias, adquiriu ativos no exterior, garantiu capacidade de refino no mercado dos EUA para o seu petróleo pesado, vem, **no sentido de ampliar suas reservas, explorando petróleo em outros países**, ou seja, vem se consolidando como um importante “player” no cenário da indústria mundial do petróleo.

270. No entanto, a estatal foi bastante cuidadosa em garantir a sua participação no mercado regional. Se por um lado a Petrobras avançou sobre o pequeno espaço que ainda era ocupado pelas refinarias privadas no mercado local, por outro lado ela se tornou uma empresa internacional, que vem consolidando suas posições em diversos países da América Latina e da África. Voltou a atuar no setor petroquímico, buscando sinergias que visam à agregação de valor, o que reforça o seu posicionamento estratégico, dados os riscos existentes nas atividades do segmento



do refino⁶³. Busca parcerias, como no caso da associação com a Repsol na REFAP ou com a PDVSA na futura Refinaria de Suape.

271. Com o seu fortalecimento, a Petrobras vem buscando defender-se em seus mercados cativos, cobiçados por seus concorrentes naturais que são empresas como a Repsol e, principalmente, a PDVSA. Com seu grande poder de mercado, a Petrobras erigiu barreiras à entrada ou a permanência no negócio do refino, pelo menos para os agentes de pequeno porte, como era o caso das Refinarias de Manguinhos e Ipiranga. Por outro lado, no segmento de exploração e produção de petróleo, seu poder de mercado não chega a afugentar concorrentes, uma vez que esta é uma atividade “off-shore” na sua essência; uma atividade que cria muito poucas raízes na região em que se estabelece, dado que seu principal produto, o petróleo, é uma “commodity” que é movimentada em larga escala entre os mais diversos continentes. O mesmo já não pode ser dito dos derivados de petróleo fabricados nas refinarias. As refinarias localizam-se sempre próximo aos mercados que atendem, uma vez que seus perfis de produção buscam se adequar a especificações e perfis de demanda destes mercados. Ademais, o custo do transporte de derivados é muito mais elevado que o custo de transporte de petróleo cru.

272. A baixa concorrência que é observada no segmento do refino do País pode ser atribuída a uma decisão do Estado Brasileiro, quando da flexibilização do monopólio. Nesta oportunidade, houve uma decisão clara do Governo Brasileiro de então em manter a sua empresa estatal como uma empresa única, de grande porte, controlada pelo Governo, para que dela pudesse se utilizar na implementação de suas políticas, como vem acontecendo no caso dos programas de biocombustíveis.

273. A situação seria outra, entretanto, se o Governo daquele período tivesse tomado a decisão de dividir a empresa em um número pequeno de empresas menores, para em seguida privatizá-las. Certamente, desta forma, teria arrecadado

⁶³ A integração vertical com a petroquímica é uma estratégia que vem sendo adotada com frequência, dado que ela promove um alongamento na cadeia de certos derivados, o que permite maior agregação de valor.



um montante menor de recursos em comparação com o que arrecadaria se tivesse privatizado a Petrobras como uma empresa única. Pelo menos num primeiro momento, teria também configurado uma concorrência mais equilibrada no mercado interno. No entanto, talvez essas empresas menores viessem a ter dificuldades para sobreviver em um mercado globalizado e extremamente competitivo, dado que a estratégia que dominou a indústria nos anos 1990 foi a das fusões, parcerias e aquisições.

274. Considerando-se a hipótese de que, com a divisão da empresa estatal em empresas menores, com a subsequente privatização das mesmas, o Governo de então teria conseguido moldar um mercado interno mais competitivo, ninguém pode afirmar com segurança que o mercado brasileiro não viria a sofrer pressões de empresas multinacionais como REPSOL e PDVSA. Uma conclusão sobre se essas decisões, de manutenção da Petrobras como empresa estatal e com o poder de mercado que possui, foram acertadas ou não só poderá ser avaliada com o passar dos anos.

275. Resta analisar o segmento de refino no País, no formato em que ele está configurado. Neste segmento, a maneira de atuar da Petrobras (que detinha, antes mesmo da aquisição do Grupo Ipiranga, 96% da capacidade de refino instalada no País⁶⁴) tem sido extremamente danosa para a concorrência. Sabe-se que o fato da empresa estar integrada a montante reduz significativamente os custos de transação nas operações comerciais entre as refinarias e as áreas de produção. Tal vantagem competitiva permite que a empresa estatal pratique, quando bem entende, preços de derivados de petróleo sensivelmente mais baixos do que aqueles praticados no mercado internacional, como já chamavam à atenção Pires e Campos Filho (2002)⁶⁵.

⁶⁴ Vide Figura 18.

⁶⁵ Pires, A. e Campos Filho, L., Abertura e política de preços no setor de petróleo: uma breve introdução ao debate (2002).



5.4 A REALIDADE DOS PREÇOS CONTROLADOS NO MERCADO INTERNO⁶⁶

276. Nesta subseção, são apresentados alguns resultados de comparações da evolução de preços dos principais derivados, obtidos em Araújo (2006). Nesta referência, além das comparações mostradas a seguir, são avaliados os efeitos macroeconômicos resultantes da simulação da adoção de uma política doméstica de preços de derivados de petróleo (GLP, gasolina e óleo diesel), a qual pressupõe intervenções no sentido de repassar para os preços do mercado doméstico a volatilidade dos preços internacionais dos derivados de petróleo e da taxa de câmbio. O período considerado no estudo é aquele compreendido entre janeiro de 2002 e junho de 2006.

277. A política de preços de derivados de petróleo praticada no País deveria seguir as regras de uma política de preços de qualquer outro bem transacionável internacionalmente numa economia aberta. Ou seja, deveria vincular preços do bem ao seu custo de oportunidade e estes serem parametrizados com base nos preços correspondentes do mercado internacional.

278. De acordo com Araújo (2006), o mercado internacional de derivados é formado por um conjunto de mercados de referência, que podem transacionar cargas físicas ou futuras. Dentre os principais, encontram-se os mercados do Golfo do México, conhecido como *US Gulf Coast*, da costa leste americana, o *New York Mercantile Exchange* (Nymex), o *International Petroleum Exchange* (IPE – Londres), os mercados do noroeste europeu, do Mediterrâneo, de Cingapura e do Golfo Árabe. Nestes mercados em geral, os preços variam diariamente e várias vezes durante o dia, apresentando alta volatilidade.

