

ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO REFINO-PETROQUÍMICA -
OPORTUNIDADES ECONÔMICAS, ESTRATÉGICAS E AMBIENTAIS

Gabriel Lourenço Gomes

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2011

ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO REFINO-PETROQUÍMICA -
OPORTUNIDADES ECONÔMICAS, ESTRATÉGICAS E AMBIENTAIS

Gabriel Lourenço Gomes

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

Prof. Suzana Borschiver, D.Sc.

Prof. Giovani Vitória Machado, D.Sc.

Prof. André Luiz Carvalhal da Silva, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2011

Gomes, Gabriel Lourenço

Análise da Integração Refino-Petroquímica – Oportunidades Econômicas, Estratégicas e Ambientais
Gabriel Lourenço Gomes. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XVI, 335 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 245-267.

1. Integração Vertical. 2. Refino. 3. Petroquímica. I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Título: Análise da Integração Refino-Petroquímica –
Oportunidades Econômicas, Estratégicas e Ambientais.

A minha esposa, Simone,
e a meus filhos, Luiza e Davi.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a diversas pessoas e instituições que me apoiaram durante a árdua, porém gratificante tarefa de elaboração deste estudo:

Ao Professor Alexandre Szklo, pela excelente orientação, pelo exemplo de dedicação e de profissionalismo, pela atenção e incentivo em diversas etapas cruciais da elaboração do estudo e pela contribuição inestimável ao seu conteúdo;

A minha esposa, Simone, e a meus filhos, Luiza e Davi, pelo amor e carinho, pela paciência e compreensão em momentos difíceis e pelo apoio ao longo de toda a jornada para a conclusão do doutorado;

Aos meus pais, pelo incentivo ao estudo e apoio em todos os momentos da minha vida;

Aos professores e colegas do PPE, em especial Roberto Schaeffer, Giovani Machado e David Branco, que contribuíram com sugestões e em trabalhos derivados da pesquisa da Tese;

Aos funcionários do PPE, em especial à Sandra, pela ajuda e gentileza;

Aos colegas do BNDES, pela amizade e apoio durante a realização do trabalho;

À Capes pelo apoio financeiro para a realização do estágio doutoral no IFP – Instituto Francês do Petróleo;

Ao IFP, seus professores, em especial Frederic Lantz, Denis Babusiaux e Valérie Saint-Antonin, e aos colegas do colégio doutoral do IFP;

Ao BNDES, pelo apoio institucional e financeiro para a realização do doutorado.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO REFINO-PETROQUÍMICA -
OPORTUNIDADES ECONÔMICAS, ESTRATÉGICAS E AMBIENTAIS.

Gabriel Lourenço Gomes

Fevereiro/2011

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

O estudo analisa a estratégia de integração refino-petroquímica no Brasil. A análise foi realizada sob diversos enfoques: econômico, de mercado, tecnológico, ambiental e financeiro. Através de modelos quantitativos de simulação e de programação linear são comparadas alternativas de integração com alternativas de refino dedicadas à fabricação de combustíveis.

Os resultados encontrados apontam diversas justificativas para a adoção da estratégia de integração refino-petroquímica no Brasil. A integração reduz custos de operação, aumenta a eficiência dos processos e permite acesso a mercados petroquímicos com produtos de maior valor agregado, menos regulados e com menor incerteza de demanda.

Dentre as alternativas tecnológicas analisadas, focadas na produção de eteno e propeno, destaca-se a unidade de FCC petroquímico como aquela que agrega maior rentabilidade para as refinarias testadas nos modelos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.).

REFINING-PETROCHEMICAL INTEGRATION: ECONOMIC, STRATEGIC AND ENVIRONMENTAL OPPORTUNITIES.

Gabriel Lourenço Gomes

February/2011

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

This study aims to evaluate the strategy of refinery-petrochemical integration. The analysis was based on several aspects: economic, marketing, technological, environmental and financial aspects. Alternatives of integration were compared to alternative configurations of refining dedicated to fuels production through simulation and linear programming quantitative models.

The results of the analysis indicate several reasons for the adoption of the refinery-petrochemical integration strategy in Brazil. Integration allows cost reduction, process efficiency improvement and access to petrochemical markets with high value products and with lower levels of regulation and uncertainty.

The Petrochemical FCC unit is the technological alternative that aggregates most profitability for the refinery, considering the configurations tested in the quantitative models of the study, focused in the production of ethylene and propylene.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABELAS	xiii
LISTA DE GRÁFICOS.....	xv
I. INTRODUÇÃO	1
I.1. Transformações nos Mercados de Energia	3
I.2. Transformações no Mercado de Combustíveis e nas Refinarias de Petróleo	6
I.3. Transformações no Mercado de Petroquímicos	9
I.4. A Integração Refino-Petroquímica no Brasil.....	12
I.5. Metodologia de Análise	14
Capítulo 1 - A Teoria Econômica da Integração Vertical	19
1.1 A Integração Vertical sob a Ótica da Economia Industrial	19
1.2 A Teoria dos Custos de Transação e a Integração Vertical.....	22
1.4 A Integração Vertical e a Indústria Petroquímica	29
1.5 A Integração Vertical na Petroquímica Brasileira.....	30
1.6 Conclusões do Capítulo 1	32
Capítulo 2 - A Incerteza nos Mercados de Combustíveis Líquidos: Implicações para a integração refino-petroquímica.....	34
2.1.Evolução do Mercado Mundial de Energia	36
2.2. Evolução do Mercado Mundial de Combustíveis Líquidos	40
2.2.1 Incerteza na Previsão da Demanda e Oferta de Combustíveis Líquidos.....	41
2.2.2 Previsão de Crescimento Regional Desigual da Oferta de Combustíveis Líquidos.....	45
2.3. Incertezas Relacionadas à Evolução da Capacidade, Utilização e Margens do Refino Mundial.....	47
2.4 Incertezas Relacionadas a Novos Projetos de Refino.....	52
2.5 A incerteza sobre os Preços dos Combustíveis Líquidos	53
2.6 Incertezas Relacionadas à Substituição entre os Combustíveis Líquidos	58
2.7 Incertezas Relacionadas às Questões Ambientais do Refino	63
Capítulo 3 - Situação Atual e Perspectivas da Indústria Petroquímica Mundial - Mudanças nos Mercados Petroquímicos	73
3.1. Origens da Indústria Petroquímica	74
3.2. Consolidação da Indústria Petroquímica	76

3.3. Mudanças Estratégicas das Empresas	79
3.4. Ciclicidade na Indústria Petroquímica.....	83
3.5 O Acesso à Matéria-prima para a Indústria Petroquímica.....	85
3.6. Alterações geográficas na produção	87
3.7. Alterações geográficas na demanda	92
3.8. Excesso de capacidade na Indústria no Curto Prazo	93
3.9. A Petroquímica como Agregação de Valor na Cadeia do Petróleo.....	95
3.10 Análise dos Mercados de Propeno e Aromáticos	97
3.11. A petroquímica e as Questões Ambientais	103
3.11.1. Biocombustíveis e biomateriais.....	110
3.12. Conclusões do Capítulo 3.....	111
Capítulo 4 - Aspectos Tecnológicos da Integração Refino-petroquímica.....	115
4.1. Caracterização de uma Refinaria.....	116
4.1.1 Craqueamento Catalítico Fluido e FCC Petroquímico - FCC.....	121
4.1.2 HCC – Hidrocraqueamento - HCC.....	124
4.1.3 Coqueamento Retardado - UCR.....	126
4.2 Caracterização das Principais Tecnologias para Produção de Petroquímicos Básicos.....	128
4.2.1 A unidade de craqueamento a vapor	132
4.2.3. Unidade de Reforma e Separação de Aromáticos	134
4.3. A Tecnologia e a Integração Refino-Petroquímica	135
Capítulo 5 – O Refino e a Petroquímica no Brasil	142
5.1. Evolução do Refino no Brasil.....	144
5.1.1. Balança Comercial de Derivados no Brasil.....	152
5.1.2. Perspectivas de Investimento no Refino no Brasil	154
5.1.3. A importância dos Biocombustíveis no Mercado Brasileiro de Refino.	158
5.1.4 Perspectivas do Refino Brasileiro e a Integração Refino-Petroquímica	160
5.2. Evolução e Estrutura atual da Indústria Petroquímica no Brasil.....	161
5.2.1. Consolidação da Indústria Petroquímica no Brasil	162
5.2.2. Previsão de Investimentos na Petroquímica Brasileira	166
5.2.3. A Questão da Disponibilidade e Preço das Matérias-primas petroquímicas no Brasil.....	167
5.2.4. Agregação de Valor e Diversificação da Petroquímica no Brasil	173
5.3. Conclusões do Capítulo 5.....	176

Capítulo 6 – Modelagem de Alternativas de Configurações de Refino e de Integração Refino-Petroquímica em uma Refinaria Hipotética Brasileira. Metodologia, Descrição e Resultados dos Modelos.		181
6.1	Construção dos Modelos	183
6.2.	Descrição das principais unidades de processo de refino e petroquímica dos modelos.....	186
6.2.1.	Destilação Atmosférica e Destilação a Vácuo.....	186
6.2.2.	Coqueamento Retardado	188
6.2.3.	Craqueamento Catalítico (FCC)	189
6.2.4.	Hidrocraqueamento (HCC) e Hidrotratamentos.....	191
6.2.5.	Reforma Catalítica.....	192
6.2.6.	Craqueamento a vapor	193
6.2.7.	Outros Processos	194
6.2.	Modelo de simulação em Excel.....	195
6.2.2.	Definição das Configurações de Refino do modelo de Simulação	195
6.2.2.1.	Projeção da demanda futura de combustíveis e petroquímicos no Brasil	195
6.2.2.2.	Evolução dos preços de derivados e petroquímicos	199
6.2.2.3.	Descrição das Configurações de Refino Propostas	201
6.2.3.	Análise do Modelo Simulação.....	204
6.2.3.1.	Comparação das configurações de refino com FCC e com HCC	204
6.2.3.2.	FCC Petroquímico – Produção de Propeno.....	206
6.2.3.3.	Craqueamento a vapor – Produção de Eteno, Propeno e Aromáticos.....	207
6.2.4.	Principais Resultados e Considerações sobre Limitações da Análise do Modelo de Simulação.	210
6.3.	Modelo de otimização em Programação Linear (PL).....	211
6.3.1.	Metodologia do modelo de otimização	212
6.3.2.	Definição das Configurações de Refino do modelo de Otimização.....	216
6.3.3.	Análise do Modelo de Otimização	221
6.3.4.	Avaliação das emissões de CO ₂ das configurações propostas	224
6.3.5.	Avaliação da Unidade de Craqueamento a Vapor.....	227
6.3.6.	Custos Marginais Encontrados	229
6.3.7.	Resumo dos Principais Resultados e Considerações sobre Limitações dos Modelos Quantitativos.....	230
7.	Conclusões da Tese	234

7.1. Conclusão	234
7.2 Oportunidades de Desenvolvimento Futuro da Pesquisa	241
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	245
LISTA DE ANEXOS	268

LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 – Esquema de Comportamento dos Preços do Petróleo.
- Figura 3.1 – A Visão da Petrobras Sobre a Integração.
- Figura 3.2 – A Visão da Reliance sobre a Integração.
- Figura 3.3 – Previsão de crescimento da demanda por petroquímicos entre 2010 e 2015.
- Figura 3.4 – Distribuição das Emissões Totais da Indústria Química.
- Figura 4.1 – Configuração Típica de uma Refinaria Complexa.
- Figura 4.2 – FCC e FCC Petroquímico.
- Figura 4.3 – Esquema simplificado de Unidade de Coqueamento Retardado.
- Figura 4.4 – Tecnologias Alternativas para a Produção de Olefinas.
- Figura 4.5 – Esquema de uma Unidade de Craqueamento a Vapor.
- Figura 5.1 – Mapa das Refinarias Brasileiras da Petrobras.
- Figura 5.2 – Esquemas de Refino em Operação no Brasil
- Figura 5.3 – Estrutura da Indústria Petroquímica Brasileira nos anos 90.
- Figura 6.1 – Previsão de Expansão da Capacidade de Refino no Brasil, por 10⁶bpd.
- Figura 6.2 – Fluxo Inicial das Unidades Testadas no Modelo.

LISTA DE TABELAS

- Tabela 1.1 – Coordenação das relações comerciais a Economia Industrial.
- Tabela 3.1 – Ranking de Empresas Químicas.
- Tabela 3.2 – Produção mundial de petroquímicos básicos – 2006 (mil t).
- Tabela 3.3 – Consumo de energia na indústria química por produto – 2004.
- Tabela 3.4 – Consumo Direto de Energia e Emissões na Indústria Química.
- Tabela 4.1 – Produtos típicos por unidade de refino.
- Tabela 5.1 – Dependência externa de petróleo e seus derivados (mil m³/d).
- Tabela 5.2 – Unidades de Coqueamento Retardado das Refinarias Brasileiras
- Tabela 5.3 – Detalhamento dos Investimentos e do Conteúdo Nacional dos Investimentos da Petrobras.
- Tabela 5.4 – Projetos de Aproveitamento do Propeno e Eteno de Refinaria.
- Tabela 6.1 – Rendimentos da Destilação Atmosférica para o Petróleo Marlim.
- Tabela 6.2 – Rendimentos da Destilação a Vácuo para o Petróleo Marlim.
- Tabela 6.3 – Rendimentos do Coqueamento Retardado para o Petróleo Marlim.
- Tabela 6.4 – Rendimentos do FCC Convencional para o Petróleo Marlim.
- Tabela 6.5 – Rendimentos do FCC Petroquímico para o Petróleo Marlim.
- Tabela 6.6 – Rendimentos do HCC Petroquímico para o Petróleo Marlim.
- Tabela 6.7 – Rendimentos da Unidade de Reforma Catalítica.
- Tabela 6.8 – Rendimentos da Unidade de Craqueamento a Vapor.
- Tabela 6.9 – Previsão do Consumo de Combustíveis Derivados de Petróleo no Brasil, em mil t.
- Tabela 6.10 – Previsão de Demanda de Petroquímicos Básicos no Brasil
- Tabela 6.11 – Preços do Petróleo e Derivados.
- Tabela 6.12 – Comparação entre Configuração FCC, HCC e Petro FCC.
- Tabela 6.13 – Comparação entre Configurações com Craqueamento a Vapor.
- Tabela 6.14 – Características do Petróleo Marlim.
- Tabela 6.15 – Demanda Estimada para a Refinaria.
- Tabela 6.16 – Rendimento das Principais Unidades do Modelo de otimização.
- Tabela 6.17 – Investimentos nas Unidades de Processo.
- Tabela 6.18 – Capacidade de Produção das Unidades após a Otimização.
- Tabela 6.19 – Resultados de Receitas e Custos das Unidades Otimizadas.

Tabela 6.20 – Emissões de CO₂ das Unidades Otimizadas.

Tabela 6.21 – Rentabilidade do Caso Especial.

Tabela 6.22 – Custos Marginais dos Principais Produtos.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Consumo Mundial de Energia 1990-2035.

Gráficos 2.2 – Consumo de Energia Primária dos países da OCDE e do resto do Mundo, 1990-2035.

Gráficos 2.3 – Consumo de Energia Primária por região, 1990-2030.

Gráfico 2.4 – Energia Comercializada por tipo de Fonte Primária, 1990-2035.

Gráfico 2.5 – Cenários de Preços de Petróleo, 1980-2035 (dólares por barril de 2008).

Gráfico 2.6 – Cenários de Preços de Petróleo, 1970-2020 (dólares por barril de 1997).

Gráfico 2.7 – Oferta de Combustíveis Líquidos Convencionais e não Convencionais em 3 casos, 2006 e 2030 (milhões de barris por dia).

Gráfico 2.8 – Oferta de Combustíveis Líquidos não Convencionais em 3 casos, 2007 e 2035 (milhões de barris por dia).

Gráficos 2.9 – Produção de Líquidos Convencionais (fora da OPEP) em Países e Regiões Selecionados, 2007 e 2035 (Milhões de barris por dia).

Gráfico 2.10 – Produção de Líquidos Convencionais (OPEP) por Região, 2007 e 2035 (Milhões de barris por dia).

Gráfico 2.11 – Reservas Provadas de Petróleo por Região, em 1º de Janeiro de 2010, em Bilhões de barris.

Gráfico 2.12 – Evolução da Capacidade do Refino Mundial.

Gráfico 2.13 – Utilização da Capacidade do Refino Mundial.

Gráfico 2.14 – Utilização da Capacidade de Refino por Região.

Gráfico 2.15 – Evolução das Margens de Refino.

Gráfico 2.16 – Diferencial de Preços de Petróleos Pesados.

Gráfico 2.17 – Novas Capacidades de Refino por Fase de Projeto, por Mb/j.

Gráfico 2.18 – Distribuição Regional de Novos Projetos de Refino em Perspectiva.

Gráfico 2.19 – Evolução dos Preços do Petróleo

Gráfico 2.20 – Mudança global do produto destilado/diesel para gasolina e do residual, 2008-2015-2020, em percentual.

Gráfico 2.21 – Previsão da Balança de Produtos 2008-2014.

Gráfico 2.22 – Previsão da Evolução do Grau API e do % de enxofre 2008-2014.

Gráfico 2.23 – Mix de produtos na América Latina, 2007-2015-2030, em percentual.

Gráfico 2.24 – Mix de Produtos na América Latina excluindo Biocombustíveis, 2007-2015-2030, em percentual.

Gráfico 2.25 – Alocação das permissões gratuitas por setores.

Gráfico 3.1 – Ciclos de Margens da Indústria Petroquímica.

Gráfico 3.2 – Custo Direto de produção (Custo Fixo + Custo Variável) de eteno por regiões e fonte de matéria-prima, US\$/ton.

Gráfico 3.3 – Custo Direto de produção (Custo Fixo + Custo Variável) de eteno por regiões e fonte de matéria-prima, Brent a US\$ 78,00.

Gráfico 3.4 – Adições de capacidade de eteno por região.

Gráfico 3.5 – Capacidade média das plantas de olefinas por região, 2006 (1000 t/a).

Gráfico 3.6 – Adições de Capacidade de Eteno por Região (Mt).

Gráfico 3.7 – Balanço de Oferta e Demanda de Eteno.