279. Os preços praticados nesses mercados são usados como referência na maior parte das transações comerciais de importação e exportação no mundo, bem como

⁶⁶ Esta subseção está baseada na análise da evolução dos preços apresentada em Araújo, T.J., Quais são os efeitos da volatilidade de preços do petróleo na economia brasileira? Uma análise de 2002 a 2006 (2006).



nas transações comerciais nos mercados domésticos de países com economias abertas.

280. No Brasil, a aderência dos preços domésticos de derivados aos preços do mercado internacional varia a depender do produto considerado. No caso da gasolina, do diesel e do GLP comercializados no Brasil, a inércia no repasse das flutuações dos preços do mercado internacional e da taxa de câmbio aos preços domésticos é superior, quando comparada com aquela relativa aos demais derivados. Os preços domésticos da nafta petroquímica são ajustados mensalmente, os do querosene de aviação (QAV) são ajustados duas vezes a cada mês e os dos óleos combustíveis, mesmo não havendo periodicidade definida, são ajustados de uma a três vezes ao mês. Para o GLP, a gasolina e o diesel, não há periodicidade definida. Seus preços passam, por vezes, meses sem serem reajustados. Consultado, em 8 de novembro de 2007, o sítio da ANP na Internet, constatou-se que os preços da gasolina A e do diesel foram reajustados pela última vez em 10 de setembro de 2005. Já o GLP permanece com o mesmo preço desde 29 de dezembro de 2002.

281. Para as comparações de evolução de preços realizadas por Araújo (2006), os preços dos derivados no mercado doméstico foram obtidos no sítio da ANP na Internet. Para os resultados apresentados nesta subseção, foram levantados os preços dos produtores para o GLP, o óleo diesel e a gasolina A. Os preços dos produtores divulgados pela ANP são preços semanais médios do País, ponderados por volume. Para simplificação dos cálculos, Araújo (2006) obteve a média mensal a partir da média aritmética das semanas que compõem o respectivo mês.

282. Quanto aos preços internacionais, Araújo (2006) reporta que aqueles relativos ao GLP, à gasolina e ao diesel foram obtidos da publicação *Platt's*. Foram utilizadas como referência as cotações médias do Golfo do México para a gasolina e para o diesel. Para o GLP, foi utilizada a média aritmética das cotações *normal butane e propane Mont Belvieu mid*, dado que o GLP é uma mistura desses dois produtos, os quais são comercializados separadamente no mercado internacional.

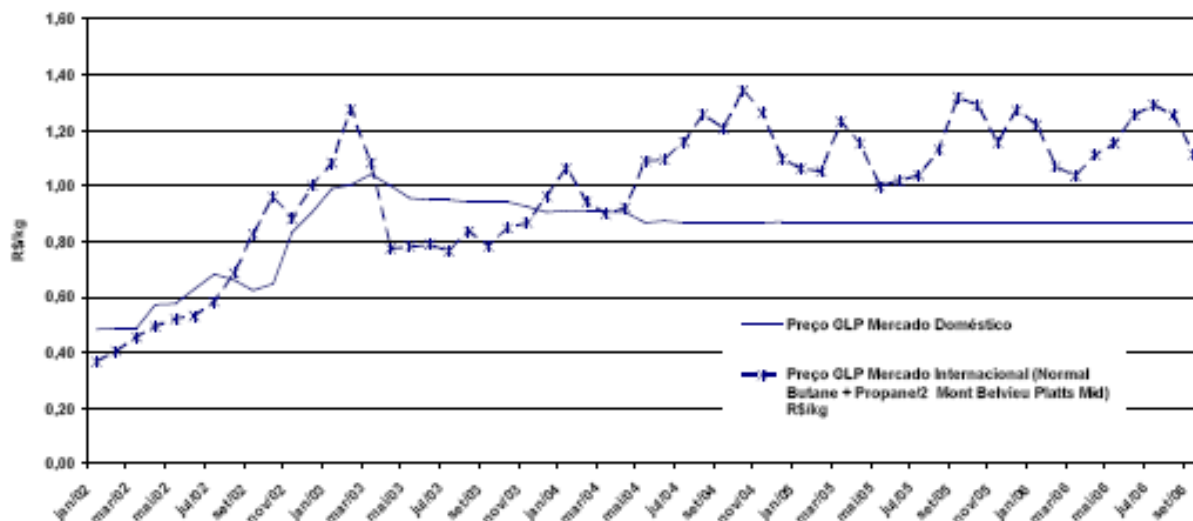


283. Os preços internacionais são uma das referências para a formação de preços domésticos de derivados em economias cujos mercados encontram-se abertos. Existem, no entanto, outros fatores a serem levados em consideração como os diferenciais de ajuste de qualidade de produto, as características regionais dos mercados e os custos de internação dos produtos. Dentre estes últimos, encontram-se os custos de frete de longo curso, de seguro, de perdas e de tarifas portuárias.

284. Segundo Araújo (2006), tratando-se os custos relativos às operações internacionais de uma forma aproximada, considerou-se que tais custos correspondem, em média, a 7,5% da cotação de referência, no caso da gasolina e do diesel, e a 15%, no caso do GLP. Araújo (2006) reporta também que, para efeito de cálculo, foi adotada somente a paridade importação dos produtos, ou seja, a cotação internacional acrescida dos percentuais citados acima, a depender do produto estudado. Não foi considerada a paridade exportação, segundo Araújo (2006), dado que só foram levadas em conta aquelas variações de preços que são iguais nas paridades exportação e importação.

285. Nas Figuras (26), (27) e (28), são apresentados, respectivamente, para o GLP, a gasolina A e para o óleo diesel os comparativos entre a evolução dos preços dos produtores no Brasil e a evolução dos preços no mercado internacional. Observa-se que, para a gasolina A e principalmente para o GLP, os preços no mercado interno são significativamente menores que os preços de referência do mercado internacional. No caso do diesel, os preços nos mercados interno e internacional se equivalem, quando não são ligeiramente superiores no mercado interno.

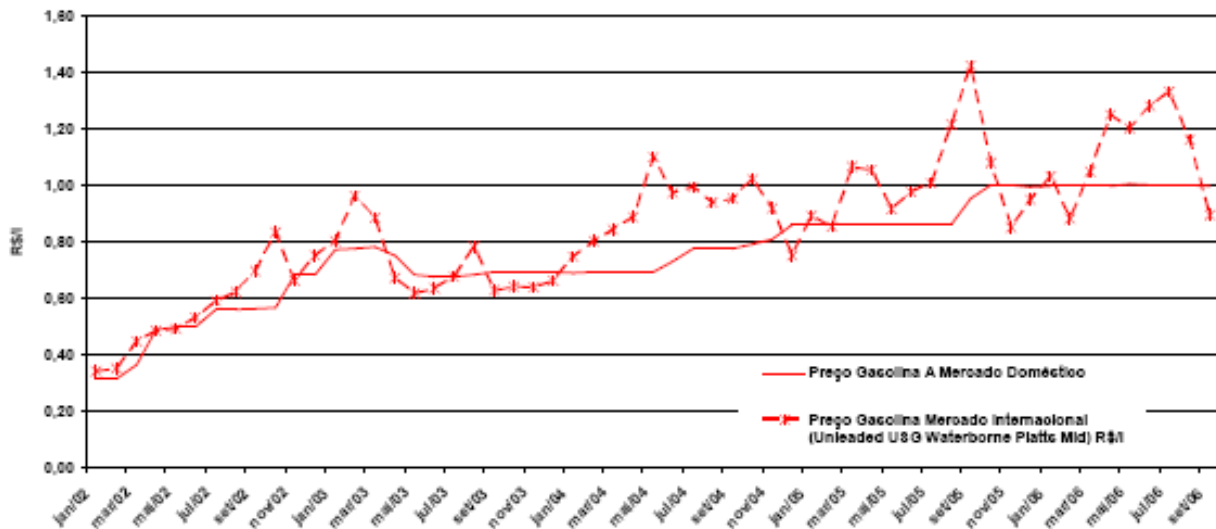
Figura 26 – Comparativo da Evolução dos Preços de GLP dos Produtores⁶⁷ no Brasil e dos Preços no Mercado Internacional⁶⁸



⁶⁷ Produtores são no Brasil as refinarias da Petrobras, a Alberto Pasqualini REFAP S/A, a refinarias privadas (Manguinhos e Ipiranga), as Centrais de Matérias Primas Petroquímicas e os Formuladores.

⁶⁸ Preços sem tributos.

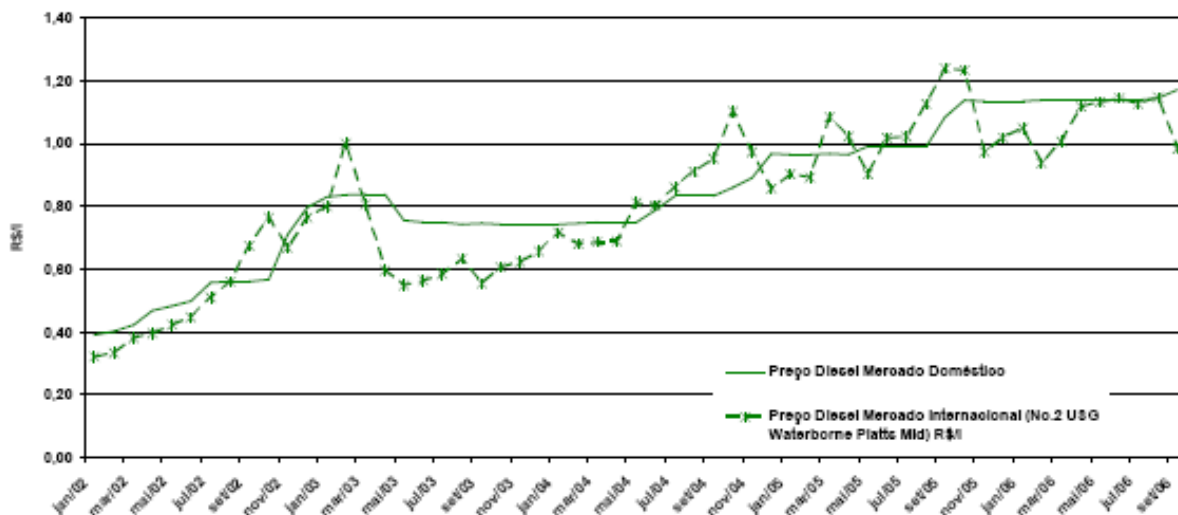
Figura 27 – Comparativo da Evolução dos Preços da Gasolina A dos Produtores no Brasil e dos Preços no Mercado Internacional⁶⁹



286. Os gráficos acima mostram de forma clara a prática adotada pelo governo de controlar os preços dos principais derivados por intermédio da política de preços da Petrobras. Esta prática torna o negócio do refino no Brasil menos interessante que em outros mercados, afugentando investimentos. Além disso, existe um descompasso entre a prática da política de preços do governo e o que se encontra registrado na regulamentação da ANP. Embora pela regulamentação da ANP os preços dos combustíveis estejam totalmente livres, qualquer informe econômico trata os mesmos como preços administrados, uma vez que é público e notório que o governo controla os preços dos combustíveis por intermédio da Petrobras, o que significa dizer: sem regra e sem transparência. Este é, certamente, um desafio importante a ser enfrentado, quando se visa ao aperfeiçoamento do controle externo do órgão regulador.

⁶⁹ Preços sem tributos.

Figura 28 – Comparativo da Evolução dos Preços do óleo Diesel dos Produtores no Brasil e dos Preços no Mercado Internacional⁷⁰



5.5 DESAFIOS DA REGULAÇÃO E A ESTRATÉGIA DA ANP

287. Os fundamentos teóricos da regulação econômico-financeira dos serviços públicos concedidos foram estabelecidos anteriormente no Produto 3 do presente projeto (Peci et al., 2007)⁷¹. De acordo com o que sustentam Peci et al. (2007), a atividade de regulação econômica tem como peça fundamental a quebra da assimetria de informação entre o agente privado, a quem a operação da utilidade pública foi concedida, e o Estado representado pela agência reguladora e pelo Poder Legislativo. O agente privado, maximizador de sua utilidade própria, procurará meios de utilizar brechas contratuais em seu proveito, por exemplo, em questões relacionadas com preço, qualidade, quantidade e saúde econômico-financeira.

⁷⁰ Preços sem tributos.

⁷¹ PECL, A., DE AQUINO, A.C.B., SZUSTER, F.R., MONTEZANO, L. e CARDOSO, R.L., Validação de Dados para Gestão Regulatória: Razões Teóricas e Econômicas da Assimetria Informacional, Produto 3 – Desenvolvimento de Métodos e Técnicas, parte do projeto “Apoio à Modernização do Tribunal de Contas da União – Aperfeiçoamento do Controle Externo da Regulação, contrato de prestação de serviços n.º 04/47-944 firmado entre TCU e FGV (2007).