Gráfico 3.8 – Comparação da Elasticidade de Demanda do Eteno e do Propeno

Gráfico 3.9 – Adições de Capacidade de Propeno por Tecnologia de Processo.

Gráfico 3.10 – Adições de Capacidade de Propeno por Região.

Gráfico 3.11 – Previsão de Importações de Propeno e Derivados na América Latina.

Gráfico 3.12 – Distribuição dos Mercados de Tolueno e Xilenos.

Gráfico 3.13 – Consumo de Energia na Indústria Química.

Gráfico 4.1 – Rendimento da Unidade de craqueamento a vapor por carga processada.

Gráfico 5.1 – Estimativa da produção de petróleo pela Petrobras (b/d).

Gráfico 5.2 – Produção de Petróleo, Refino e Demanda de Derivados no Brasil.

Gráfico 5.3 – Investimentos da Petrobras na Área de Abastecimento.

Gráfico 5.4 – Projetos de Refino da Petrobras 2010-2020.

Gráfico 5.5 – Balança Comercial de Gasolina no Brasil.

Gráfico 5.6 – Preço Mensal do Açúcar Total Recuperável da Cana.

Gráfico 5.7 – Capacidade de Produção de Resinas dos Principais Produtores Mundiais.

Gráfico 5.8 – Plano de Investimentos da Braskem – Petroquímica.

Gráfico 5.9 – Consumo *per capita* de plásticos no Brasil.

Gráfico 5.10 – Distribuição das Vendas de Petroquímicos por Produto Final.

Gráfico 5.11 – Oportunidades de investimento na indústria química até 2020.

Gráfico 6.1 – Evolução dos Preços do Petróleo entre 1994 e 2007.

Gráfico 6.2 – Ciclo de Margens Petroquímicas.

I. INTRODUÇÃO

A integração entre refino de petróleo e produção de petroquímicos é tema recorrente na área de processamento de petróleo, com o objetivo de aproveitar as sinergias existentes nessas atividades. Pennégues (1983) já propõe a análise dos setores de refino e petroquímica em conjunto, na França, através de um modelo de otimização integrado dessas atividades. O crescimento do consumo de petroquímicos e os ganhos de sinergia dessas atividades respaldavam à época a pesquisa sobre esse tema.

A crise do refino, caracterizada pela redução da utilização da capacidade e das margens de rentabilidade, resultante da redução do consumo de derivados, nos anos 1980, reduziu o interesse sobre essa questão na literatura. No entanto, com a elevação dos preços do petróleo e das margens do refino, e o retorno dos investimentos em novas unidades de refino ao longo das décadas de 1990 e 2000, diversos autores como Johnson et al. (2002), Martino e Van Wechem (2002), Pimenta e Pinho (2004), Souza et al. (2008), Wang et al. (2008), Kapustin et al., 2009, Simanzhenkov et al. (2010) voltaram a explorar o tema da integração refino-petroquímica, principalmente no que se refere a novas oportunidades de integração refino-petroquímica, decorrentes do desenvolvimento de novas tecnologias de processo.

Podemos citar como exemplos de integração de processo propostas pelos autores citados: o desenvolvimento de unidades de reforma para a produção de aromáticos em refinarias; o aproveitamento de correntes de refinarias como matéria-prima para a produção de olefinas em plantas petroquímicas; e a otimização das unidades básicas de craqueamento térmico, catalítico e reforma, visando à maximização do uso das correntes de hidrocarbonetos. Essa inter-relação tradicional vem se intensificando e novas oportunidades de integração relacionadas a diversos fatores têm sido identificadas por autores como.

A literatura citada acima analisa diversas oportunidades de integração refino-petroquímica. Seu foco principal, no entanto, está restrito a uma avaliação técnica dos

benefícios da integração no que diz respeito à utilização de novas tecnologias, ou à otimização conjunta de novos processos de produção de combustíveis e de petroquímicos.

A presente Tese busca testar se existem justificativas qualitativas e quantitativas que suportem a integração refino-petroquímica, de acordo com a teoria econômica. Enquanto os autores citados apresentam apenas justificativas tecnológicas que justificariam a integração refino-petroquímica, o objetivo principal da Tese é testar, sob a luz da teoria, se o conjunto de características econômicas, de mercado, tecnológicas, financeiras e ambientais é suficiente para justificar a integração refino-petroquímica, considerando as características do cenário existente no Brasil atual.

A discussão de cada um dos aspectos econômicos, de mercado, tecnológicos e característicos do mercado brasileiro, que podem influenciar a questão principal da integração refino-petroquímica, é objeto de um capítulo correspondente da Tese, onde tais aspectos são analisados de forma qualitativa.

Em seguida, para que seja possível uma avaliação quantitativa dos diversos fatores envolvidos, são apresentados modelos construídos com o objetivo de testar alternativas de integração refino-petroquímica de uma forma global, considerando esses fatores em conjunto através da modelagem de uma refinaria hipotética, representativa de alternativas possíveis para atender ao mercado brasileiro de combustíveis e petroquímicos.

As questões ambientais relacionadas à integração são analisadas em seções dos capítulos de mercado de refino e petroquímica e do capítulo quantitativo.

Dentre as justificativas de mercado para a integração refino-petroquímica que serão testadas na Tese, destacam-se, as incertezas de demanda e de oferta de produtos nos mercados de refino e petroquímica, o acesso à matéria-prima para a produção de petroquímicos e a busca de agregação de valor aos insumos. Os aspectos tecnológicos discutidos nesta Tese contemplam novos desenvolvimentos de unidades de processo, catalisadores e configurações

voltadas para a minimização de custos de produção e atendimento às especificações de produtos cada vez mais restritas, que viabilizam a concretização da estratégia de integração. Os aspectos financeiros avaliados estão relacionados aos custos de investimento e rentabilidade das unidades de refino e petroquímica integradas. Os aspectos ambientais considerados, por sua vez, estão relacionados ao avanço de matérias-primas renováveis como alternativa ao petróleo como insumo para o refino e para a petroquímica e, principalmente, o impacto de futuras restrições às emissões de CO₂ sobre a questão da integração refino-petroquímica.

A Tese busca analisar a questão da integração sob a ótica das refinarias de petróleo e sob a ótica da indústria petroquímica, diante das recentes transformações de cenários descritas em seguida.

I.1. Transformações nos Mercados de Energia

O mercado mundial de energia encontra-se atualmente em uma fase de transição, caracterizada pelo aumento acelerado da demanda, associado ao crescimento da economia mundial (especialmente da China), por um lado, e pelos esforços para diminuir o seu impacto ambiental, através de regulamentação ambiental cada vez mais restritiva, por outro. Os efeitos do crescimento da demanda de energia sobre as reservas de recursos não renováveis e, principalmente, sobre o meio ambiente dependerão do ritmo de substituição das principais fontes de energia da matriz energética por recursos renováveis e também da melhoria da eficiência no consumo da energia (Rogner, 2000; Geller, 2003; Szklo e Machado, 2006; Babusiaux e Bauquis, 2007).¹

¹ Entre 2000 e 2010 o consumo de energia primária no planeta cresceu 2,5% ao ano, com destaque para o carvão, os renováveis e o gás natural que cresceram respectivamente, 50%, 41% e 30%, no período. Contudo esse crescimento deve ser desacelerado nos próximos anos. Entre 2010 e 2020, projeta-se um crescimento menor de 1,6% ao ano, com destaque para renováveis, carvão, nuclear e gás natural. O consumo de combustíveis líquidos deverá ser o de menor crescimento dentre as principais fontes de energia (EIA, 2009).

No caso do mercado do petróleo, esse desequilíbrio é acentuado pela restrição ao aumento da produção e da oferta de óleo bruto e de derivados (Bentley, 2002). Particularmente a disponibilidade de petróleos leves poderá diminuir ao longo dos próximos anos, fruto da instabilidade política no Oriente Médio (principal região produtora e onde estão localizadas as maiores reservas) e da queda da produção nas demais regiões (Adelman, 2004). A produção de petróleos mais pesados e ácidos cresceu em diversas regiões (Williams, 2003), notadamente no Brasil, como estratégia para a substituição dos óleos leves, cada vez mais escassos e caros. Esses petróleos em geral possuem menor rendimento em frações leves, especialmente nafta petroquímica, na medida em que petróleos pesados são normalmente naftênicos, o que pode restringir a sua oferta futura no mercado internacional.

Pelo lado da demanda o crescimento econômico mundial estimulou o aumento consumo de gasolina e destilados médios, como o diesel. Esse fator também diminuiu a disponibilidade de nafta, já que a produção de nafta concorre, em parte, nas refinarias com a produção de gasolina e mesmo, ainda que em menor monta, de diesel, destinada a abastecer à demanda crescente por combustíveis, principalmente do setor de transportes. No entanto, as projeções de crescimento mais acelerado do consumo de diesel do que de gasolina e o aumento do consumo de etanol adicionado à gasolina deverá modificar esse cenário no futuro (Higgins, 2009).

Outra questão é a tendência de substituição do uso do petróleo e derivados pelo gás natural e por outras fontes de energia alternativas. Destacam-se o crescimento da exploração de petróleos extrapesados e areias betuminosas no Canadá e de diversas fontes de energia renováveis, como o etanol da cana-de-açúcar e do milho, o biodiesel e o desenvolvimento de motores mais eficientes, convencionais, híbridos e elétricos, que reduzem o consumo de combustíveis.

Por exemplo, o aumento da utilização do gás natural na matriz energética e o maior esforço de sua exploração e consumo estimularam o desenvolvimento de novas unidades petroquímicas que utilizam o etano (extraído do gás natural) como matéria-prima, notadamente no Oriente Médio (Van Camp, 2005).²

Essas unidades, extremamente competitivas devido ao baixo custo da matéria-prima, associada à extração de gás natural, são em sua maioria produtoras integradas de eteno e polietileno e, em alguns casos, produtoras de propeno e polipropileno. A concentração dos investimentos em novas unidades petroquímicas a partir do etano no Oriente Médio resulta em oportunidade de investimento para a produção de propeno (em menor grau) e principalmente de aromáticos fora dessa região. (Zinger, 2010)

Existem projetos de aproveitamento de correntes de propeno para a produção de polipropileno e projetos de unidades petroquímicas integradas com refinarias no Oriente Médio e na Ásia. Contudo, as suas vantagens de custo são menores, pois seus insumos (petróleo e nafta) podem ser exportados facilmente e, portanto, possuem um custo de oportunidade mais elevado em relação ao gás natural. (Witte, 2010)

Dessa forma, a inexistência de vantagens significativas para a produção de propeno e aromáticos no Oriente Médio pode ser um estímulo adicional para a estratégia de integração refino-petroquímica em outras regiões, com o objetivo de aproveitar as sinergias na produção desses produtos em unidades integradas a refinarias.

² A demanda mundial por eteno deve atingir cerca de 120 milhões de toneladas em 2010. A capacidade adicionada líquida do fechamento de unidades obsoletas em 2010 deve ser de 10 milhões de toneladas, sendo que destas, 4 milhões estão localizadas no Oriente Médio (Eramo, 2010).

I.2. Transformações no Mercado de Combustíveis e nas Refinarias de Petróleo

Visando atender ao aumento da demanda de derivados de petróleo com especificações cada vez mais restritas e absorver petróleos cada vez mais pesados e ácidos, as refinarias vêm investindo fortemente em seus processos industriais³ (Higgins, 2009; Williams, 2003).

Além disso, a adequação às novas exigências ambientais, principalmente no que se refere a emissões de SO₂, NO_x e particulados, e para processar petróleos cada vez mais pesados, muitas refinarias investiram em seus processos de conversão e tratamento, através da instalação de novos equipamentos, da utilização de novos catalisadores e de melhorias operacionais (Perisse et al., 2004).

Dentre as modificações verificadas, destaca-se a instalação de unidades de hidrocrackeamento (HCC), que aumentam a capacidade de conversão em médios e leves e a versatilidade da refinaria em termos de carga processada. Alternativas adotadas pelas refinarias são a instalação de unidades de coqueamento retardado e hidrotratamento, ou unidade de craqueamento catalítico de resíduos (RFCC) (KBC, 2007).

Outra alternativa tecnológica que vem sendo estudada é a gasificação de resíduos. (Clayton et al., 2002) Em uma primeira etapa, a gasificação pode funcionar como supridora de energia para a maior demanda de energia gerada por unidades mais complexas. No futuro, as unidades de gasificação de gás natural, de correntes de refino, ou até mesmo de coque de petróleo poderão, através dos gases de síntese gerados e da síntese de Fischer Tropsch, também se tornar unidades produtoras de combustíveis e petroquímicos (Williams, 2003; Szklo e Schaeffer, 2006; Branco, et al., 2009).

Essas inovações de processo que vêm sendo implantadas nas refinarias geram novas oportunidades para o aproveitamento de correntes de hidrocarbonetos como matéria-prima para a produção de petroquímicos.

³ A capacidade de destilação de petróleos brutos deve aumentar cerca de 11 milhões de barris por dia entre 2008 e 2012, sendo cerca da metade derivada da instalação de novas refinarias (Oil and Gas Journal, 2008).

Por serem processos intensivos em energia final, a produção de petroquímicos e o refino de petróleo também devem ajustar seus processos aos compromissos de redução de emissões de gases de efeito estufa nos países desenvolvidos, estabelecidos no Protocolo de Kioto. A sua assinatura, em dezembro de 1997, iniciou um esforço pela redução das emissões de gases de efeito estufa. O Protocolo determinou que países da União Europeia que aderiram voluntariamente ao protocolo deveriam reduzir suas emissões em 5,2% em média, comparadas aos níveis de 1990, sendo verificado o cumprimento metas no período entre 2008 e 2012 (ONU, 1997; Rathmann et al., 2010). Em 2009, na Conferência do Clima em Copenhage, países em desenvolvimento, como o Brasil, Índia e China indicaram que também deverão iniciar controles das emissões nos próximos anos, o que poderá afetar futuros projetos de refino e petroquímica nesses países.

Apesar da busca por redução das emissões de CO₂, a utilização de processos de refino mais complexos visando atender às especificações ambientais locais e nacionais eleva as emissões de CO₂ nas refinarias. O consumo de energia final pode aumentar de 4% em uma refinaria simples, para até 10% em uma refinaria com alta conversão (Szklo e Schaeffer, 2006). Isso ocorre principalmente porque a produção de hidrogênio leva a uma emissão adicional de 8 a 15t CO₂ por t de hidrogênio, o que pode ser um obstáculo à implantação de processos de hidrotratamento, se ela não for obrigatória devido às demais especificações de meio ambiente (Martino e Van Wechem, 2003).

No Brasil, por exemplo, a redução de enxofre prevista para o diesel e a gasolina, deverá aumentar o consumo de energia final pelo parque de refino nacional em cerca de 30%, com efeitos sobre a emissão de CO₂ (Szklo e Schaeffer, 2006). Portanto, se por um lado, as especificações de produtos mais restritas estimulam os processos mais complexos, novas legislações que imponham restrições sobre as emissões de CO₂ poderão vir a desestimular a implantação de novas unidades complexas.

Outra questão fundamental é o crescimento da utilização de combustíveis de fontes renováveis, principalmente o etanol e o biodiesel, e o desenvolvimento e introdução de carros elétricos, que trazem novas incertezas para o mercado de combustíveis, principalmente de gasolina, das refinarias. Essas soluções são excelentes alternativas para atender à demanda de combustíveis diminuindo o seu impacto ambiental. Contudo, a sua ampla utilização poderá reduzir o crescimento futuro da demanda por derivados de petróleo, afetando os mercados das refinarias. Portanto, participar desse movimento através de tecnologias como o HBIO⁴ é uma alternativa tecnológica importante para as refinarias. Szklo e Schaeffer (2006) discutem, por exemplo, o papel fundamental das novas tecnologias das unidades de refino na transição para uma economia baseada em fontes renováveis de energia.

Diante das mudanças profundas no ambiente em que atuam, as refinarias buscam alternativas tecnológicas que solucionem a seguinte equação: atendam às novas exigências dos mercados, através de matérias-primas alternativas, minimizando os impactos ao meio ambiente e com rentabilidade econômico-financeira adequada.

Dentre os principais desafios do refino, destacam-se: 1) a crescente escassez, dificuldade de acesso, ou preço elevado dos petróleos leves e o aumento do consumo de petróleos pesados e ácidos; 2) as especificações cada vez mais rígidas de combustíveis e 3) o desafio de diminuir as emissões de CO₂.

Diversas são as alternativas tecnológicas que podem responder às mudanças nos mercados de energia e de combustíveis. Seu objetivo principal é fornecer combustíveis mais especificados e matérias-primas para a indústria petroquímica de forma mais eficiente. As soluções tecnológicas possíveis são inúmeras e não seria possível avaliar todas. Contudo,

⁴ A tecnologia HBIO foi desenvolvida pela Petrobras e consiste na adição de óleos vegetais (ou animais) em uma unidade de hidrotreatamento em conjunto com o óleo diesel convencional. Trata-se, portanto, de uma hidroconversão catalítica dessa mistura, sob condições controladas de temperatura, pressão e quantidade de hidrogênio. Desta forma, o óleo vegetal é convertido em hidrocarbonetos parafínicos lineares, similares aos existentes no óleo combustível produzido à partir do petróleo. A conversão do óleo vegetal é de 96%, sendo os 4% restantes convertidos em propano. (Petrobras, 2010; Fontes et al., 2008)

dentre elas, destaca-se a alternativa de integração refino-petroquímica, que será comparada, na parte quantitativa da Tese com algumas configurações de refino dedicadas para a produção de combustíveis. Essa avaliação é possível a partir da simulação e análise dos modelos quantitativos elaborados nesta Tese, com base em configurações de refino atualmente propostas para novas refinarias em fases de projeto e construção no Brasil. A comparação das alternativas de refino integrado e dedicado à produção de combustíveis possibilitará o teste da hipótese central da Tese de viabilidade da estratégia de integração refino-petroquímica. Os modelos simulam o ambiente real no qual se inserem as refinarias, permitindo uma avaliação global dos diversos fatores que interferem na estratégia de integração.