Desta forma, a quebra da assimetria de informação deve ser a base da estratégia de atuação da agência reguladora.

288. No caso da indústria do petróleo e do gás natural, uma das principais estratégias da regulação econômico-financeira conduzida pela ANP passa, antes de mais nada, pelo aperfeiçoamento de um sistema de obtenção de informações sobre a produção e a movimentação de insumos e produtos, ferramenta indispensável para uma adequada fiscalização do segmento do “Downstream”. Neste segmento da indústria, grande parte dos esforços de fiscalização está voltada para o combate à adulteração de combustíveis e às fraudes fiscais, tendo em vista que este comportamento desorganiza o mercado e introduz práticas anti-competitivas, que afugentam os agentes econômicos sérios, desestimulam os investimentos e causam significativos danos para o abastecimento e, por conseguinte, para os consumidores finais.

289. Até 28 de fevereiro de 2007, o recebimento das principais informações para a regulação dos segmentos de produção, distribuição e revenda de derivados de petróleo se dava com base na Portaria ANP n.º 54/2001, de 30/03/2001, que estabelecia normas e procedimentos para o envio de informações mensais sobre o processamento, movimentação e estoque de matérias primas, bem como produção, movimentação, qualidade e estoque de derivados, em instalações industriais e em outros locais de faturamento, por meio do conjunto de formulários “Demonstrativo de Controle de Produtos Processados - DCPD”. Aqui não se fala em informações contábeis. As informações eram meramente declaratórias, referiam-se a quantidades produzidas e movimentadas e o sistema apresentava diversos problemas relacionados à confiabilidade das informações prestadas pelos agentes regulados. Com base nos dados recebidos através do DCPD, era impossível fechar um balanço de massas de insumos, produtos e seus respectivos estoques⁷².

⁷² Num dos exemplos mais críticos das fragilidades observadas neste sistema, pode-se fazer referência ao balanço de massas do álcool combustível. Frequentemente, o volume de vendas de álcool hidratado superava o volume produzido. O que se suspeitava era que, devido às condições tributárias favoráveis que tinha em relação ao álcool hidratado, parte do volume de álcool anidro produzido (aquele que é adicionado à gasolina) era



290. Em 28 de fevereiro de 2007, a Portaria n.º 54/2001 foi cancelada, conforme estabelecido no parágrafo 2º do artigo 6º da Resolução ANP nº 17/2004, e entrou em vigor o novo Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP), que é anunciado pela ANP como um sistema muito mais robusto, com o qual é possível fazer um cruzamento mais eficaz das informações prestadas pelos agentes regulados. No entanto, as informações continuam sendo declaratórias e relacionadas a quantidades produzidas e movimentadas. Continua não existindo referência a informações contábeis.

291. De toda a forma, em sua base, o SIMP não deixa de estar em sintonia com o que é sustentado em Peci et al. (2007) sobre os caminhos a serem adotados para lidar com a informação assimétrica. Peci et al. (2007) sustentam que, para lidar com a informação assimétrica, um dos caminhos que podem ser adotados é o de romper a assimetria de informação através de esforços investigativos. Em relação aos esforços investigativos, esses autores defendem que uma primeira alternativa seria a de aquisição de informações em tempo real por meio de uma infra-estrutura de tecnologia da informação, com vistas a levar a informação diretamente do campo para a agência, sem que exista interferência do agente regulado. Este caminho é custoso, não tendo sido ainda adotado pela ANP.

292. Um segundo caminho na linha dos esforços investigativos é o da investigação *ex post*, que busca evidências e provas que contestem a informação prestada pelo regulado. A ANP possui uma Assessoria de Inteligência, que realiza suas investigações próprias no sentido de levantar informações que são ocultadas pelos agentes regulados, quando da prestação de informações.

293. Numa terceira alternativa na linha dos esforços investigativos, para a qual o SIMP pode vir a ser uma ferramenta valiosa, o regulador busca a identificação de padrões nas ações e comunicações dos agentes regulados à agência, os quais podem ser analisados como aproximações de tendências de intenções, de presença

indevidamente “molhado”, possivelmente por distribuidores inidôneos, e colocado no mercado como álcool hidratado.



de informação oculta e de probabilidade de comportamentos futuros (Peci et al., 2007). Tais padrões podem representar sinalização deliberada, ou involuntária. O simples fato de dispor de um sistema como o SIMP, não significa dizer que a ANP pretende empreender uma ação deste tipo. No entanto, ela pode vir a ser estimulada a tal pelo seu controle externo.

294. Outro caminho a ser adotado para lidar com a informação assimétrica, segundo Peci et al. (2007)⁷³, é o de aumentar o alinhamento de interesse do agente regulado com os interesses públicos. De acordo com esses autores, este alinhamento dos agentes regulados com o interesse público deve ser definido preferencialmente, ex ante, pela arquitetura da desestatização e composição da regulamentação da concessão, pouco restando a ser feito ex post.

295. No caso específico da unidade de refino de uma empresa de petróleo (principalmente quando esta está integrada verticalmente com o segmento de exploração e produção da empresa de petróleo), uma das características que indicam que o agente regulado não está alinhado com o interesse público é o fato de ele estar se beneficiando de subsídios cruzados, praticados pela empresa de petróleo, que pode estar repassando o petróleo cru para a sua unidade de refino a preços inferiores àqueles de mercado.

296. No caso do segmento de refino de petróleo e seus derivados, como não existe a concessão, mas sim autorização para o exercício das atividades, entende-se que este alinhamento **pela via da concessão**, embora mais difícil de ser conseguido, deva ser forçado no momento da outorga das respectivas autorizações para o exercício das atividades: (i) de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural (Portaria n.º 28/99); (ii) de produção de solventes (Portaria n.º 318/2001); e (iii) de formulação de combustíveis (Portaria n.º 316/2001). Caso as informações exigidas nestas normas

⁷³ PECCI, A., DE AQUINO, A.C.B., SZUSTER, F.R., MONTEZANO, L. e CARDOSO, R.L. (2007) Validação de Dados para Gestão Regulatória: Razões Teóricas e Econômicas da Assimetria Informacional, p. 84.



legais não sejam suficientes para aumentar o alinhamento de interesse do agente regulado com os interesses públicos, recomenda-se que o órgão regulador faça uma revisão do seu marco regulatório no sentido de atingir este objetivo, estabelecendo um período de transição para os agentes econômicos cujas autorizações estejam em vigor.