I.3. Transformações no Mercado de Petroquímicos

Apenas as alterações recentes nos perfis das refinarias, decorrentes das exigências de mercado e ambientais e das características das cargas alternativas ao petróleo leve, já justificariam a avaliação da estratégia de integração refino-petroquímica. No entanto, algumas características do mercado de produtos petroquímicos também parecem determinar motivações para soluções de fornecimento de matérias-primas e para o interesse das refinarias nesse mercado.

Em primeiro lugar, é esperado um crescimento, em termos percentuais, maior da demanda por plásticos, do que da demanda por combustíveis. Portanto, a participação nesse mercado de maior crescimento constitui uma oportunidade para as refinarias. O crescimento da demanda por petroquímicos deverá ser cerca de 4% a.a. maior do que o crescimento da demanda por combustíveis, no período entre 2010 e 2015⁵.

⁵ O crescimento projetado de combustíveis líquidos é de apenas 0,97% a.a. entre 2010 e 2015 (EIA, 2009). Enquanto isso, a projeção de demanda de químicos básicos e plásticos, no mesmo período, é estimada em 5,3% a.a. (ADAMS, 2010.). O crescimento projetado da demanda mundial por eteno, principal matéria-prima petroquímica, é de 4,8% entre 2009 e 2014 (Eramo, 2010).

Existe, contudo uma diferença substancial na previsão de crescimento da demanda, entre os produtos petroquímicos. Enquanto a demanda de eteno cresce a 3% a.a., o propeno cresce a 5% a.a. e o paraxileno 6% a.a. A demanda elevada de propeno é estimulada pelo crescimento do polipropileno, que corresponde a 64% da aplicação do propeno. Nesse contexto, segundo Plotkin (2005), verifica-se uma clara modificação entre a relação de demanda de eteno e propeno.

Da mesma forma, existe uma diferença substancial na previsão de demanda de combustíveis. Enquanto, os destilados médios deverão crescer mais acentuadamente, a gasolina é mais atingida pela substituição por etanol e pela introdução de veículos híbridos.

Essa alteração no perfil da demanda por petroquímicos básicos pode estimular a integração entre refino e petroquímica, já que as refinarias são fontes importantes de fornecimento de propeno e produtos aromáticos. Além disso, o cenário de disponibilidade de gasolina futuro poderá estimular o desenvolvimento de unidades petroquímicas para o seu aproveitamento como matéria-prima (Zinger et al, 2009).

O aumento dos preços a patamares históricos levou a alterações nas margens ao longo da cadeia de produção de petroquímicos. Apesar dos altos preços do petróleo e das matérias-primas, nos últimos anos a rentabilidade do setor petroquímico foi mantida até a crise financeira iniciada no final de 2008, que reduziu substancialmente a demanda e as margens do setor. Esse fenômeno de margens elevadas ocorreu fundamentalmente devido ao crescimento econômico mundial que aumentou a demanda por petroquímicos básicos. Os novos projetos petroquímicos implantados não foram capazes de atender ao crescimento da demanda e, portanto, os preços dos produtos petroquímicos elevaram-se acima dos custos das matérias-primas. (Potter, 2010)

Existem previsões de um ciclo de baixa de preços longo iniciado a partir de 2009, e reforçado pela entrada em operação de novas capacidades no Oriente Médio entre 2010 e

2012. Contudo, o cenário de rentabilidade da indústria após esse período é incerto. Isso se dá, porque não é claro se a economia mundial e o consumo de petroquímicos voltarão a crescer na mesma magnitude dos últimos 10 anos. (Zinger, 2010)

Diante desse cenário recente de crescimento econômico e de restrição do aumento da oferta de petróleo, a competição e a interface entre os mercados de derivados e petroquímico se acirrou. Neste cenário, as principais matérias-primas petroquímicas podem ser destinadas ao mercado de derivados energéticos (combustíveis), com destaque, neste caso, para a nafta e as olefinas. Como consequência, verifica-se pouca disponibilidade de nafta no mercado mundial. No entanto, a manutenção desse cenário de escassez de matérias-primas no futuro é incerta. De fato, a redução da demanda devido ao menor ritmo de crescimento e a utilização de biocombustíveis e motores mais eficientes poderão diminuir a pressão sobre a demanda de derivados de petróleo, o que poderia gerar mais produção de matérias-primas para a petroquímica (Fyfe et al, 2009).

Adicionalmente, os preços elevados do petróleo e das matérias-primas petroquímicas convencionais, como a nafta e o etano, vêm estimulando a utilização de fontes alternativas de matérias-primas destinadas à produção de petroquímicos, como por exemplo, o etanol e a biomassa. Novos processos de produção de petroquímicos e de biorrefino vêm sendo estudados e implantados com o objetivo de produzir combustíveis e petroquímicos a partir de fontes renováveis (Arena et al., 2006).

As alterações nos mercados mundiais de petróleo e de petroquímicos estão modificando a estrutura de oferta de produtos petroquímicos e de suas matérias-primas. Dentre as estratégias defensivas adotadas pelas empresas petroquímicas destaca-se a implantação de novas unidades produtivas em regiões com disponibilidade de matérias-

primas de baixo custo (principalmente etano), notadamente no Oriente Médio, e em regiões com previsão de consumo elevado, notadamente a Ásia e particularmente a China⁶.

Os demais projetos concentram-se próximos ao mercado consumidor, em especial na China (Van Camp, 2005). Contudo, a existência de matéria-prima a um preço adequado é condição essencial para a competitividade desses projetos. Nesse contexto, o aproveitamento das sinergias entre o refino e a petroquímica, visando atender a oferta de propeno e aromáticos, principalmente, pode ser uma alternativa interessante para ambos os setores.

I.4. A Integração Refino-Petroquímica no Brasil

A indústria petroquímica brasileira na sua origem era bastante pulverizada, com centrais de controle estatal e a maior parte das unidades de segunda geração de controle tripartite, compartilhado entre a Petrobras, um acionista nacional e um acionista estrangeiro, detentor da tecnologia (Montenegro, 2002). O setor petroquímico brasileiro se consolidou nos últimos anos, através de um intenso processo de reestruturação. Esse processo teve início com a abertura comercial e a privatização, no início dos anos 1990, das participações da Petrobras no setor, seguindo uma tendência internacional de as empresas de petróleo reforçarem o seu “core business”.

Após a privatização das participações da Petrobras, as empresas passaram, em sua maioria, a ter controle nacional, e foi iniciado um longo processo de integração através de fusões e aquisições. O processo de reestruturação foi acompanhado de expansões de capacidade em diversos segmentos.

Apesar da forte consolidação das empresas e das expansões realizadas, há algum tempo existe uma preocupação do mercado com o suprimento de matérias-primas. A escassez

⁶ Entre 2010 e 2014, está prevista a implantação no Oriente Médio de projetos com capacidade total de 10 milhões de toneladas de eteno, representando um acréscimo de 33% na capacidade atual na região. Na Ásia a previsão é de adição de 18 milhões de toneladas de capacidade de produção de eteno no mesmo período (Eramo, 2010).

de matérias-primas petroquímicas, sobretudo a nafta, no Brasil, é resultante da extração de petróleos cada vez mais pesados, que têm menor rendimento de frações leves como a nafta. Perrone (2007) avalia em cerca de 4 milhões de toneladas anuais o déficit na balança comercial de nafta petroquímica desde 2006 até 2014.

Devido ao esgotamento relativo das fontes tradicionais de matérias-primas, a maior integração das empresas petroquímicas com as refinarias é vista como uma possível solução de suprimento pelo setor petroquímico.

As empresas petroquímicas brasileiras vêm adotando estratégia de busca por matérias-primas petroquímicas alternativas à nafta: etano, propano, propeno e buteno, além de outras frações do refino. Para o aproveitamento dessas matérias-primas estão sendo adotadas duas estratégias: a implantação de novos projetos próximos às fontes de etano (no Rio de Janeiro, na fronteira com a Bolívia e na Venezuela), ou o desenvolvimento e o uso de novas tecnologias de processo cujo objetivo é maximizar a eficiência da produção de petroquímicos básicos (BTX, propeno e eteno) em refinarias (Gomes et al., 2005).

Dentre as iniciativas de aproveitamento de matérias-primas de refinarias destacam-se a construção de separadores de propeno em várias refinarias da Petrobras e a utilização de correntes de refinaria ricas em eteno e etano.

Outra inovação ocorrida no Brasil, no que se refere ao fornecimento de matéria-primas petroquímicas ocorre com a implantação de um complexo petroquímico integrado (COMPERJ) especialmente planejado para maximizar a fabricação de produtos petroquímicos, localizado no Rio de Janeiro. Esse projeto utiliza óleos pesados extraídos da Bacia de Campos como matéria-prima e abarca uma refinaria, uma central petroquímica, uma central de utilidades e unidades de 2ª geração.

A realização desse empreendimento consolida a volta da Petrobras ao setor petroquímico de forma contundente, através da aquisição de participação no controle da

Braskem S/A, contribuindo com o fornecimento de matéria-prima e tecnologia de ponta, o que poderá modificar substancialmente a estrutura da indústria petroquímica brasileira.

A previsão inicial de escassez de matérias-primas petroquímicas no Brasil foi também alterada em função das descobertas e do início da exploração do petróleo da camada do pré-sal. As grandes reservas encontradas e a expectativa de existência de petróleos leves, que favorecem o rendimento em nafta petroquímica trazem novas oportunidades de aproveitamento desse recurso nacional em produtos petroquímicos. Adicionalmente, a disponibilidade de matérias-primas renováveis com custo competitivo, notadamente o etanol de cana-de-açúcar, também constitui uma alternativa de matéria-prima para a produção de petroquímicos que vem sendo explorada com sucesso e deve ser ampliada no futuro.

I.5. Metodologia de Análise

A integração refino-petroquímica no Brasil (notadamente a produção de eteno e propeno em refinarias) é testada ao longo da Tese sob diversos aspectos: econômico, de mercado, tecnológico, financeiro e ambiental.

- Os aspectos econômicos analisados no capítulo 1 são aqueles identificados pela teoria econômica como fatores determinantes da integração vertical. Dentre eles, destacam-se a especificidade dos ativos, a frequência das transações, o nível de incerteza e a assimetria de informações;
- Aspectos de mercado são as características das indústrias de refino e petroquímica, analisadas nos capítulos 2 e 3, além das características específicas do mercado brasileiro analisadas no capítulo 5, que podem justificar a integração destas atividades. Destacam-se, por exemplo, o alto nível de incerteza sobre o futuro da indústria do refino e a alta dependência de matérias-primas da indústria petroquímica.

- Aspectos tecnológicos constituem, por sua vez, o conjunto de tecnologias de processo utilizadas nas atividades de refino e petroquímica que podem contribuir ou restringir a integração destas atividades. Dentre estes aspectos destacam-se o desenvolvimento de unidades de FCC petroquímico, com alto rendimento em propeno e avanços nas tecnologias de craqueamento a vapor e produção de aromáticos, conforme será detalhado no capítulo 4.
- Os aspectos financeiros da integração refino-petroquímica destacados na Tese são a rentabilidade e o nível de investimento necessários para implementar a estratégia de integração refino-petroquímica. Esses aspectos são abordados através de modelagem utilizada para comparar o desempenho de unidades de refino e petroquímica integradas e unidades de refino dedicadas para a produção de combustíveis. Os modelos quantitativos buscam utilizar as informações e análises dos capítulos anteriores para avaliar de forma abrangente a estratégia de integração refino-petroquímica (notadamente a produção de eteno e propeno em uma refinaria). A descrição e análise dos modelos de simulação e otimização elaborados na Tese estão no capítulo 6.

Os aspectos ambientais analisados na Tese estão relacionados ao impacto de regulações ambientais atuais e futuras sobre a estratégia de integração refino-petroquímica. A análise está distribuída entre os diversos capítulos, pois essa questão poderá afetar cada um dos aspectos anteriores. No capítulo 2, por exemplo, é discutido o impacto de futuras restrições a emissões de CO₂ sobre os mercados de refino, com o desenvolvimento de novas tecnologias de motores e de biocombustíveis. No capítulo 3 é discutido, por um lado, o alto impacto ambiental da indústria petroquímica, grande emissora de CO₂ e, por outro lado, a oportunidade de redução das emissões na cadeia a jusante utilizando materiais plásticos em diversos setores, como o de transportes e de construção. No capítulo 6, o impacto de novas

restrições ambientais sobre a integração refino-petroquímica é testado, através da análise de rodadas do modelo de otimização onde é introduzida uma taxa de carbono.

A Tese avalia a estratégia de integração refino-petroquímica, sob a ótica do abastecimento de refino e sob a ótica da indústria petroquímica, como uma das alternativas para atender ao mercado consumidor no Brasil e agregar valor ao petróleo nacional. Nesse contexto, o capítulo 1 analisa os argumentos da teoria econômica para a integração vertical. Os capítulos 2 e 3 analisam a situação atual do refino e da indústria petroquímica no mundo, identificando possíveis justificativas de mercado para a integração. O capítulo 4 analisa aspectos tecnológicos do refino e da petroquímica que podem influenciar a estratégia de integração. O capítulo 5 apresenta o Caso Brasileiro, através da descrição da evolução e a situação do refino e da petroquímica no Brasil e seus impactos para a integração refino-petroquímica.

Todas as informações dos capítulos anteriores são utilizadas na construção dos modelos de simulação e otimização elaborados nesta Tese, e descritos e analisados no capítulo 6. Neste caso, para que seja possível uma avaliação integrada dos aspectos financeiros e tecnológicos, modelos de simulação e otimização foram desenvolvidos, buscando representar unidades integradas de refino e petroquímica e compará-las com unidades de refino dedicadas à produção de combustíveis, todas projetadas para atender ao mercado brasileiro.

- Os modelos de simulação foram construídos para testar e comparar o desempenho de unidades de conversão de FCC e HCC em uma refinaria brasileira típica. A configuração das unidades de processo é definida *a priori* nos modelos que têm como resultado a produção final, os custos e a rentabilidade da refinaria. Em seguida, as alternativas de integração com petroquímica foram testadas através da substituição da unidade de FCC convencional por unidade de FCC petroquímico, com alto rendimento

em propeno, e da inclusão de uma unidade de craqueamento a vapor adicional a todas as configurações anteriores. Além disso, devido a sua maior simplicidade e facilidade operacional, o modelo de simulação ajudou na definição e verificação da consistência das premissas utilizadas nos modelos de simulação e otimização.

- Os modelos de otimização possuem uma lógica bastante diferente dos modelos de simulação. A configuração das unidades de processo, não é definida *a priori*, apenas limites de capacidade e fluxos possíveis entre as unidades. O modelo determina a configuração mais eficiente (de menor custo) para atender a uma determinada demanda. Desta forma, é possível, não só comparar unidades de processo como o FCC e HCC, mas também identificar a configuração mais eficiente (em termos de capacidade das unidades e fluxos entre elas) utilizando as diversas alternativas possíveis para determinar a solução de menor custo. Portanto, o modelo de otimização permite testar não só se a alternativa de integração é viável, ou comparativamente melhor do que a alternativa dedicada à produção de combustíveis, mais também se a integração refino-petroquímica é a alternativa mais eficiente. Adicionalmente, a análise dos modelos de otimização sugere outros resultados interessantes para a estratégia de integração refino-petroquímica, descritos no capítulo 6, como por exemplo o impacto de futuras restrições à emissão de CO₂.

Note-se que a utilização de modelos de simulação e otimização, que buscam um entendimento completo do processo de refino e petroquímica de forma integrada é uma ferramenta adequada para auxiliar na decisão de investimentos nesses dois setores. Usualmente, os modelos de simulação e otimização são utilizados nas refinarias de petróleo, apenas para otimizar a programação da produção de unidades existentes. Eventualmente, os modelos de simulação ou otimização são utilizados para comparar alternativas tecnológicas de projeto, a partir de premissas previamente definidas. No entanto, a utilização de um modelo

de otimização para analisar aspectos tecnológicos, econômicos e ambientais, considerando a demanda de mercados de combustíveis e de produtos petroquímicos de forma integrada representa uma novidade na forma de avaliação de projetos, já que, em geral, a análise financeira é realizada separadamente, em etapa subsequente à definição da configuração técnica otimizada pelo modelo. Os aspectos ambientais, por sua vez, são muitas vezes negligenciados na fase de projeto, sendo analisados em relatórios de impacto ambiental, totalmente destacados dos modelos que determinam a configuração técnica otimizada da refinaria. (Manne, 1958; Saint-Antonin, 1998; Babusiaux, 2003; Babusiaux e Pierru, 2007; Tehrani, 2007).

O capítulo 7 apresenta as conclusões e considerações finais da Tese.

Capítulo 1 - A Teoria Econômica da Integração Vertical

1.1 A Integração Vertical sob a Ótica da Economia Industrial

Neste capítulo é feita uma revisão das principais teorias de economia industrial relacionadas à integração vertical, com objetivo de formar um arcabouço teórico para testar a hipótese de que existem justificativas para a integração das atividades de refino e petroquímica.

Porter (1982) propõe como definição de integração vertical a seguinte frase "A integração vertical representa a decisão de uma firma de utilizar as transações internas de ordem administrativa, ao invés das transações de mercado para realizar seus objetivos econômicos".

A integração vertical tem sido analisada em diversos estudos empíricos sobre setores da indústria. Estes estudos são baseados em hipóteses levantadas pela teoria de economia industrial sobre os determinantes da integração vertical (Vickers e Waterson, 1991).

A economia industrial se preocupa com a análise dos sistemas produtivos, buscando examinar a configuração do setor que maximiza a eficiência produtiva, em um ambiente de concorrência imperfeita. Ou seja, enquanto a economia clássica preocupa-se particularmente com a determinação do equilíbrio na firma e nos mercados. A economia industrial, por sua vez, busca estudar o comportamento das firmas e mercados em meio aos seus processos de crescimento, diversificação ou integração, entre outros. Portanto a economia industrial analisa as firmas e os mercados fora de seus pontos de equilíbrio e através de outras formas alternativas de coordenação da produção diferentes do mercado, como por exemplo, a possibilidade de integração vertical das firmas (Kon, 1994).

Hasenclever e Kupfer (2002) explicam que a teoria econômica clássica considera como premissas básicas o comportamento racional dos agentes financeiros e a concorrência

perfeita nos mercados, com o equilíbrio entre oferta e demanda como a principal característica de seus modelos. A economia industrial preocupa-se, por sua vez, com as características das empresas e dos mercados imperfeitos onde atuam, buscando explicar os comportamentos dos agentes. Ela pode ser dividida em duas correntes principais, sendo uma denominada nova economia industrial e a outra denominada evolucionista-institucionalista. A primeira mantém o instrumental de análise da economia clássica e busca adaptar os modelos de equilíbrio às situações reais de decisão e conflito dos agentes; dentre as suas linhas de estudo, destaca-se a teoria dos jogos (North, 1990). A segunda busca inspiração das ciências sociais e biológicas para explicar o comportamento dos agentes devido a hábitos e influências de instituições (Dosi e Nelson, 1994).

A economia industrial evolucionista-institucionalista atribui três razões principais para a integração vertical, relacionadas a **custos**, a **imperfeições dos mercados** ou a **externalidades**. (Hasenclever e Kupfer, 2002)

As questões tecnológicas também são importantes para determinar se existem vantagens na integração vertical de atividades como o refino e a petroquímica.⁷ As questões tecnológicas são particularmente importantes para a integração no nível da planta. Ou seja, a determinação da integração física de unidades industriais pode ser determinada por fatores tecnológicos.

No entanto, de acordo com Williamson (1985), a tecnologia não é um fator suficiente para determinar a integração vertical no nível da firma. Isso porque as vantagens de uma integração física ou da transferência de tecnologia podem ser mantidas através de instrumentos como contratos de longo prazo ou venda de equipamentos, que poderiam ser utilizados alternativamente à integração vertical; ou ainda, os ganhos de eficiência de uma

⁷ Autores como Pimenta e Pinho (2004); Souza et al. (2008); Wang et al. (2008); Kapustin et al. (2009); Simanzhenkov et al. (2010) apresentam avanços tecnológicos nos processos de refino e petroquímica que favorecem a integração destas atividades.

unidade fisicamente integrada, que se beneficia dos ganhos tecnológicos, podem ser auferidos por empresas com controles distintos, mas localizadas dentro de um mesmo complexo industrial, ou ligadas por uma estrutura logística eficiente.

Segundo o Williamson (1985), a comparação entre os custos de transação no mercado e os custos de organização interna é o principal determinante da integração vertical de duas firmas. A teoria dos custos de transação é tratada no item seguinte deste capítulo.

Adicionalmente, imperfeições de mercado podem também influenciar a decisão das firmas de se integrar. Por exemplo, firmas podem optar pela integração vertical para transferir ao mercado a jusante ou a montante sua situação de monopólio que gera lucros extraordinários⁸. Outro exemplo seria a busca pelo aumento das barreiras à entrada de um concorrente que vende para seus clientes ou que consome os insumos de seu fornecedor. Nesse caso a integração vertical restringiria a atuação do concorrente.

Um outro exemplo de motivação causada por imperfeições de mercado seria a tentativa de assegurar o acesso a mercados ou a insumos controlados. Um insumo que não é transacionado no mercado pode levar um consumidor deste insumo a adquirir um produtor para ter acesso a esse insumo. Da mesma forma, a integração vertical através da aquisição de um cliente pode ser uma alternativa mais favorável em mercados que possuem barreiras à entrada elevadas.

Dentre as imperfeições de mercado, Arrow (1975) ressalta a importância da assimetria de informações dentre os fatores que podem motivar a integração vertical. De acordo com o autor, a incerteza no suprimento de seus insumos afeta a rentabilidade da firma e é uma importante motivação para a empresa adquirir o controle de seu fornecedor, obtendo informação antecipada sobre a disponibilidade do insumo em cada período de tempo.

⁸ A origem dos lucros extraordinários está no centro da discussão da economia neoclássica, conforme proposta por Marshall (1890) e Walras (1874). Os lucros extraordinários ocorrem quando a empresa exerce seu poder de mercado obtendo lucros mais elevados do que o lucro que seria obtido em no equilíbrio em concorrência perfeita.

Finalmente, diversas externalidades podem incentivar a integração, como, por exemplo, as características de controle dos ativos, arcabouço legal, qualidade dos mercados de insumos, entre outras (Fan et al., 2008). O exemplo clássico de externalidade negativa é o impacto das atividades industriais sobre o meio ambiente. Coase (1960) argumenta que as externalidades existem devido à ausência de mercados eficientes e de direitos de propriedade bem definidos.⁹

1.2 A Teoria dos Custos de Transação e a Integração Vertical

Coase (1937), através de sua discussão sobre a natureza da firma, inicia a discussão sobre as motivações da integração vertical das empresas. Ele argumenta que o empreendedor irá sempre medir o custo de organização das transações dentro da firma ou através do mercado e será essa avaliação que irá determinar o nível de integração das atividades de um determinado setor. A teoria de **custos de transação**, cujo principal representante é Oliver Williamson nasceu a partir desse argumento inicial de Coase.

Em 1991, Coase foi agraciado com o prêmio Nobel de Economia "pela sua descoberta e esclarecimento da relevância dos custos de transação e direitos de propriedade para a estrutura institucional e o funcionamento da economia". Sua principal contribuição foi feita em Coase (1960), através do enunciado do que mais tarde seria chamado de Teorema de Coase.

⁹ Externalidades podem ser definidas como economias ou custos externos à firma. Exemplos de externalidades positivas são, por exemplo, infra-estrutura e educação que são, em geral, fornecidas pelo governo. O esforço de implantação de um mercado para emissões de gases de efeito estufa, por exemplo, é uma tentativa de redução dessa externalidade, que afeta a todos, através da criação de um mercado específico regido por limites e/ou taxaço para essas emissões.

Diversos autores contribuíram para a definição do Teorema de Coase (Butler e Garnett, 2003). O primeiro a citá-lo foi Stigler, G. (1966): "O Teorema de Coase afirma que sobre competição perfeita, custos sociais e privados serão iguais"; Desde então, outras definições foram publicadas: "Se é assumida a racionalidade, a ausência de custos de transação e de impedimentos legais para a barganha, todas as alocações imperfeitas de recursos serão corrigidas no mercado através das barganhas" (Calabresi, 1968, apud. Medema e Zerbe, 1999); "Em um mundo de competição perfeita, informação perfeita e sem custos de transação, a alocação de recursos na economia será eficiente e não será afetada por regras legais que dizem respeito ao impacto inicial de custos resultantes de externalidades" (Regan, 1972, apud. Medema e Zerbe, 1999); "Se os custos de transação são nulos, a estrutura da lei não importa porque a eficiência será atingida em todos os casos" (Polinsky, 1974, apud. Medema e Zerbe, 1999).

A teoria dos custos de transação considera, portanto, essencial para o bem-estar social a avaliação e escolha da melhor instituição (mercado, firma ou contrato), ou mecanismo de regulação, para reger uma relação econômica, quando não há concorrência perfeita. A firma (e, portanto, a integração vertical de duas atividades cujas transações eram anteriormente regidas pelo mercado) existe, porque ela permite reduzir os custos de transação.

Williamson (1979) acrescenta que uma relação contratual entre o comprador e o vendedor será regida pelo comportamento oportunístico de ambos. Isso devido à impossibilidade de se realizar um contrato completo *ex ante*, que estabeleça claramente a divisão de rendas *ex post*, principalmente em situações onde haja rendas elevadas (ou déficits elevados). Essas situações seriam mais comuns, quando os investimentos ou ativos envolvidos na transação têm pouco valor fora dela, ou seja, quando há especificidade dos ativos empregados na transação.

Segundo Williamson (1996), três fatores devem ser considerados na determinação da melhor forma de organização das transações: a **racionalidade limitada**, o **oportunismo** e o **grau de especificidade dos ativos**. Segundo ele, devido à racionalidade limitada e à incerteza, não é possível realizar as transações de forma ótima através de contratos, pois é difícil prever o futuro e adiantar soluções para possíveis conflitos. Dessa forma, como é impossível estabelecer tudo o que pode acontecer em um contrato realizado *a priori*, cada um dos agentes irá buscar o seu interesse e adotará um comportamento oportunista, o que afasta a solução contratual de uma transação de seu nível ótimo. A especificidade dos ativos, por sua vez, está relacionada ao grau de especialização dos ativos envolvidos na transação, que impede que esses ativos possam ser transferidos para outras atividades. A especificidade dos ativos, segundo Williamson, pode ser locacional, de ativos físicos, de ativos humanos, de ativos dedicados, de marca, ou temporal.¹⁰

Quanto maior a especificidade dos ativos relacionados, maior a interdependência entre as partes e maior o prejuízo em caso de rompimento das transações. Nesse caso, portanto, os agentes estarão dispostos em incorrer em maiores custos de transação para manterem as relações transacionais através de contratos de longo prazo ou de integração vertical.

Resumidamente, Williamson propõe as formas de organização ideais de acordo com as características do objeto de troca (especificidade dos ativos), a frequência das transações e o seu nível de incerteza. Quanto maior a frequência das transações, a especificidade dos ativos e a incerteza, maior o incentivo à integração vertical.

¹⁰ Rocha (2002) define os tipos de especificidades dos ativos da seguinte forma: locacional - quando firmas da cadeia produtiva localizam-se próximas para reduzir custos de transporte e armazenagem; de ativos físicos - quando o ativo físico não apresenta flexibilidade de produção; de ativos humanos - quando as pessoas envolvidas na transação são muito especializadas, sendo o capital humano específico; de ativos dedicados - quando há poucos parceiros com quem transacionar; de marca - quando a especificidade da transação está relacionada à marca da empresa; temporal - quando o valor da transação está relacionado ao tempo no qual ela se processa.

Tabela 1.1 - Coordenação das relações comerciais a Economia Industrial.

	Mercado	Firma Integrada
<i>Especificidade do Ativo</i>	<	>
<i>Frequência das Transações</i>	<	>
<i>Nível de Incerteza</i>	<	>
<i>Assimetria de Informações</i>	<	>

Fonte: elaboração própria

Após Williamson, diversos autores contribuíram para o desenvolvimento da teoria de custos de transação. Dentre eles, Levit (2004) destaca Demsetz, Milgrom, Roberts e Roussel. Alchiam e Demsetz (1972) introduzem a noção de custos de informação. Milgrom e Roberts (1990) ampliam a discussão sobre os custos de negociação.

Por sua vez, Roussel (1995), acrescenta o conceito de ativo estratégico, do qual a firma pode desenvolver um "savoir-faire" diferenciado, e que, portanto, incentiva a sua internalização. Nesse contexto, a propriedade de um conhecimento diferenciado sobre a produção ou de marcas específicas pode ser uma razão para a integração das firmas. Por exemplo, nos setores químico e de refino, uma empresa pode optar por desenvolver tecnologia própria ou adquiri-la de terceiros (principalmente tecnologias relacionadas a processos). No entanto, quando estas tecnologias não estão disponíveis no mercado, protegidas por patentes ou pelo sigilo industrial, por serem ativos estratégicos, a empresa pode ser incentivada a integrar-se verticalmente para absorver esse conhecimento.

Baker, Gibbons e Murphy (2002) discutem de forma integrada questões de propriedade dos ativos e contratos relacionais entre firmas. Segundo seu modelo, quando existe grande incerteza, existe incentivo a verticalização das firmas, devido à relativa fragilidade das relações contratuais relacionais. No caso de grande volatilidade de preços, por exemplo, quando há elevação dos preços da matéria-prima de uma empresa, o fornecedor tem grande incentivo a quebrar os contratos existentes, devido a seus interesses de curto prazo,

que prevalecem sobre seus interesses de longo prazo relacionados à sua reputação. Esse incentivo para aumentar os preços é mitigado, quando existe integração vertical.

As principais críticas a Teoria de Custos de Transação estão relacionadas às noções de tempo e inovação, ou seja ao caráter estático de sua análise. Autores evolucionistas buscam lidar com essas limitações introduzindo conceitos como inovação e aprendizado e desenvolvendo modelos dinâmicos de avaliação das relações econômicas. Dentre as principais críticas à natureza estática da teoria dos custos de transações, Nooteboom (1992), Pondé (1993) e Chandler (1992) ressaltam a necessidade de uma visão dinâmica dos aspectos que envolvem as formas organizacionais. Ou seja, segundo os autores, modelos estáticos seriam incapazes de representar a complexidade de processos dinâmicos, onde a inércia e aprendizado influenciam nas decisões dos atores. Chandler acrescenta uma crítica ao foco da análise nas transações e não na própria Firma, que, segundo ele, não se restringe apenas a um conjunto de transações. Segundo ele, a natureza da firma transcende as transações, devendo ser considerados aspectos como as pessoas, as estruturas organizacionais, a governança corporativa e as estratégias de longo prazo (Pessali, 1999).

1.3 A Integração Vertical e a Eficiência dos Mercados

Normalmente a discussão sobre a eficiência dos mercados está relacionada com discussão sobre a integração horizontal das atividades econômicas. Ou seja, quando um determinado mercado possui muitas empresas concorrentes entre si, ele trabalha próximo da eficiência alocativa, desde que os custos médios de longo para produção de bens e serviços prazo não sejam decrescentes. Nesse caso o preço de venda se aproximará do custo marginal de produção do produtor menos eficiente. Em uma situação onde poucas empresas concorrem entre si e possuem controle sobre o mercado e os preços, essas empresas podem elevar os preços acima do custo marginal de produção para elevar seus lucros, reduzindo a quantidade

que seria vendida no caso de concorrência perfeita a um preço mais baixo. Esse poder de mercado é bastante claro e, portanto, a integração horizontal, via fusão ou aquisição de companhias concorrentes é o foco principal dos órgãos reguladores da concorrência.

No caso da integração vertical, em geral, a firma irá se integrar, quando existirem vantagens de custos de transação. No entanto, essas vantagens podem não se refletir em maior eficiência da estrutura de mercado. O efeito da integração vertical sobre a estrutura do mercado varia e deve ser analisado, visando o bem-estar social. A regulação se fará necessária quando a integração gera a redução da concorrência e o aumento das barreiras à entrada.

A microeconomia tradicional já propõe a avaliação do bem-estar social de diferentes estruturas de mercado. O modelo mais tradicional que apresenta o equilíbrio de uma estrutura oligopolista é o equilíbrio de Cournot, ou a concorrência de Bertrand (Varian, 2000). A partir dessas teorias iniciais, diversos autores passaram a avaliar as falhas de mercado que afastam as empresas da situação de equilíbrio que maximizaria o bem-estar social.

Um exemplo da aplicação desse tipo de modelo para a questão da integração vertical é o artigo de Spengler (1950), que analisa os impactos da integração vertical e horizontal à luz da política antitruste norte-americana. Segundo o autor a corte americana avaliava os impactos da integração horizontal e vertical de forma indistinta e sempre prejudicial à competição. O autor compara diversas estruturas de mercado e encontra casos em que a integração vertical não altera a competitividade. Por exemplo, quando o fornecedor monopolista auferia ganhos adicionais, a sua aquisição, através de uma integração vertical pode eliminar esses ganhos e até aumentar a eficiência econômica.

Foi a partir do desenvolvimento da teoria dos jogos (Nash, 1951), no entanto, que foi possível considerar aspectos estratégicos da economia industrial na análise da eficiência das estruturas organização do mercado. Através de seus modelos é possível simular o comportamento estratégico das firmas em uma situação de incerteza e submetido a restrições

de informação. Desde a sua concepção inicial, a teoria dos jogos prevê a possibilidade de equilíbrio com resultado ineficiente do ponto de vista do bem-estar social.

Podemos observar um exemplo de aplicação da teoria dos jogos na análise da eficiência da integração vertical em Salinger (1988). O autor amplia a discussão sobre a integração vertical, propondo um modelo que analisa três formas de mercado para analisar os efeitos da integração vertical: quando há um oligopólio nos dois estágios (quando o cliente e o fornecedor estão em mercados oligopolizados), produtores integrados verticalmente e não integrados que coexistem.

Em seu modelo, o primeiro efeito da integração vertical é a retirada da firma integrada do mercado de produtos intermediários, pois: se ela vender o produto intermediário, estaria diminuindo o seu lucro no produto final; se ela comprar o produto intermediário, estaria reduzindo o seu lucro na produção do produto intermediário.¹¹

Devido à concentração do mercado de produtos intermediários, o seu preço aumenta e a competitividade dos produtores não integrados diminui devido ao aumento de seu custo de produção. Com isso, a produção do produtor verticalizado aumenta e se reduz a produção dos produtores não integrados, assim como a sua demanda por produtos intermediários. O efeito dessa mudança sobre o preço do produto final irá, no entanto, depender da estrutura do mercado.

De acordo com Salinger (1988), quando não há a saída de produtores não integrados, o preço do produto final deverá cair pelo ganho de eficiência obtido. Ao contrário, quando há a saída de produtores não integrados, o preço do produto final deverá subir.

¹¹ No caso da indústria do petróleo, em diversos casos as empresas atuam de forma integrada e, ao mesmo tempo fornecem seus produtos intermediários para clientes externos. Por exemplo, a Petrobras atua verticalizada no segmento de distribuição de combustíveis e também vende os combustíveis por ela fabricados para seus concorrentes no mercado de distribuição. Essa situação é aceitável caso existam boas alternativas de fornecimento. Caso contrário, são necessários mecanismos de regulação que obriguem o produtor a praticar os mesmos preços para o seu distribuidor próprio e para seus concorrentes.

Salinger (1988) ressalta, no entanto, que seu modelo é extremamente restritivo e não existe uma regra geral para saber se a integração vertical é positiva ou negativa. Segundo ele, apenas conforme a análise de um caso específico e a partir de dados difíceis de serem obtidos sobre o comportamento dos preços seria possível determinar se a integração vertical é positiva ou negativa para um determinado mercado.

1.4 A Integração Vertical e a Indústria Petroquímica

Fan et al. (1998) examinam a questão da integração vertical na indústria petroquímica norte-americana. A indústria petroquímica esteve sujeita a grandes variações de preços, sobretudo na década de 1970 com os choques do petróleo. Essa mudança de ambiente, portanto, permitiu o estudo do incentivo à verticalização, a partir do aumento da volatilidade dos preços.