297. Considerando-se as atividades reguladas pela Portaria n.º 318/2001, a regulamentação exige que o agente que pleiteia a autorização para o exercício da atividade de produção de solventes apresente comprovação de que possui um capital social integralizado mínimo de R\$ 3.000.000,00 (três milhões de reais). No caso das atividades reguladas pela Portaria n.º 316/2001, a regulamentação exige que o agente que solicita a autorização para o exercício da atividade de formulação de combustíveis apresente comprovação de que possui capital social integralizado mínimo de R\$ 13.000.000,00 (treze milhões de reais). Neste caso, a regulamentação vai ainda mais longe, exigindo que o solicitante apresente um projeto da instalação para as suas atividades e que comprove a previsão da tancagem mínima de 15.000m³, dentro da mesma área física da instalação.

298. Essas exigências acima referidas funcionam, na verdade, como barreiras econômicas à entrada na atividade, dado que as atividades de produção de solventes e de formulação de combustíveis costumam com frequência atrair empresas inidôneas que se envolvem com as práticas de adulteração de combustíveis e evasão fiscal. Com essas exigências, entende a ANP que elas desestimulam a entrada no negócio de agentes oportunistas. Seguindo esta linha de procedimento, a ANP chegou mesmo a exigir, durante um determinado período, que postulantes à autorização para o exercício da atividade de produção de solventes apresentassem, no momento da solicitação de autorização, um estudo de viabilidade técnica e econômica do projeto.

299. Já no caso das atividades reguladas pela Portaria n.º 28/1999, a situação se coloca de uma outra forma. O Regulamento Técnico, anexo a esta Portaria, estabelece que o agente econômico deve prestar informações sobre a sua



capacidade econômico-financeira. As informações exigidas são as seguintes: (i) balanço patrimonial e demonstrações contábeis do último exercício social, já apresentados na forma da lei, que comprovem sua boa situação financeira, sendo vedada a sua substituição por balancetes ou balanços provisórios; (ii) certidão negativa de falência ou concordata expedida pelo distribuidor de sua sede; e (iii) fontes dos recursos para a realização do empreendimento.

300. No caso da autorização vir a ser solicitada por um consórcio de empresas, exige ainda o Regulamento Técnico, anexo à Portaria n.º 28/1999, que o agente econômico apresente o documento de constituição do consórcio, subscrito pelas partes, registrado na forma do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com indicação da empresa líder responsável pelo consórcio e da empresa responsável pelas operações do complexo industrial.

301. Como se pode perceber, as informações prestadas pelo agente econômico regulado – a refinaria ou unidade de processamento de gás natural – não são suficientes para que a ANP possa controlar como este agente está contabilizando importantes operações financeiras, como aquela da aquisição de petróleo cru, matéria-prima principal das operações do refinador. Considerando-se que a Petrobras (principal refinador) e os outros agentes econômicos que se espera que sejam autorizados por meio da Portaria n.º 28/1999 são na maioria das vezes empresas de grande porte – integradas verticalmente e com atuação simultânea no segmento de exploração e produção – a carência de informações impede que a ANP possa controlar a margem de refino que vem sendo praticada pelo agente regulado. É impossível, portanto, para a ANP, detectar se o agente econômico autorizado a exercer a atividade de refino de petróleo está praticando deliberadamente preços mais baixos do que os razoáveis, para eliminar ou desestimular a presença de competidores no segmento do refino.

302. Neste ponto, sugere-se que a Portaria n.º 28/1999 seja revisada no sentido de incorporar o fornecimento de informações contábeis apropriadas para a regulação, levando em conta a natureza das atividades das empresas que atuam no segmento



de refino. Deste modo, seria possível aumentar a transparência das operações financeiras, contribuindo para otimizar a fiscalização feita pela ANP. Entende-se como desejável que seja exigido do agente a ser autorizado pela portaria, que venha a suceder a Portaria n.º 28/1999, a apresentação de uma demonstração contábil apropriada para a regulação das atividades autorizadas, que seguiria um modelo a ser definido pelo órgão regulador.



VI CONSIDERAÇÕES FINAIS E QUESITOS

303. A indústria do petróleo é constituída por atividades intensivas em capital e que envolvem elevado risco. Por esta razão, desde o início do século passado, quando foram estabelecidos os primeiros padrões de organização dessa indústria, as empresas que atuavam neste setor adotaram estratégias próprias para minimizar estes riscos. Pode-se dizer que a primeira forma de regulação da indústria do petróleo foi promovida pelos próprios agentes econômicos. Relembrando o que foi discutido na seção 2, já no período em que a indústria foi dominada pela Standard Oil Company (SO), John D. Rockefeller dirigiu seus negócios no sentido de dominar os segmentos do refino e do transporte dutoviário e ferroviário, integrando verticalmente suas operações e, com isso, desbancando concorrentes e criando enormes barreiras a entrada de novos competidores nos negócios do petróleo.

304. Mais adiante, na primeira metade do século passado – e mesmo no período que sucedeu a Segunda Guerra Mundial – o padrão da concorrência e da regulação da indústria do petróleo foi ditado pelas “Sete Irmãs” ou “Majors”. A principal característica da indústria continuou sendo a verticalização das atividades e o padrão da regulação foi o da formação do cartel: neste caso o cartel formado pelas sete empresas multinacionais de petróleo. A partir da década de 1970, como também foi discutido na seção 2, o padrão da regulação dos mercados de petróleo voltou a ser ditado pela formação de um cartel: neste caso tratava-se do cartel da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que, por meio da fixação de cotas de produção para cada um de seus participantes, estabelecia uma política de preços para o petróleo no mercado mundial. A diferença neste período era que o acesso aos mercados continuava sob o controle das “Majors”, mas os países produtores passaram a se apropriar de uma parcela significativa da renda gerada nesta indústria.

305. Ao longo dos anos a atividade de refino sofisticou-se. Os mercados de derivados de petróleo se tornaram cada vez mais exigentes. Primeiramente, a



exigência se apresentava na forma de um maior desempenho dos combustíveis. Mais recentemente, no entanto, a partir da década de 1990, a exigência se voltou para a necessidade de produção de combustíveis mais limpos, menos poluentes.