Ressalte-se que na indústria petroquímica, em geral, o custo das matérias-primas é o principal custo de produção¹² e existe uma grande especialização no que concerne o fornecimento de insumos e as tecnologias e processo. Ou seja, uma unidade de produção de petroquímicos possui, em geral pouca flexibilidade operacional para converter matérias-primas alternativas ou para utilizar seus equipamentos para outra finalidade. Portanto, podemos considerar que existe alta especificidade dos ativos.

O autor analisou 49 firmas norte-americanas do setor petroquímico, sendo a maioria localizada no golfo dos EUA. Suas transações antes de 1970 eram fortemente baseadas em contatos relacionais. Enquanto os preços comportavam-se de forma estável, não havia a necessidade de contratos formais e a reputação das partes bastava para manterem-se as condições acordadas. Com a elevação de preços, após os choques do petróleo, houve um incentivo à ruptura dos contratos e uma série de disputas e renegociações.

¹² Os custos de insumos podem representar mais de 70% dos custos variáveis de produção de eteno (Zinger, 2010).

Suas principais conclusões foram: a relação direta entre a volatilidade dos preços e a integração vertical das firmas (medida pela quantidade de produção própria de insumos); e que essa relação direta foi encontrada em firmas com maior custo de interrupção de suas atividades (principalmente em empresas com insumos gasosos, que dispõem de menos alternativas de suprimento e requerem maior investimento em logística de fornecimento).

Os resultados encontrados confirmam os argumentos de Cose e Williamson de que a incerteza e a especificidade dos ativos incentivariam a verticalização das atividades dentro da firma.

1.5 A Integração Vertical na Petroquímica Brasileira

Rocha (2002) analisa a integração vertical da indústria petroquímica brasileira, a partir do estudo empírico de empresas baseado no modelo de Williamson. Segundo a autora, a petroquímica brasileira até o final da década de 80 ainda se baseava em formas organizacionais de quase-integração vertical, derivadas do modelo tripartite que originou a indústria no país, com um acionista estatal (Petrobras) um multinacional (detentor da tecnologia) e um privado nacional.

A partir da privatização das participações da Petroquisa (controlada da Petrobras), o modelo original se modifica e Rocha analisa as formas organizacionais resultantes, sob a luz da teoria de custos de transação.

Seus resultados confirmam diversas hipóteses de Williamson (1996). Em especial, destacam-se a hipótese de que especificidade dos ativos explica a integração vertical, e a hipótese de que a especificidade locacional estimula a quase-integração vertical¹³, se comparada com o mercado. A variável tamanho das firmas, por sua vez, não teve significância. Outro resultado peculiar do estudo foi a relação negativa entre quase-integração

¹³ Rocha (2002) define quase-integração vertical como "relacionamentos financeiros e/ou acionários entre firma fornecedora de insumo e firma adquirente. Por exemplo, casos em que uma firma upstream tem um percentual do capital acionário de uma outra empresa downstream."

vertical e volatilidade (incerteza), enquanto essa variável mostrou-se neutra em relação ao mercado e à integração vertical. Isso pode significar que a volatilidade afetaria uma situação onde é necessária uma decisão consensual entre os atores. Em outras palavras o resultado encontrado indica que a volatilidade favorece tanto o mercado como a integração vertical, em detrimento da quase-integração vertical.

Um argumento final da autora indica que a incidência de quase-integração vertical foi uma herança da política industrial coordenada pelo Estado para a implantação do setor no Brasil. Segundo ela, existe um custo elevado de reestruturação desta forma de organização que necessitou de um fator exógeno, que foi a falência de um dos acionistas controladores para romper a estrutura existente. Pode-se acrescentar que os fortes acordos de acionistas das centrais petroquímicas foram um entrave à modificação das estruturas societárias de quase-integração existentes.¹⁴

Como observamos em Rocha (2002) a indústria petroquímica no Brasil passou de uma estrutura de quase-integração vertical das atividades de 1ª e 2ª gerações, com controle compartilhado das centrais de matérias-primas pelos seus clientes, para uma estrutura verticalizada e concentrada em poucas empresas. O refino no Brasil é, por sua vez, praticamente um monopólio, já que quase a totalidade da produção de combustíveis está concentrada em uma única empresa estatal.¹⁵

¹⁴ Segundo Rocha e Azevedo (2002), "o predomínio da quase-integração é consequência do modelo tripartite adotado na constituição dos pólos petroquímicos e origina uma das principais marcas da indústria petroquímica brasileira: a fragmentação empresarial e, por consequência, a baixa integração vertical. Por meio desse arranjo, a política industrial logrou articular as competências necessárias para a constituição de uma indústria petroquímica de *"concepção moderna, estruturada em pólos integrados e distribuídos regionalmente e operando em fábricas de escala internacional"* (Erber, 2002). Empresas internacionais detinham domínio da tecnologia, empresas nacionais detinham conhecimento local e o Estado detinha o acesso aos insumos (nafta e gás), por meio da Petrobras, e criava, adicionalmente, um compromisso de não-expropriação dos capitais externos. Como essas competências não são comercializáveis, a quase-integração vertical foi o mecanismo escolhido para reuni-las sob um mesmo comando hierárquico. O processo decisório compartilhado, ao mesmo tempo em que retirava a autonomia decisória das partes, alinhava os interesses de firmas a montante e a jusante da cadeia produtiva, o que era importante para salvaguardar o valor dessas competências compartilhadas."

¹⁵ As características do mercado de refino no Brasil serão analisadas no capítulo 5.

1.6 Conclusões do Capítulo 1

Conforme revisão apresentada neste capítulo, a economia industrial apresenta uma série de argumentos para a escolha da integração vertical entre as firmas, ao invés de realizar transações através do mercado. De acordo com os autores citados, a principal razão para a integração vertical é o diferencial de custos entre a realização de transações no mercado e dentro das firmas. O custo das transações depende, por sua vez, de algumas características principais, a saber: a frequência das transações, o nível de incerteza das transações, a especificidade dos ativos envolvidos, e a assimetria de informações sobre o preço e disponibilidade dos insumos. A observação desses fatores pode, portanto indicar a existência ou inexistência de motivações para a integração vertical entre os mercados analisados. Além disso, o custo das transações pode variar em função de imperfeições de mercado e externalidades.

Nos capítulos seguintes, são descritos os mercados de refino e de petroquímica, de forma que possa ser observado se os fatores levantados pela teoria descrita neste capítulo existem ou não nestes mercados, o que indicaria motivações para a integração ou separação das atividades de refino e petroquímica. Nesse contexto, os capítulos 2 e 3 analisam os mercados mundiais dos setores de refino e petroquímica.

O objetivo principal da Tese é testar se existem motivações para a integração das atividades de petroquímica com as atividades de refino de petróleo no Brasil. Portanto, o capítulo 5 analisa as características específicas do mercado brasileiro.

Além dos fatores determinantes da integração listados pela teoria, algumas externalidades também influenciam a integração das firmas. Notadamente os impactos ambientais podem ser de grande relevância em setores potencialmente poluidores como o refino e a petroquímica. Diante das discussões sobre a definição de responsabilidades sobre as emissões de gases de efeito de atividades industriais e de transporte, que recaem em grande

parte sobre os setores estudados, a alteração dos produtos, o nível de emissões e os mercados acessados por unidades dedicadas ou integradas de refino e petroquímica podem ser determinantes para a decisão de integração. Portanto, a influência da questão ambiental sobre a integração refino-petroquímica também é analisada nos capítulos seguintes.

Finalmente, as razões tecnológicas são essenciais para definir se um projeto de refino deve ser fisicamente integrado com a produção de petroquímicos, ou dedicado à produção de combustíveis. No contexto de indústrias de processo, os ganhos tecnológicos podem ser determinantes para a integração ou separação das atividades por diversas razões. Entre elas destacam-se: os ganhos de escala e escopo; ganhos de produtividade, principalmente pela eficiência no consumo de energia; redução de custos logísticos; aumento da flexibilidade operacional, entre outros.¹⁶ A questão tecnológica, portanto, extremamente relevante para determinar as vantagens da integração física entre unidades de refino e petroquímica, será analisada no capítulo 4.

Diante das considerações deste capítulo e sob a luz da teoria econômica, os modelos apresentados e analisados no capítulo 6 buscam testar as motivações financeiras, tecnológicas e ambientais para a integração vertical de forma conjunta, através da comparação entre unidades integradas com petroquímica e dedicadas para a produção de combustíveis.

¹⁶ As questões tecnológicas são determinantes para definir a configuração de um projeto de refino: integrado ou dedicado. Essa decisão é distinta da decisão de manter as atividades dentro de uma mesma firma ou em empresas independentes, o que depende da avaliação dos custos de transação envolvidos, conforme proposto pela teoria. Williamson (1985) minimiza a importância das razões tecnológicas para explicar a integração vertical das firmas porque os ganhos tecnológicos da integração poderiam ser mantidos, na maioria dos casos, através de relações contratuais ou de relações de mercado entre empresas distintas, contudo, fisicamente integradas pela proximidade ou pela logística eficiente.

Capítulo 2 - A Incerteza nos Mercados de Combustíveis Líquidos: Implicações para a integração refino-petroquímica.

Os combustíveis líquidos convencionais, derivados de petróleo, são produzidos nas refinarias. A seção 2.1 deste capítulo analisa a evolução do mercado mundial de energia, e em particular dos combustíveis líquidos.

Este capítulo busca perscrutar variáveis qualitativas do mercado de derivados de petróleo que justifiquem a hipótese de integração refino-petroquímica. De fato, segundo a teoria econômica, analisada no capítulo anterior, o nível de incerteza é um dos determinantes da escolha das firmas pela integração vertical. A questão da incerteza do mercado de derivados combustíveis será, portanto, o foco principal da análise deste capítulo.

Assim, em primeiro lugar, será testado nas seções 2.1 e 2.2, se existe a perspectiva de baixo crescimento e de incerteza, sobre as projeções de demanda e de oferta de combustíveis líquidos convencionais, principais produtos do refino. Caso essa hipótese seja confirmada, as refinarias poderiam ser levadas a procurar novos mercados com melhores perspectivas de crescimento, como o petroquímico. As características da indústria e do mercado de petroquímicos serão analisadas no capítulo 3.

A seção 2.3 apresenta a evolução das margens e a previsão de novas capacidades de refino. Nessa seção o objetivo é testar verificar se existe previsão de sobrecapacidade e incerteza sobre os investimentos no mercado de derivados nos próximos anos. Caso exista incerteza sobre o mercado para novos investimentos, o mercado de produtos petroquímicos poderá ser uma alternativa para as refinarias, justificando parcialmente a estratégia de integração refino-petroquímica.

Outros fatores determinantes da integração vertical, destacados pela teoria econômica são a especificidade dos ativos, a frequência das transações e a assimetria de informações.

Por ser uma indústria de processos contínuos, intensiva em capital, existe baixa flexibilidade dos ativos e grande frequência de transações com as indústrias clientes e fornecedoras. No que concerne ao acesso às matérias-primas para o refino e à disponibilidade e o preço do petróleo e derivados, atualmente, parece existir restrição ao acesso a reservas de petróleo, fortemente concentradas em países da OPEP. Existe, inclusive, um debate sobre a existência de limitações sobre a expansão da produção mundial de petróleo convencional. (Rosa e Gomes, 2004). Independentemente dessa questão, a quantidade e a qualidade dos petróleos disponíveis parece ser limitada pela decisão de países da OPEP, que buscam maximizar o retorno sobre a venda de seus recursos naturais, e pela produção relativamente menor fora do cartel (Williams, 2003). Adicionalmente, os preços dos insumos parecem ter se elevado a um novo patamar. Esta discussão, relacionada ao acesso a insumos é discutida na seção 2.4.

Outro fator importante para o refino é a forte regulação no setor de transportes e a imposição de especificações de combustíveis. A redução de impurezas nos combustíveis para atender a motores mais eficientes é uma tendência, assim como a utilização de biocombustíveis, de fontes renováveis em adição aos derivados de petróleo. Nesse sentido, visando aumentar a eficiência e a redução das emissões de gases de efeito estufa no setor de transportes, o consumo de combustíveis líquidos vem crescendo de forma desigual, com aumento da participação do diesel e dos biocombustíveis e redução da participação da gasolina. Essa substituição entre combustíveis líquidos exige flexibilidade das refinarias para adaptar-se a novas especificações de produtos, apesar da grande especificidade de seus ativos. Essas externalidades regulatórias que levam à substituição entre combustíveis líquidos são discutidas na seção 2.5

Além de principais fontes produtoras de combustíveis líquidos para o setor de transportes, as refinarias são também grandes consumidoras de energia final em seu processo

de produção. Por esses motivos, e diante da necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa (causadoras de mudanças climáticas globais) a indústria de refino poderá ser uma das mais fortemente afetadas pela implantação de mecanismos de restrição às emissões de CO₂ e pelas alterações nos padrões de consumo e novas tecnologias aplicadas ao setor de transportes (Sigaud, 2008 e PEW CENTER, 2008). Essas externalidades ambientais são discutidas na seção 2.6.

Finalmente, o crescimento do mercado de combustíveis concentra-se na Ásia e sobretudo na China. O anexo III analisa alguns aspectos das características e da evolução do refino na China que podem influenciar o mercado de combustíveis mundial, principalmente no que diz respeito ao impacto de regulações internas que pode afetar a demanda por combustíveis líquidos.

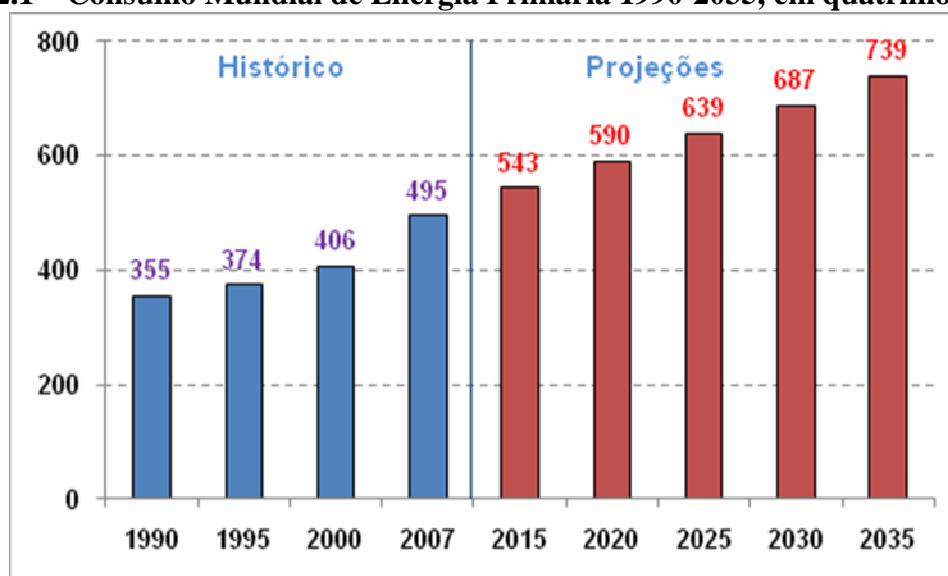
2.1.Evolução do Mercado Mundial de Energia

O século XX se caracterizou por um grande aumento da população mundial, da infraestrutura e da capacidade produtiva mundial, que elevou a produção de bens e o consumo de energia, assim como intensificou o impacto da produção e do consumo sobre o meio ambiente. A população mundial elevou-se quase 4 vezes, de 1,6 bilhões de habitantes, em 1900, para 6,1 bilhões, em 2000. Por sua vez, o consumo de energia primária elevou-se mais de 16 vezes, impulsionado pelo crescimento econômico do período. A eficiência na produção e no consumo de energia também aumentou significativamente no século passado (Smil, 2005).

O principal evento que modificou os padrões de produção e consumo de energia no século XX foi a Crise do Petróleo, nos anos 1970 (dois choques de oferta, na verdade, ocorridos em 1973 e 1979). Após o impacto sobre a demanda por energia primária, houve relativa estabilidade no crescimento do seu consumo e produção, que elevou o consumo total

de 283 para 495 quatrilhões de BTU, entre 1980 e 2007. De acordo com as projeções da EIA (2010), em consonância com um ritmo de crescimento de 3,5% a.a. projetado para a economia mundial, a tendência de elevação no consumo de energia deve manter-se ao longo dos próximos 20 anos, conforme apresentado no gráfico 2.1 a seguir.

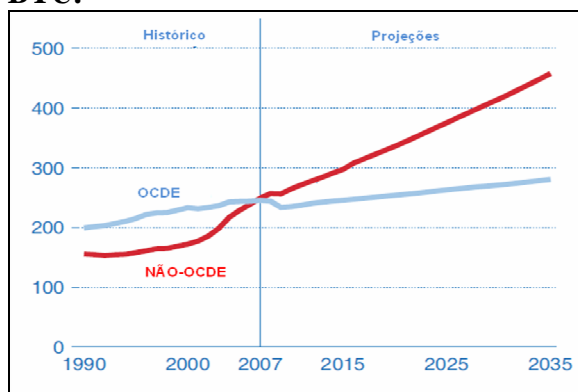
Gráfico 2.1 – Consumo Mundial de Energia Primária 1990-2035, em quatrilhões de BTU.



Fonte: EIA, 2010.

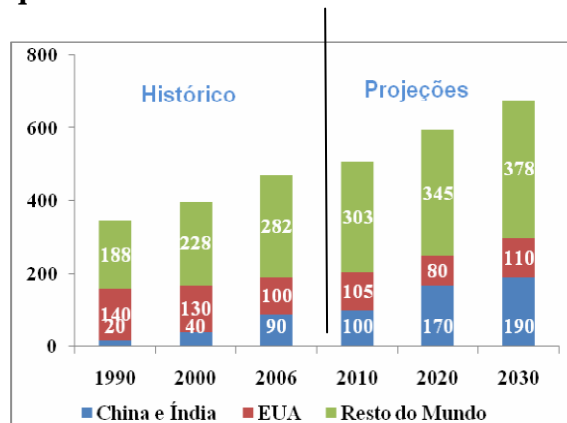
Apesar da continuidade do crescimento do consumo de energia mundial, esse fenômeno não deve se reproduzir com a mesma intensidade nos países desenvolvidos e em desenvolvimento. O crescimento previsto fora da OCDE é bem maior, com destaque para o consumo na China e Índia. Os gráficos 2.2 e 2.3 apresentam as previsões da EIA para o crescimento do consumo de energia em regiões e países selecionados.

Gráficos 2.2 – Consumo de Energia Primária dos países da OCDE e do resto do Mundo, 1990-2035, quatrilhões de BTU.



Fonte: EIA, 2010.

Gráficos 2.3 – Consumo de Energia Primária por região, 1990-2030, quatrilhões de BTU.



Fonte: EIA, 2010.

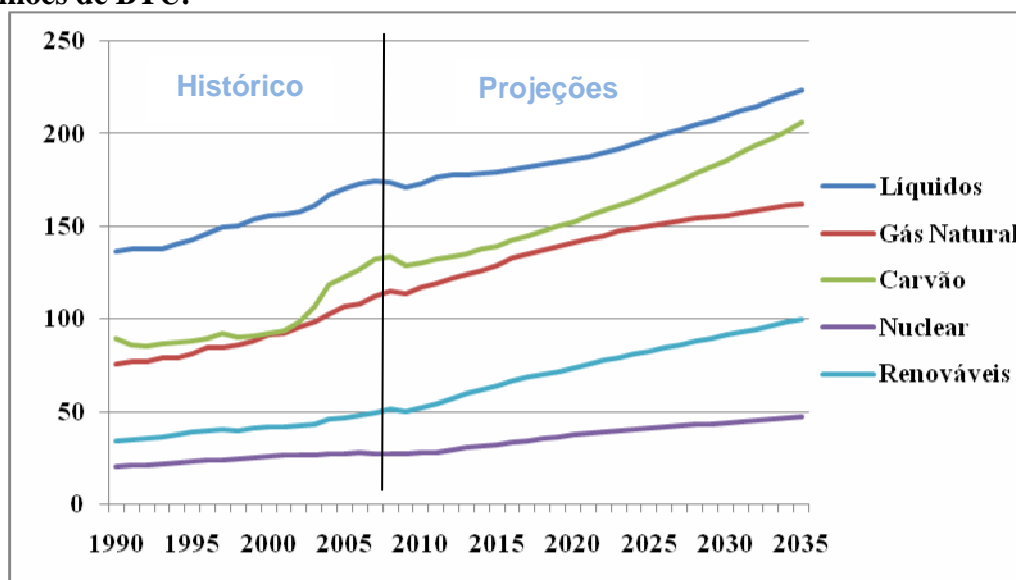
Como podemos notar a partir das projeções, o padrão do crescimento econômico mundial continuará a resultar até 2035 em aumento do consumo de energia primária. No entanto, o impacto ambiental desse padrão de desenvolvimento econômico baseado no crescimento e no consumo cada vez mais acentuado de recursos (inclusive aqueles utilizados na oferta de energia primária) poderá inviabilizar sua reprodução no longo prazo. Sobretudo o aumento das emissões de gases de efeito estufa poderá trazer consequências irreversíveis sobre o clima do planeta, com impactos negativos enormes para a população do planeta. (IPCC, 2007)

A projeção de referência da EIA (2010) indica o crescimento de todas as principais fontes de energia primária entre 2006 e 2035. Contudo o crescimento previsto é bastante diferenciado entre estas fontes. O maior crescimento esperado, acima de 100%, está nas fontes renováveis (excluídos biocombustíveis) e o menor crescimento esperado, de 25%, está nos combustíveis líquidos (neste valor incluído o aumento do mercado de biocombustíveis).

O consumo de combustíveis líquidos deve aumentar de 85 milhões de barris por dia, em 2006, para 107 milhões de barris por dia em 2030, sendo que deste total, 12,5% serão

líquidos não convencionais¹⁷. O aumento da oferta será de 10,4 milhões de bpd de líquidos não convencionais, 8,3 milhões de bpd serão de líquidos convencionais produzidos pela OPEP e 3,3 milhões de bpd produzidos fora da OPEP. Portanto, o crescimento de combustíveis líquidos convencionais deverá crescer apenas 14% em 24 anos ou 0,55% a.a., até 2030. Essa previsão é extremamente relevante para a determinação da demanda por produtos do refino de petróleo, em sua maior parte combustíveis líquidos convencionais. O perfil do crescimento do mercado das principais fontes de energia pode ser observado no gráfico 2.4.

Gráfico 2.4 – Energia Comercializada por tipo de Fonte Primária, 1990-2035, quadrilhões de BTU.



Fonte: EIA, 2010.

Recente atualização dos Cenários de Energia da Shell para 2050 (Shell, 2011), também indica para o crescimento do consumo de energia no longo prazo, principalmente devido ao consumo de países em desenvolvimento, como a China e a Índia. Contudo, o estudo também aponta para uma era de transições (principalmente econômicas entre o oeste e o leste),

¹⁷ De acordo com EIA (2010), os combustíveis líquidos não convencionais são aqueles produzidos de fontes alternativas ao petróleo convencional, ou seja: biocombustíveis, combustíveis produzidos de areias betuminosas e petróleos extra-pesados, ou a partir de processos de gasificação do gás natural e do carvão.

forte volatilidade e ciclos econômicos intensificados pela dificuldade da oferta de energia atender ao crescimento da demanda, e o seu efeito sobre os preços. Ainda de acordo com os cenários da Shell, a incerteza sobre as questões ambientais será grande, pois ainda estão indefinidas as possíveis regulações internacionais sobre as emissões de gases de efeito estufa.

2.2. Evolução do Mercado Mundial de Combustíveis Líquidos

Conforme observado na seção anterior nas projeções da EIA (2010), existe certa previsibilidade nas projeções do consumo de energia primária mundial nos próximos anos, apesar das incertezas descritas por Shell (2011). O mesmo nível de previsibilidade não se reproduz quando buscamos analisar as projeções de demanda e oferta de combustíveis líquidos, o que iremos mostrar adiante neste capítulo.

Podemos observar ainda a partir da última seção, que existe uma perspectiva clara de diminuição da importância relativa dos combustíveis líquidos (principalmente aqueles derivados do petróleo) na matriz energética mundial, até 2030. Apesar da manutenção de um certo crescimento da demanda por combustíveis líquidos, sua participação nas fontes primárias de energia deve diminuir, favorecendo o crescimento de fontes renováveis (principalmente os biocombustíveis), do gás natural e do carvão.

Contudo, do ponto de vista tecnológico, a substituição do petróleo é bastante difícil e não há perspectivas de substituição em larga escala no curto prazo. Em primeiro lugar porque o custo de extração e refino do petróleo é extremamente baixo quando comparado com o de outras alternativas. Ademais, a demanda pelo petróleo está concentrada no setor de transportes. Automóveis, caminhões, aeronaves e navios utilizam como combustíveis derivados do petróleo. O fato de serem líquidos reduz o custo, facilita o transporte, aumenta a segurança. Além disso, a tecnologia de motores e toda a logística desenhada e instalada para o setor de transportes são baseadas na comercialização destes combustíveis. Desta forma, toda a

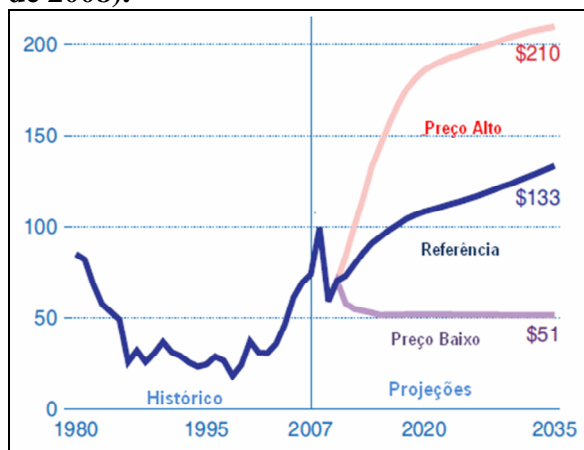
frota e postos de distribuição existentes, que demoram vários anos para serem substituídos têm como base tecnológica o consumo destes derivados líquidos.

Existem diversas alternativas tecnológicas viáveis para a substituição dos derivados de petróleo no setor de transportes, porém ainda não na escala necessária para a total substituição desta fonte de energia não renovável no curto prazo. Entre elas, destacam-se os biocombustíveis (principalmente etanol e biodiesel) a eletricidade e o gás natural. No entanto, cada alternativa esbarra em dificuldades específicas para poder ser utilizada em larga escala, sem considerar os custos de produção que, em quase todos os casos, é mais elevado do que a produção de líquidos convencionais (Rosa e Gomes, 2004).

2.2.1 Incerteza na Previsão da Demanda e Oferta de Combustíveis Líquidos

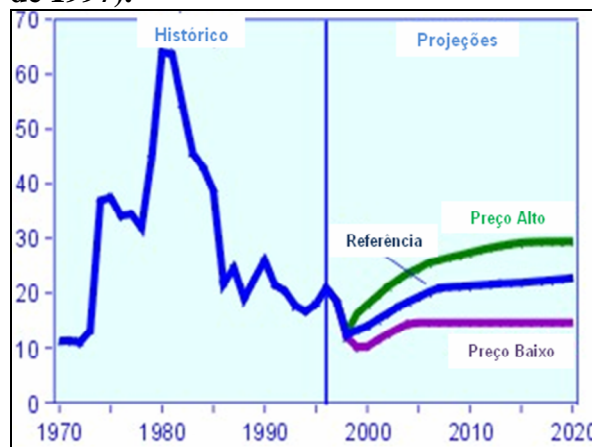
As projeções da EIA (2010) consideram 3 cenários de preços de petróleo que impactam os resultados do consumo de longo prazo de combustíveis líquidos. Os 3 cenários propostos indicam um enorme grau de incerteza sobre o preço do petróleo, que varia entre US\$ 51,00 e US\$ 210,00, conforme observado no gráfico 2.5.

Gráfico 2.5 – Cenários de Preços de Petróleo, 1980-2035 (dólares por barril de 2008).



Fonte: EIA, 2010.

Gráfico 2.6 – Cenários de Preços de Petróleo, 1970-2020 (dólares por barril de 1997).



Fonte: EIA, 1999.

Observa-se, nos gráficos 2.5 e 2.6, que, comparando os cenários atuais com os cenários de projeção de 20 anos apresentados pela mesma instituição 10 anos atrás, em 1999, a variação entre os casos aumentou fortemente. Enquanto a amplitude do cenário atual varia entre 50 e 200 dólares para o preço do petróleo em 2030, os cenários em 1999 apontavam para preços entre US\$ 10,00 e US\$ 30,00 em 2020. Atente-se para o fato de que os cenários são construídos em moeda da data de sua elaboração, o que gera distorções na comparação. Mesmo assim, permanece clara a maior variação e nível de preços no cenário de 2010, quando comparado ao cenário de 1999.

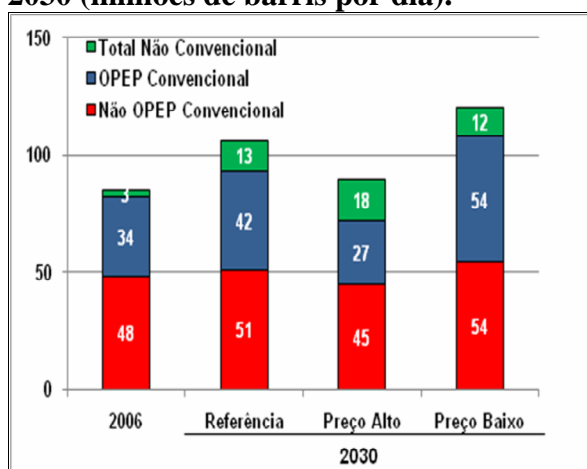
A demanda por combustíveis líquidos deverá ser atendida da seguinte forma nos 3 cenários de preços. De acordo com o caso de referência da EIA (2010) a produção de combustíveis líquidos convencionais em 2030 será apenas 14,4% maior do que em 2006, atingindo 93 milhões de barris por dia. Por outro lado, a produção de combustíveis líquidos não convencionais deve aumentar acima de 300%, atingindo 12,6% do volume total produzido de combustíveis líquidos. Dentre estes, os biocombustíveis são a maior parcela, com 44% do volume de não convencionais.

Nos gráficos 2.7 e 2.8, podemos observar que no cenário de preços baixos, o mercado de combustíveis líquidos convencionais é de 108 milhões de bpd, enquanto no cenário de preços altos, esse volume é 1/3 menor, atingindo 72 milhões de barris por dia. A incerteza embutida nestes cenários é enorme e significa que a demanda por combustíveis pode elevar-se em 33% no cenário de preços baixos ou reduzir-se em 11% no cenário de preços altos, em relação aos patamares de 2006.

A decisão de investimento de uma refinaria com base nestes cenários é muito difícil, pois ela pode significar o fechamento de unidades no cenário de preços altos, ou a construção de novas unidades no cenário de preços baixos. Ressalte-se que a implementação de uma refinaria nova leva pelo menos 5 anos. O processo se inicia com a elaboração de projeto

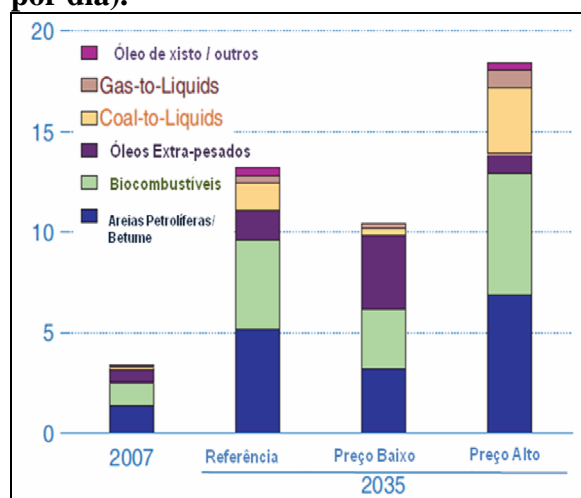
conceitual e a escolha de localização, que pode levar cerca de 1 ano. A elaboração de projeto básico, levantamento dos impactos ambientais e detalhamento da engenharia, pode levar cerca de 2 anos. Por fim, a terraplanagem, construção, montagem e comissionamento pode levar mais de 3 anos. Portanto, o efeito da incerteza sobre o mercado de combustíveis dificulta muito a decisão de investimento, podendo acarretar em enormes prejuízos no longo prazo se a produção da refinaria não for absorvida pelo mercado.

Gráfico 2.7 – Oferta de Combustíveis Líquidos Convencionais e não-Convencionais em 3 casos, 2006 e 2030 (milhões de barris por dia).



Fonte: EIA, 2009.

Gráfico 2.8 – Oferta de Combustíveis Líquidos não-Convencionais em 3 casos, 2007 e 2035 (milhões de bep por dia).



Fonte: EIA, 2010.

O cenário de preços altos é baseado na queda de produção de petróleos convencionais devido a questões políticas nos países produtores e restrições na disponibilidade de recursos. Nesse cenário, petróleos não convencionais de custo mais elevado são produzidos para atender a demanda. No cenário de preços baixos, a OPEP aumenta a sua oferta de petróleos convencionais, atingindo cerca de 50% da oferta total em 2030.

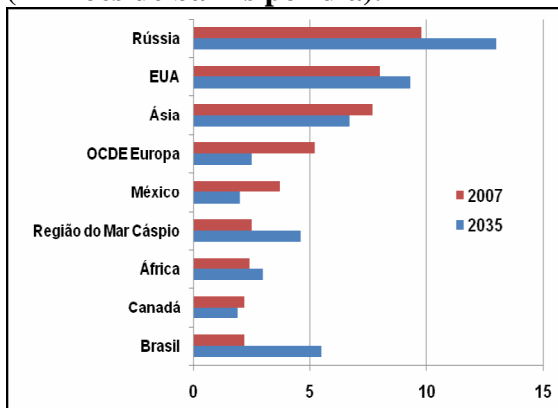
Em 2007, a produção de líquidos não convencionais atingiu 3,6 milhões de barris, equivalentes a 4% da produção mundial de líquidos. Em função de cada cenário, também existe uma grande variação na previsão de oferta de combustíveis líquidos não convencionais. A previsão é de um volume de produção entre 12,3 e 17,7 milhões de barris/dia, em 2030 (EIA, 2010).

2.2.2 Previsão de Crescimento Regional Desigual da Oferta de Combustíveis Líquidos

Adicionalmente, a produção de combustíveis líquidos não deve crescer uniformemente entre as regiões, mesmo no cenário de referência da EIA.

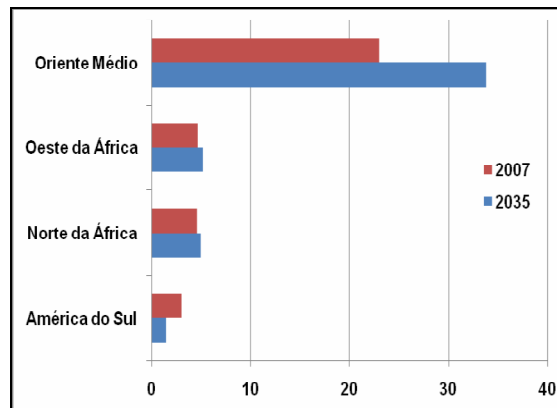
Ressalte-se que dentre todos os países e regiões produtoras analisadas pela EIA, o Brasil é aquela de maior crescimento na produção de combustíveis líquidos, 160%, atingindo 4,8 milhões de barris/dia em 2030 no caso de referência. Esse fato é notável e coloca a produção brasileira acima de produtores tradicionais, como o México, e outras regiões promissoras, como a África e o entorno do Mar Cáspio. Contudo, a produção brasileira, de cerca de 5 milhões de bpd em 2030, representará cerca de metade da produção dos EUA ou da Rússia e apenas 1/6 da produção no Oriente Médio. O crescimento da produção de combustíveis líquidos por região pode ser observado nos gráficos 2.9 e 2.10.

Gráficos 2.9 – Produção de Líquidos (não-OPEP) Convencionais Países e Regiões Selecionados, 2007 e 2035 (Milhões de barris por dia).



Fonte: EIA, 2010.

Gráfico 2.10 – Produção de Líquidos Convencionais (OPEP) por Região, 2007 e 2035 (Milhões de barris por dia).