306. Por outro lado, em meados da década de 1980, depois do contra-choque ocorrido na indústria do petróleo e da crescente financeirização dos negócios relacionados ao petróleo, aumentou em muito a volatilidade dos preços e, por conseguinte, aumentou também o risco associado a implantação de qualquer empreendimento, por mais relevante que este pudesse parecer. Tudo isso, aliado ao fato de que a qualidade dos petróleos também se deteriorou ao longo dos anos, fez com que a atividade de refino se tornasse mais complexa e custosa.

307. A consequência foi que a atratividade dos negócios de refino diminuiu, as margens de rentabilidade se tornaram extremamente deprimidas, o risco da atividade aumentou, o que pode parecer incompreensível, porque não justifica o apetite cada vez maior de parcelas crescentes da sociedade mundial por derivados de petróleo. A justificativa é que a principal característica da organização da indústria do petróleo continuou sendo a verticalização das operações. A empresa de refino – na condição de empresa de petróleo verticalmente integrada – não se remunera pontualmente na atividade de refino, mas sim ao longo de toda a cadeia de valor da indústria, não ficando transparente, que segmento da indústria está capturando a maior fatia das margens de rentabilidade dos negócios do petróleo. Por isso, a regulação da atividade de refino não pode perder de vista que a verticalização é a lógica dominante na indústria do petróleo. Este é o primeiro aspecto fundamental a ser considerado.

308. A discussão sobre concorrência e regulação na indústria do petróleo, conduzida na seção 2, sublinhou ainda a importância da análise da infra-estrutura logística para se entender a dinâmica das operações nessa indústria. No contexto da estratégia de integração vertical das empresas multinacionais de petróleo, observa-se que os custos de movimentação de petróleo cru entre continentes a longas distâncias são mais baixos do que aqueles custos de movimentação de derivados de



petróleo. A razão é muito simples: derivados de petróleo são produtos acabados, ajustados às suas especificações, e sujeitos a contaminação durante as operações de transporte. Além disso, são produzidos em grande diversidade, o que faz com que a sua movimentação em navios de longo curso ou, mesmo, em dutos específicos para a movimentação de derivados seja infinitas vezes mais complexa do que a movimentação de petróleo cru. (Este, ao chegar a refinaria, será ainda misturado a outros tipos de petróleo e, posteriormente, processado.)

309. Esse dado faz com que as instalações de refino tendam a se estabelecer nas proximidades dos mercados por elas atendidos, isso porque o petróleo pode ser trazido de longe sem grandes complicações. Além disso, como analisado no exemplo da subseção (2.1), o perfil de produção de uma refinaria (que é consequência direta da configuração do seu esquema de refino) deve estar ajustado ao perfil de demanda do mercado por ela abastecido, exatamente para evitar a dependência de movimentações de longa distância de derivados.

310. A conclusão a que se quer chegar com esse raciocínio é que as empresas multinacionais de petróleo adotam, sim, por estratégia básica, a integração vertical de suas operações. Mas não necessariamente a verticalização de suas operações acontece numa mesma região. Uma empresa como a Shell ou a Exxon-Mobil pode ter suas operações de exploração e produção de petróleo na costa da África (ou no Brasil), enquanto mantém suas refinarias nos EUA. Essa empresa explora e produz petróleo onde este existe em condições favoráveis de volume e de custo; mantém suas refinarias onde se encontra o mercado. Caso contrário, as refinarias se concentrariam no Oriente Médio!

311. Portanto, para que empresas multinacionais de petróleo se estabeleçam na atividade de refino numa certa região, é preciso que algumas condições sejam observadas e isso é de fundamental importância para a atração de investimentos em instalações industriais deste segmento. Não basta olhar para a rentabilidade da atividade de refino, porque esta será invariavelmente baixa. É preciso que o tamanho do mercado de derivados, as condições de acesso a este mercado e as



condições em que se dá a concorrência sejam atraentes. **Em mercados em que a adulteração de combustíveis e a sonegação de tributos é prática corrente** (sem que a fiscalização dê conta de resolver esses problemas), a atratividade tende a diminuir para agentes econômicos idôneos e com atuação internacional. A atratividade do mercado é, portanto, um segundo aspecto fundamental a ser considerado na regulação das atividades de refino.

312. Raciocínio semelhante ao aplicado ao segmento de refino pode ser usado na análise da atividade de distribuição de derivados de petróleo, com a ressalva de que, nessa atividade, os riscos são relativamente menores, dado que os investimentos não são tão vultosos, quando comparados aos investimentos na atividade de refino, e as margens de rentabilidade do distribuidor também são mais atraentes. No entanto, a atratividade do mercado continua sendo um aspecto fundamental a ser considerado. Empresas multinacionais podem simplesmente se retirar de mercados que se deterioraram, buscando melhores oportunidades em outras regiões.

313. No Brasil, a indústria do petróleo esteve durante mais de 40 anos sob o controle da Petrobras, que como empresa estatal, atuava como um instrumento do Estado Brasileiro, **operando e regulando** o monopólio das principais atividades da indústria do petróleo e do gás natural no País. Como foi discutido nas seções 4 e 5, com a flexibilização do monopólio dessa indústria, em 1995, o Governo Brasileiro de então, ao invés de privatizar, optou por manter a Petrobras como uma empresa controlada pelo Estado, **ainda que** tenha se tornado uma empresa de capital misto, que observa os melhores princípios de transparência e governança corporativa. Além disso, optou por preservá-la com o mesmo tamanho, ao invés de dividi-la em algumas empresas menores, como fez a Polônia, por exemplo, para alcançar uma concorrência mais harmônica no mercado.

314. O resultado dessa estratégia do Governo Brasileiro é que a Petrobras se manteve como um monopólio de fato, principalmente nos segmentos de refino e transporte de petróleo e seus derivados. No segmento de refino, antes mesmo de ter sido anunciada em março de 2007, a operação de aquisição do Grupo Ipiranga,



incluindo a Refinaria Ipiranga, por um consórcio formado por Petrobras, Braskem e Grupo Ultra, a Petrobras já detinha 96% da capacidade de refino instalada no País (vide Figura 18). No segmento de transporte, a Petrobras, por intermédio de sua subsidiária Transpetro, detém o controle sobre toda a malha dutoviária para a movimentação de petróleo e seus derivados, além de ser proprietária de vários terminais aquaviários (vide subseção 3.1.4). Além disso, a estatal voltou a atuar na indústria petroquímica e tem ampliado, por intermédio de sua subsidiária BR-Distribuidora, sua fatia de mercado no segmento de distribuição de derivados.

315. Resumindo, a Petrobras detém um enorme poder de mercado e erigiu diversas barreiras a entrada de novos competidores. Uma delas está localizada no segmento de transporte de petróleo e seus derivados, principalmente no que concerne ao modal dutoviário. Esta posição dominante da Petrobras tem se mostrado conveniente para o atual Governo Federal, que tem se utilizado da intervenção no mercado de derivados de petróleo por intermédio da ação da empresa estatal.

316. Como foi discutido na seção IV, a semelhança do que é feito em alguns países europeus, o Governo Federal poderia utilizar a variação de alíquota de um tributo ou contribuição (como a CIDE, por exemplo) para criar um colchão, que amortecesse a volatilidade dos preços do petróleo e derivados no mercado internacional. Essa seria uma regra clara e transparente para todos os agentes do mercado. Mas o Governo Federal prefere administrar os preços dos derivados, por intermédio de uma política de preços praticada pela Petrobras, o que é nocivo para os competidores. Esta é certamente uma questão importante a ser enfrentada pela regulação da ANP e dos demais órgãos de defesa da concorrência.

317. Pelo que foi analisado ao longo deste trabalho e, em particular, nesta seção, é possível concluir que os grandes desafios da ANP na sua estratégia de regulação para o segmento do refino estão localizados, o primeiro, na diminuição do poder de mercado da Petrobras nas atividades de refino e de transporte e, o segundo, na organização do mercado de combustíveis, com a eliminação da prática da



adulteração, que traz enormes prejuízos para a concorrência no livre mercado. O instrumento que a ANP deve perseguir nesses casos é a redução da assimetria de informações, de modo a lhe permitir um melhor desempenho no setor da regulação econômico-financeira. Tomando-se por base o que ensinam Peci et al. (2007)⁷⁴, reduzir assimetria de informação passa por reduzir o custo desta informação, o que pode ser alcançado por meio de automatização e padronização de sistemas de captação, armazenamento e análise crítica de dados, com a posterior geração de relatórios.

318. Este parece ser o objetivo que vem sendo perseguido pela ANP com a implantação do seu novo Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP). Ao que tudo indica, o SIMP parece ser um sistema robusto que congregará informações fundamentais dos agentes econômicos sobre quantidades produzidas e movimentadas, o que é extremamente importante para que sejam evitados desvios de produtos e evasão fiscal. No entanto, a ANP ainda não está suficientemente aparelhada para realizar a regulação econômico-financeira do segmento de refino de petróleo e seus derivados, dado que ainda não está regulamentado o fornecimento, por parte dos agentes regulados, das informações contábeis que são indispensáveis para que o órgão regulador possa fiscalizar e coibir práticas anti-competitivas e lesivas ao bom funcionamento do livre mercado.

319. Neste sentido, recomenda-se que, pela ação do seu controle externo, a ANP seja levada a revisar as principais Portarias do segmento de refino de petróleo e produção derivados (produção de solventes, formulação de combustíveis, recuperação de resíduos), com o objetivo de sistematizar a apresentação das informações contábeis, que precisarão ser fornecidas periodicamente pelos agentes regulados. Entende-se que, a fim de garantir a fidedignidade da informação contábil, a agência reguladora deveria restringir a diversidade de práticas contábeis a serem escolhidas pela entidade regulada, nos termos em que foram detalhadas em Peci et

⁷⁴ PECCI, A., DE AQUINO, A.C.B., SZUSTER, F.R., MONTEZANO, L. e CARDOSO, R.L. (2007) Validação de Dados para Gestão Regulatória: Razões Teóricas e Econômicas da Assimetria Informacional, p. 85.



al. (2007). A ANP deveria ser o mais específica possível ao estabelecer as regras contábeis a serem praticadas.

320. Desta forma, em sintonia com os pontos que foram abordados acima, são propostos os quesitos a seguir, como um esboço da Matriz de Controle sobre a validação de dados para gestão da regulação das atividades econômicas do segmento de refino de petróleo e produção de derivados. Esta Matriz de Controle será desenvolvida posteriormente (em um segundo relatório), mediante as contribuições da Equipe do TCU:

- A ANP já avaliou o impacto da implantação do SIMP sobre a qualidade das informações de movimentação de produtos que estarão disponíveis no futuro? Dado que as informações fornecidas ao SIMP continuam sendo declaratórias, porque a ANP acredita que estas serão mais confiáveis?
- A ANP verifica se a Transpetro possui uma postura transparente na oferta de serviços de transporte não-firme (para a movimentação de derivados), a serem alocados em capacidade contratada ociosa? Como, na prática, a ANP tem regulado o livre acesso a dutos e terminais das malhas da Transpetro?
- A ANP definiu práticas contábeis a serem observadas pelos refinadores, transportadores, produtores de solventes e formuladores de combustíveis? Quais são elas?
- Que demonstrações contábeis são exigidas dos refinadores, dos transportadores, dos produtores de solventes e dos formuladores de combustíveis? Qual a periodicidade?
- É obrigatória a evidenciação da Demonstração dos Fluxos de Caixa? Por qual método (direto ou indireto)?
- É obrigatória a evidenciação de Notas Explicativas? Existe a definição de conteúdo e abrangência mínimos para as Notas Explicativas?
- É obrigatória a evidenciação da Demonstração de Valor Adicionado? Foram definidos os critérios de elaboração dessas demonstrações?



- A ANP exige a adoção de um Plano de Contas Padrão? Esse Plano de Contas é específico para as atividades desenvolvidas por refinadores, transportadores, produtores de solventes e formuladores de combustíveis?
- A ANP exige demonstrações contábeis por segmentos de negócio das empresas que ainda se encontram integradas verticalmente nos segmentos de exploração e produção, refino, transporte e distribuição? E dos produtores de solventes e formuladores de combustíveis?
- A ANP conhece a composição societária do grupo econômico do qual o refinador, transportador, produtor de solventes ou formulador de combustíveis é parte? Caso afirmativo, a ANP acompanha as alterações societárias ocorridas?
- As informações mencionadas acima são validadas com órgãos relacionados a tal controle, como Juntas Comerciais, Cartórios Cíveis de Pessoas Jurídicas, Comissão de Valores Mobiliários etc.?
- A ANP monitora, após o momento da autorização, se o agente regulado possui em seu quadro de administradores, acionistas ou sócios partícipes, pessoas físicas ou jurídicas que estejam respondendo a processo administrativo, por terem sido administradores de empresa que não tenha liquidado débitos ou cumprido obrigações decorrentes do exercício de atividade regulamentada pela ANP?
- A ANP permite que refinadores, transportadores, produtores de solventes ou formuladores de combustíveis exerçam transações entre partes relacionadas? Em caso afirmativo, quais são? Existe algum critério definido pela ANP para que esses agentes econômicos divulguem essas transações? Existe alguma obrigatoriedade para que sejam reconhecidas pelo valor justo? O critério de mensuração do valor justo foi definido?
- A ANP desenvolveu um sistema de contabilidade específico para ser aplicado pelos refinadores, transportadores, produtores de solventes ou formuladores de combustíveis?