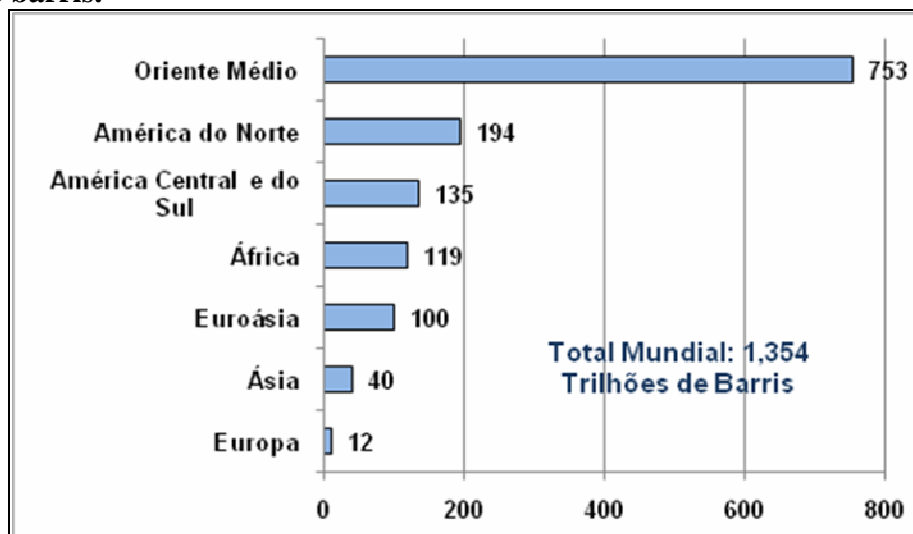


Fonte: EIA, 2010

Na verdade, a participação do Oriente Médio na produção mundial de petróleo deve aumentar, passando de pouco menos de 25% para cerca de 30% em 2030. Com isso, a dependência de oferta do cartel deve ser ainda maior, com a possibilidade de efeitos sobre os preços.

O Gráfico 2.11 ressalta que além de maior produtor atual e em 2030, o Oriente Médio é também onde se concentra mais de metade das reservas provadas mundiais de petróleo. Por esse motivo, qualquer instabilidade política na região pode constituir outro fator de incerteza no mercado de combustíveis líquidos.

Gráfico 2.11 – Reservas Provasdas de Petróleo por Região, em 1º de Janeiro de 2010, em Bilhões de barris.

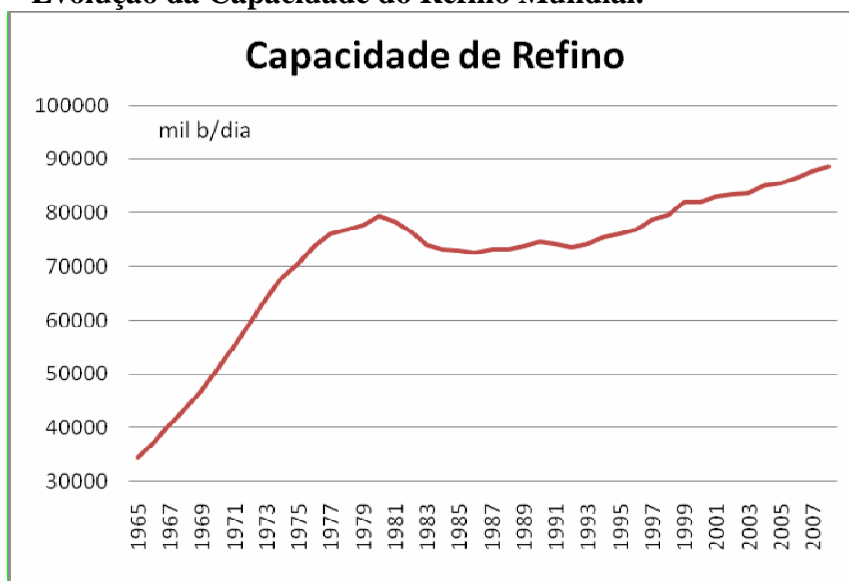


Fonte: EIA, 2010.

2.3. Incertezas Relacionadas à Evolução da Capacidade, Utilização e Margens do Refino Mundial

A capacidade de refino mundial cresceu fortemente, à taxa de 5,3% a.a. entre 1965 e 1980, atingindo 80 milhões de barris por dia. Como resultado da elevação dos preços do petróleo e da queda da demanda, a partir de 1981 a capacidade de refino reduziu-se significativamente, até atingir um ponto mínimo de 72,7 milhões de bpd em 1986. Apenas a partir de 1992, a capacidade de refino retomou uma tendência de alta voltou a crescer, contudo a uma taxa bem menor de 1,1% a.a. (BP, 2009) O gráfico 2.12 apresenta a evolução da capacidade de refino desde 1965.

Gráfico 2.12 – Evolução da Capacidade do Refino Mundial.



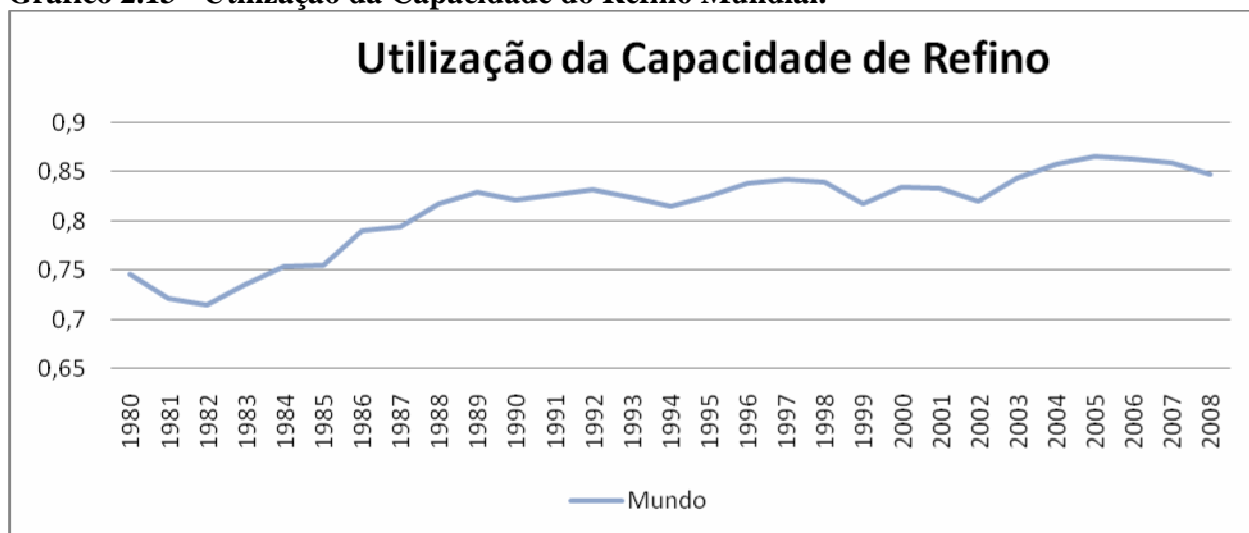
Fonte: BP, 2009.

Como podemos observar no gráfico anterior, o forte crescimento de capacidade de refino da década de 1960 e 1970 foi drasticamente interrompido após a crise de preços do petróleo, devido à redução da demanda mundial de combustíveis. Fyfe et al. (2009) analisam o comportamento do mercado de petróleo após a crise econômica de 2008 e apresentam as hipótese de suspensão temporária da demanda e de redução permanente da demanda, resultantes da crise. Os autores concluem que parte da redução de demanda ocorrida na crise deverá ter caráter permanente, principalmente em países da OCDE. Contudo, existe incerteza sobre a capacidade da demanda de países em desenvolvimento de compensar a destruição de demanda na OCDE e sobre o impacto desta destruição no balanço de oferta e demanda, pressionado pela entrada em operação de novas capacidades.

Após o ajuste da capacidade pós-crise, até 1987, a utilização de capacidade mundial de refino manteve-se abaixo de 80%. Entre 1988 e 2003, o crescimento da capacidade acompanhou a elevação do consumo, mantendo uma utilização da capacidade entre 80 e 85%. Entre 1989 e 2007, contudo, a utilização da capacidade excedeu a 85%, estimulando a

elevação das margens (BP, 2009). Nos gráficos 2.13 e 2.14 pode ser observada a evolução do fator de utilização da capacidade no refino desde 1980 e em diversas regiões.¹⁸

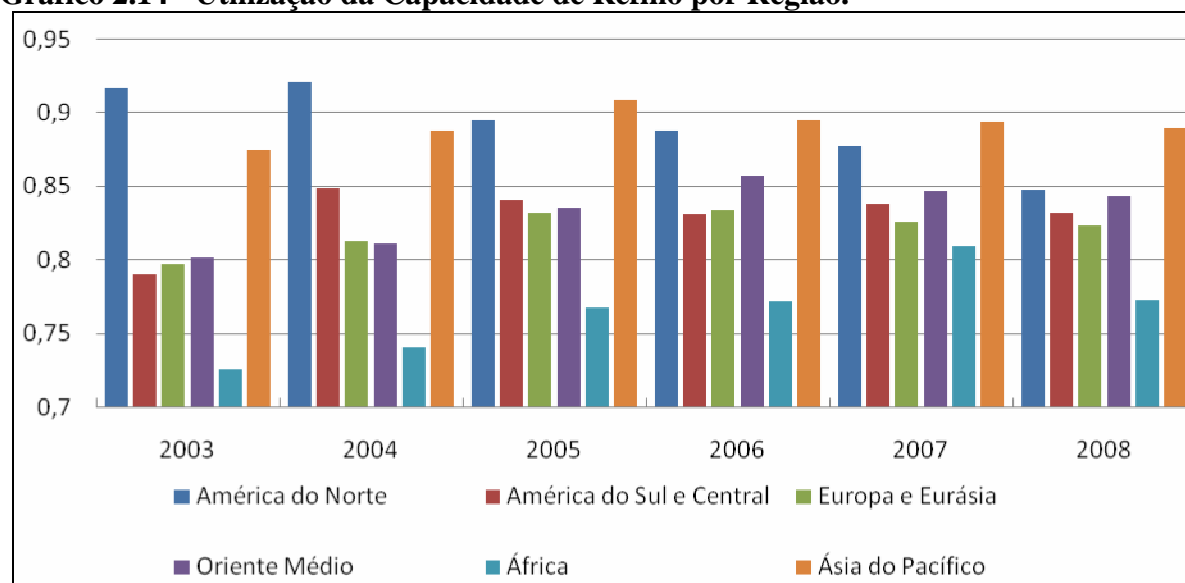
Gráfico 2.13 - Utilização da Capacidade do Refino Mundial.



Fonte : BP, 2009.

A região com o maior nível de utilização de capacidade é a Ásia, região de maior crescimento econômico e aquela que possui o maior número de projetos de refino. A taxa de utilização na América do Norte é decrescente, conforme vemos no gráfico 2,14 a seguir.

Gráfico 2.14 - Utilização da Capacidade de Refino por Região.



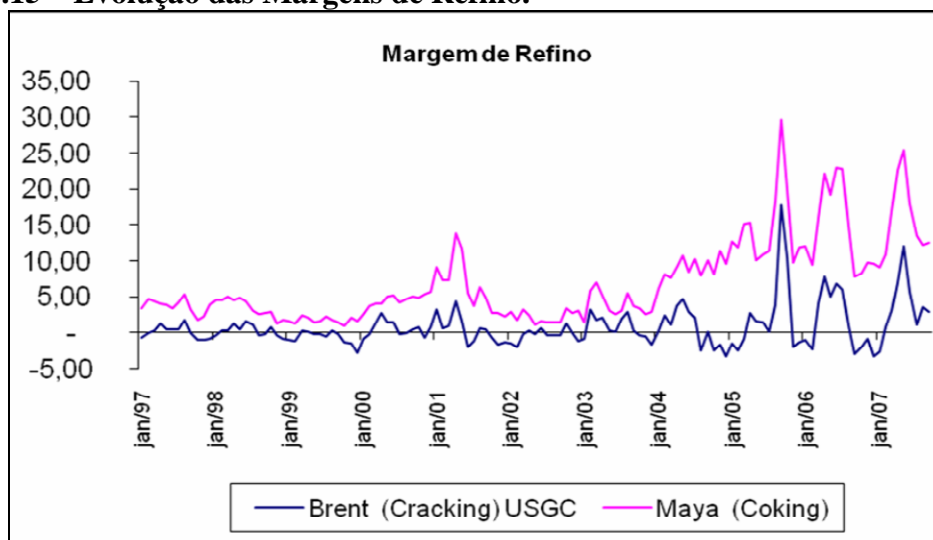
Fonte: BP, 2009

¹⁸ O Fator de Utilização de Capacidade é calculado a partir da comparação entre a capacidade e a produção das refinarias.

Diante da grande variação de taxas de utilização da capacidade, a questão regional é fundamental para determinar a pertinência da instalação e ampliação de novas capacidades de refino. Nesse contexto, a Ásia, estimulada pelo crescimento da demanda e o Oriente Médio, estimulado também pelo crescimento da demanda, mas também pelo aumento da produção de petróleo são as duas regiões mais promissoras para adições de capacidade. O Brasil, com previsões de manutenção do crescimento econômico e aumento da produção de petróleo é também é um local onde se preveem a implantação e ampliação da capacidade de refino.

A evolução das margens de refino, por sua vez, varia no tempo de acordo com o nível de utilização, mas também em função do grau de complexidade do refino e do tipo de petróleo processado. O gráfico 2.15 apresenta a evolução das margens operacionais de refino desde 1992, para 3 refinarias padrão nos EUA, Europa e Ásia.

Gráfico 2.15 – Evolução das Margens de Refino.

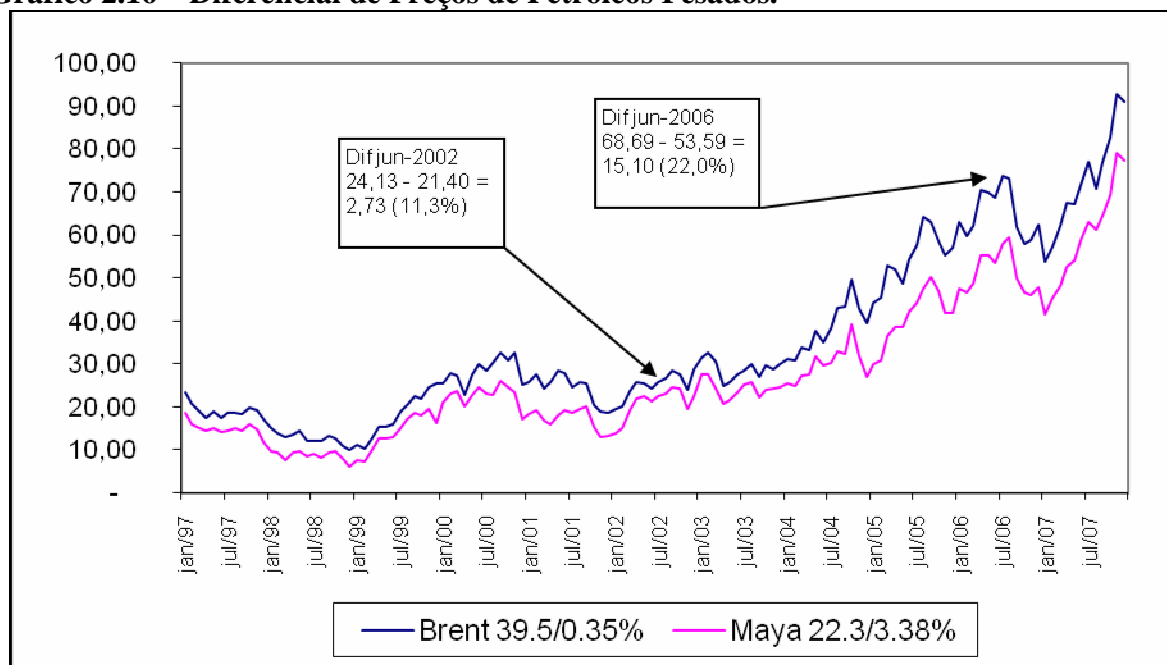


Fonte: elaboração própria a partir de banco de dados do IFP, 2008.

Apesar da utilização da capacidade ter se elevado para patamaes acima de 80% desde o início da década de 1990, apenas em 2005 podem ser observadas rentabilidade mais altas para a atividade de refino. As margens altas observadas ocorreram especialmente nas

refinarias que processam petróleos pesados cujo diferencial em relação a petróleos leves aumentou.

Gráfico 2.16 – Diferencial de Preços de Petróleos Pesados.



Fonte: elaboração própria a partir de banco de dados do IFP, 2008.

(Petróleo Brent: grau API = 39,5 e % S = 0,35; Petróleo Maya: grau API = 22,3 e % S = 3,38)

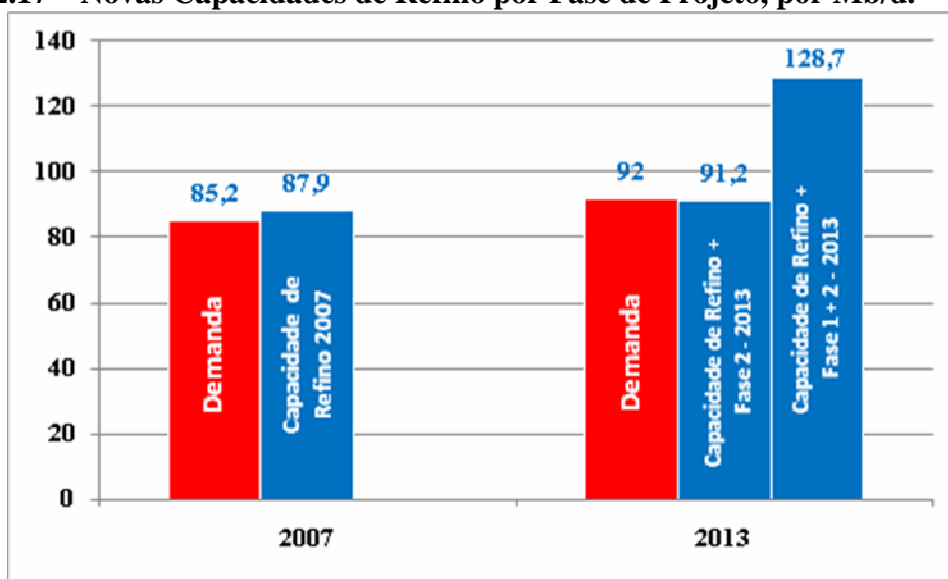
A crise econômica de 2008 reduziu a demanda, as taxas de utilização e as margens do refino, alertando para a possibilidade de retorno do período de baixo crescimento do refino mundial, com excesso de capacidade e poucos investimentos. Isso ocorre porque há incerteza sobre a continuidade do crescimento da demanda, conforme observado nas seções anteriores, que sustente a manutenção de margens elevadas.