- A ANP verifica regularmente junto à Secretaria da Receita Federal e demais órgãos de tributação se os agentes por ela regulados possuem algum débito ou pendência em relação a estes órgãos?
- Ao apurar o índice de satisfação dos clientes em relação ao mercado de combustíveis, a ANP consulta o Procon e as varas especiais cíveis dos tribunais de justiça estaduais para investigar sobre queixas e reclamações dos consumidores?

321. Seguindo a mesma linha de atuação já utilizada em Peci et al. (2007), a partir dos questionamentos propostos, distinguem-se as ações de alteração de regulação das ações de implantação de mecanismos de fiscalização, dadas na matriz de controle a ser sugerida no segundo relatório da série.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABADIE, E., Curso de Refino de Petróleo – Processos de Refinação, Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás (IBP), Rio de Janeiro, 17-21 de maio (2004).

ALMEIDA, E., Padrão de Concorrência na Indústria do Petróleo, em: Notas de aula da disciplina Dinâmica da Indústria de Petróleo e Gás, Programa de Pós-Graduação em Economia Industrial, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (2002).

ALVEAL, C., Geopolítica do Petróleo, em: Notas de aula da disciplina Dinâmica da Indústria de Petróleo e Gás, Programa de Pós-Graduação em Economia Industrial, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (2002).

ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural – 2006, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, disponível no endereço <http://www.anp.gov.br>, fevereiro (2006).

ANP 2002, Perspectivas para o Desenvolvimento do Refino de Petróleo no Brasil, Agência Nacional do Petróleo, Séries ANP, Nº 3, Diretor Geral: Sebastião do Rego Barros, Coordenação Técnica: Ernani Filgueiras de Carvalho, Rio de Janeiro (2002).

ARAÚJO, T.J., Quais são os efeitos da volatilidade de preços do petróleo na economia brasileira? Uma análise de 2002 a 2006, IBMEC, Faculdade de Economia e Finanças, Programa de Pós-graduação e Pesquisa em Administração e Economia, Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro (2006).

BIOLCHINI, L.C.A, Fatores críticos relativos à abertura do setor de transporte de petróleo e derivados, Fundação Getúlio Vargas – FGV, Escola Brasileira de Administração Pública - EBAP, Dissertação de mestrado, Rio de Janeiro (2001).



BVEP, A Indústria do Petróleo, Biblioteca Virtual de Engenharia de Petróleo, Núcleo de Excelência em Engenharia do Petróleo, consultado em <http://www4.prossiga.br/dep-fem-unicamp/petroleo/bvep.html> em 27 de agosto (2007).

BRASIL, Lei 9.478/97: Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, Texto atualizado até outubro de 2005, Brasília (1997).

CARVALHO, E. F., Panorama do Refino de Petróleo no Brasil, Palestra apresentada no curso de Especialização em Engenharia de Petróleo da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 03 de dezembro (2001).

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, Refining Margins and Yields, apresentado no Crude Oil Valuation Workshop, Agência Nacional do Petróleo, Superintendência de Participações Governamentais, Rio de Janeiro, 6-8 de junho de 2001.

GIAMBIAGI, F. e ALEM, A., Finanças Públicas: Teoria e Prática no Brasil, Editora Campos, 2ª edição, Rio de Janeiro (2000).

PECI, A., DE AQUINO, A.C.B., SZUSTER, F.R., MONTEZANO, L. e CARDOSO, R.L., Validação de Dados para Gestão Regulatória: Razões Teóricas e Econômicas da Assimetria Informacional, Produto 3 – Desenvolvimento de Métodos e Técnicas, parte do projeto “Apoio à Modernização do Tribunal de Contas da União – Aperfeiçoamento do Controle Externo da Regulação, contrato de prestação de serviços n.º 04/47-944 firmado entre TCU e FGV (2007).



SCHECHTAN, R., CUNHA, N., SILVEIRA, J. e NASCIMENTO, D., Combustíveis no Brasil: Políticas de Preço e Estrutura Tributária, Nota Técnica ANP/SEE n.º 13, Agência Nacional do Petróleo (ANP), Superintendência de Estudos Estratégicos (SEE), disponível na Internet em agosto de 2007 em <http://www.anp.gov.br/Gasnatural.html>, março (2001).

SILVA, G.R., Panorama do Refino de Petróleo no Brasil, Palestra apresentada no curso de Especialização em Engenharia de Petróleo da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 09 de Junho (2004).

SILVEIRA, J., A Abertura do Mercado de Combustíveis: A Nova Estrutura Tributária e a Evolução da Desregulamentação de Preços, Agência Nacional do Petróleo (ANP), Superintendência de Estudos Estratégicos (SEE), Nota Técnica ANP n.º 14, 15pp, Agência Nacional do Petróleo (ANP), Superintendência de Estudos Estratégicos (SEE), disponível na Internet em agosto de 2007 em <http://www.anp.gov.br/Gasnatural.html>, abril (2002).

SIMÃO, N., A Reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: A Questão da Tributação, Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, março (2001).

TAYLOR-DE-LIMA, R, A Logística de Escoamento do Gás Natural no Brasil, Monografia para obtenção do Grau de MBA em Logística Empresarial, Escola Brasileira de Administração Pública, Fundação Getúlio Vargas, outubro (2001).

TAYLOR-DE-LIMA, R., Economia do Refino, Palestra apresentada no curso de pós-graduação em Economia da Energia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, 19 de novembro (2002).



TAYLOR-DE-LIMA, R., O Refino de Petróleo no Brasil e no Mundo, Palestra apresentada no curso de pós-graduação em Economia da Energia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, 17 de novembro (2004).

VISCUSI, W.K., VERNON, J.M., HARINGTON Jr., J.E., Economics of regulation and antitrust , 2nd Edition, 4th Printing, Boston-EUA, MIT (1998).