A boa rentabilidade da atividade de refino nos últimos anos antes da crise estimulou o aparecimento de uma série de projetos de novas refinarias e expansões de capacidade, analisados na próxima seção.

2.4 Incertezas Relacionadas a Novos Projetos de Refino

De acordo com Serbitoviez e Silva (2008), os novos projetos em fase adiantada de implantação deverão elevar a capacidade de refino de 87,9 milhões de barris por dia, em 2007, para 91,2 milhões de barris por dia, em 2013. No entanto, existem projetos em perspectiva que podem elevar a capacidade de refino até atingir 128,7 milhões de barris por dia.

Gráfico 2.17 – Novas Capacidades de Refino por Fase de Projeto, por Mb/d.

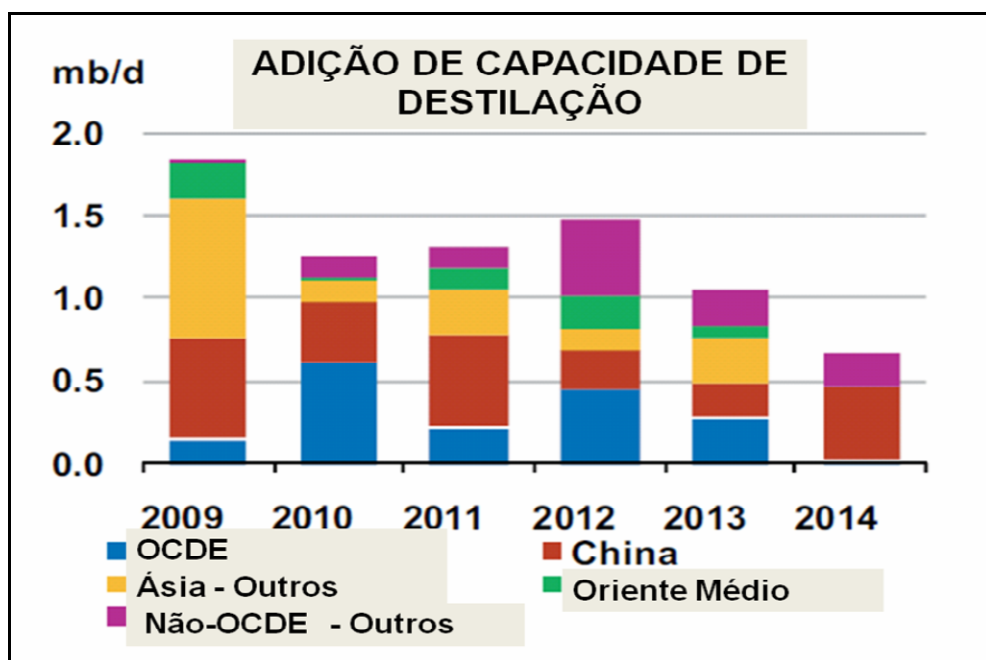


Fonte: Serbitoviez e Silva, 2008.

Diversas novas refinarias estão sendo anunciadas em diferentes partes do mundo, na África, na Ásia, Rússia, Oriente Médio, Europa e América. Segundo Silva (2008), cerca de 21 novas refinarias poderiam ser construídas até 2012, totalizando 2,5 Mb/d. Destas, a maior parte dos projetos concentra-se no Oriente Médio e Ásia (76,7%). Ressalte-se que as refinarias brasileiras anunciadas pela Petrobras não constam na previsão de projetos de Serbitoviez e Silva (2008).

Fyfe et al. (2009) apresentam a distribuição dos principais projetos de refino no horizonte 2009-2014. Mais de 50% dos projetos estão localizados na Ásia.

Gráfico 2.18 – Distribuição Regional de Novos Projetos de Refino em Perspectiva.



Fonte: Fyfe et al., 2009.

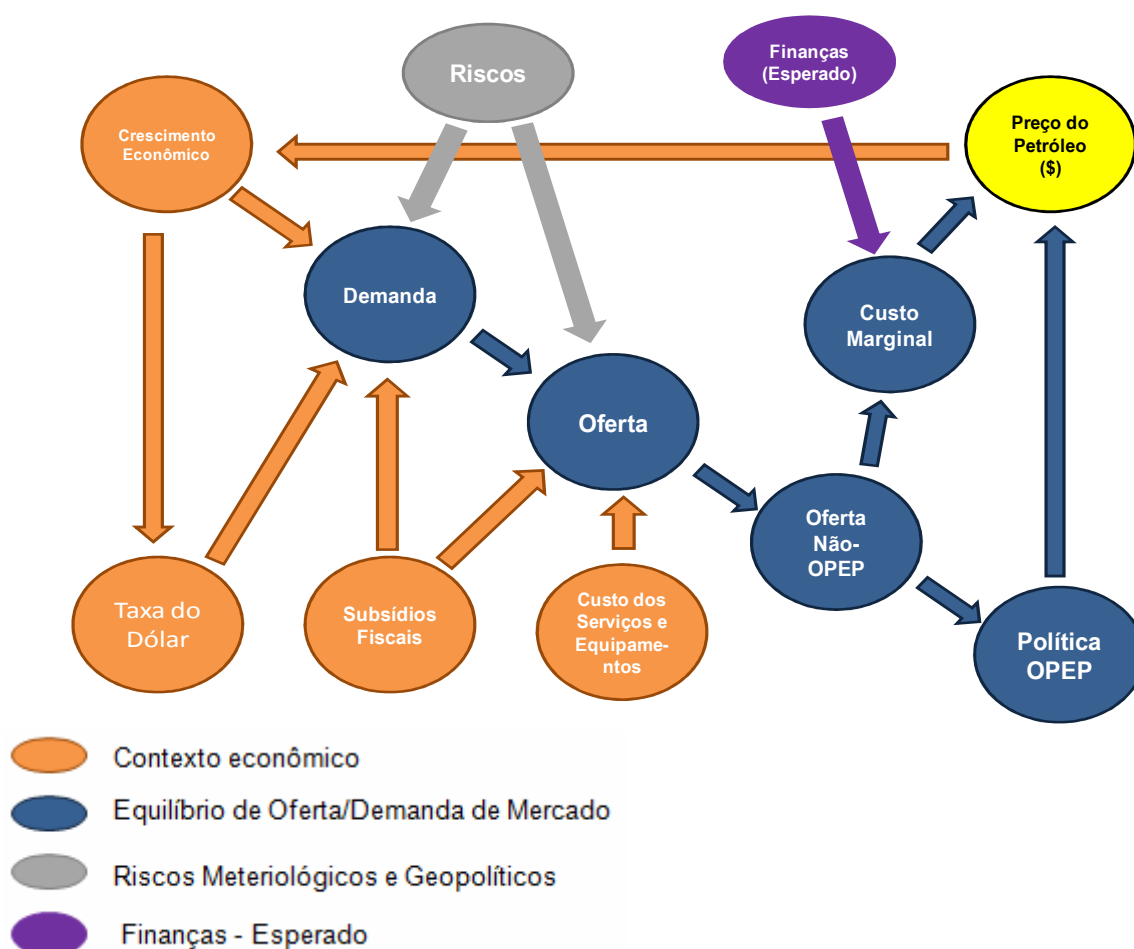
A evolução da demanda por combustíveis líquidos e o grau de efetiva realização dos novos projetos irão determinar o nível de utilização de capacidade e as margens de operação das refinarias no futuro. O provável excesso de capacidade poderá levar a baixos níveis de utilização de capacidade do futuro, pois o número de projetos e de novas capacidades previstas supera em muito a expectativa de crescimento do consumo, sobretudo após a destruição de demanda após a crise econômica de 2008/2009 e se considerarmos a tendência de diminuição relativa da participação dos combustíveis líquidos convencionais em favor de alternativas renováveis, como o etanol e o biodiesel. (Fyfe et al., 2009)

2.5 A incerteza sobre os Preços dos Combustíveis Líquidos

Como se depreende dos cenários do DOE (EIA, 2010), boa parte das incertezas sobre o mercado de combustíveis líquidos é relacionada ao preço do petróleo, que varia

substancialmente ao longo do tempo, e também influencia fortemente a rentabilidade das refinarias. Portanto, a próxima seção discute o comportamento dos preços do petróleo.

O esquema abaixo tenta explicar a inter-relação dos fatores que afetam o comportamento dos preços do petróleo. A grande dificuldade em estimar os preços futuros do petróleo é derivada do grande número de fatores que influenciam o preço, conforme pode ser observado na figura a seguir.



Fonte : Alazard e Massonier, 2009

Figura 2.1 – Esquema de Comportamento dos Preços do Petróleo.

A determinação do preço, de acordo com a teoria econômica é fruto do equilíbrio entre a oferta e a demanda, sendo o preço de equilíbrio igual ao custo marginal quando há

concorrência perfeita. Em concorrência imperfeita o custo marginal é o preço piso, determinado por sua vez pelo produtor de menor eficiência que ainda consegue atender ao mercado. A curva de demanda é afetada pelo crescimento econômico, regulamentações e subsídios nacionais, e taxa de câmbio. A curva de oferta, por sua vez, é afetada também por regulações e incentivos ao investimento nacional, política de produção dos países da OPEP, e custos crescentes de exploração de alternativas à produção da OPEP. Como cada um destes fatores apresenta incertezas específicas, sendo o resultado de sua conjugação um alto grau de incerteza sobre o futuro dos preços do petróleo.

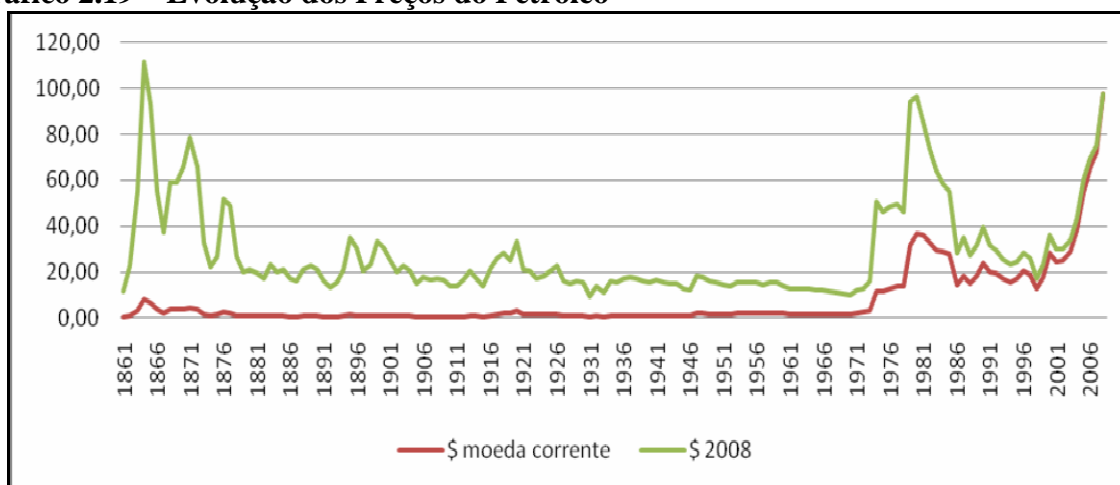
De acordo com Alazard e Massonier (2009), os principais determinantes da alta de preços do petróleo iniciada em 2003 e interrompida com a crise no segundo semestre de 2008, foram:

- O crescimento econômico mundial;
- A limitação da capacidade excedente da OPEP;
- A alta dos custos de produção e;
- A queda do dólar.

O crescimento econômico entre 2004 e 2007 foi da ordem de 5%, o que ocasionou a elevação do consumo de petróleo e a queda da capacidade excedente da OPEP. Dessa forma, a forte demanda estimulou a exploração e produção em outras áreas, com custos mais elevados. Também a queda do dólar em relação ao euro contribuiu para a elevação dos preços do petróleo cotado em dólares.

O gráfico 2.19 a seguir apresenta o comportamento dos preços médios anuais desde 1861 até 2008.

Gráfico 2.19 – Evolução dos Preços do Petróleo



Fonte: Alazard e Massonier, 2009.

Desde o início do século 20 até o início da década de 1970, os preços do barril de petróleo apresentaram certa estabilidade. A partir de então, ao longo do período entre 1970 e 2010 os preços do barril de petróleo apresentaram uma enorme variação, desde cerca de US\$ 10 dólares, no início de 1970, elevaram-se a cerca de US\$ 100 durante a crise do petróleo nos anos 70 e a US\$200 antes da crise econômica de 2008, voltando a patamares entre US\$ 60 e US\$100, desde então. A grande dificuldade de previsão dos preços leva a uma grande diferença entre os cenários de projeção da EIA (2010), conforme observado anteriormente neste capítulo.

Mendes (2010) confirma a relação existente entre a variação dos preços do petróleo e eventos geopolíticos, o que acentua a incerteza sobre o comportamento dos preços do petróleo, pois eventos geopolíticos são de difícil previsão.

A restrição de aumento da oferta de petróleo em países com baixo custo de produção (membros da OPEP) ocasionou impactos permanentes sobre a estrutura de custos e sobre os preços do petróleo; por outro lado, estimulou a substituição por combustíveis alternativos e novas tecnologias alternativas mais eficientes. Em parte, essa restrição de aumento é função da maior concentração da produção mundial dentro dos países membros.

“Um fator crucial para a análise do mercado mundial de petróleo é a concentração das reservas no Oriente Médio. Após a crise na década de 1980, foram realizados enormes esforços para extração de reservas em países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), o que diminuiu a sua participação na produção mundial de 52% em 1974 para um mínimo de 29% em 1985. O investimento maciço em novas fronteiras de produção, em tecnologias de extração (inclusive em águas profundas) e no aproveitamento das reservas, diminuiu a poder de barganha da OPEP ao longo das décadas de 1980 e 1990. No entanto, a maior produção de petróleo fora do cartel levou diversos países a atingirem mais cedo o pico de produção, a qual voltou, assim, a se concentrar nos países do cartel” (Rosa e Gomes, 2004).

A concentração das reservas provadas em países da OPEP é ainda maior do que a concentração da produção. Entre 1988 e 2008, as reservas provadas de países da OPEP modificaram-se muito pouco, ficando entre 76% e 77% do total mundial. A concentração da produção, por sua vez, chegou a um máximo 53,5% em 1974 e, após a crise do petróleo, reduziu-se a um mínimo de 30%, em 1985. A partir de então, a participação da OPEP na produção voltou a crescer, atingindo o maior valor da série em 2008, 44,9% em 2008. Ao contrário, a produção dentro da OCDE atingiu sua participação máxima em 1985, 34,9% e recentemente reduziu-se para valores abaixo dos patamares de 1985, atingindo 22,5% em 2008 (BP, 2009).

Além disso, as projeções da EIA (2009) confirmam a tendência de aumento de participação da OPEP na produção de líquidos convencionais. Em seu cenário de referência, enquanto o crescimento esperado da produção de líquidos convencionais fora da OPEP é de 8,7%, em países da OPEP, gira em torno 25,9%.

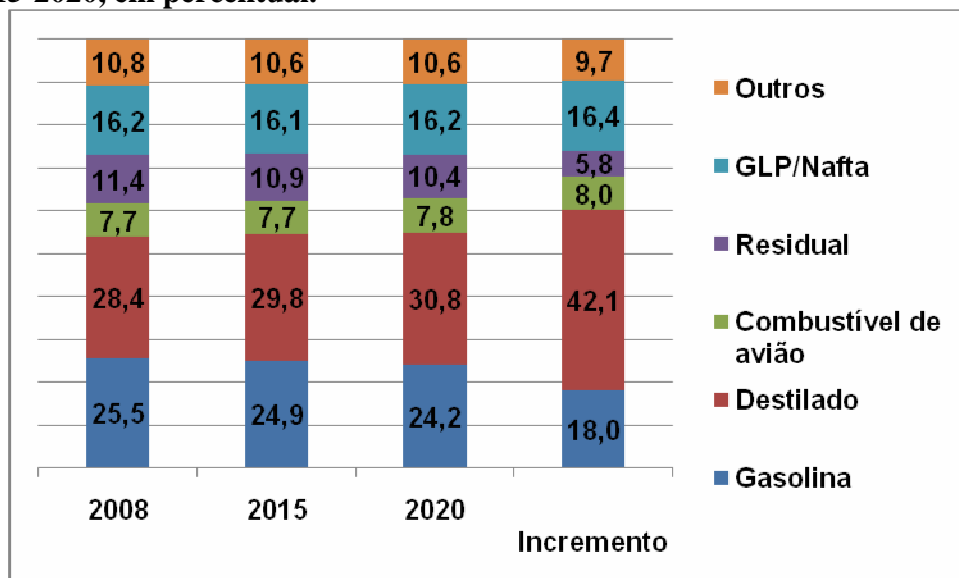
2.6 Incertezas Relacionadas à Substituição entre os Combustíveis Líquidos

Apesar da expectativa de baixo crescimento do consumo de combustíveis líquidos observado nas seções anteriores, esse crescimento acontece de forma diferente entre os principais combustíveis. A principal ocorrência é a substituição da gasolina pelo Diesel como principal combustível utilizado no transporte (Monahan e Friedman, 2004).

A substituição da gasolina pelo diesel vem ocorrendo principalmente na Europa, pela substituição da frota de veículos leves à gasolina por veículos leves a diesel. O principal objetivo é aproveitar a maior eficiência dos motores a diesel modernos e reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

O quadro 2.20 a seguir apresenta uma previsão de participação dos principais combustíveis no mercado mundial. Observa-se um crescimento da participação de derivados médios, notadamente o diesel e o QAV e uma redução substancial da gasolina.

Gráfico 2.20 – Mudança global do produto destilado/diesel para gasolina e do residual, 2008-2015-2020, em percentual.

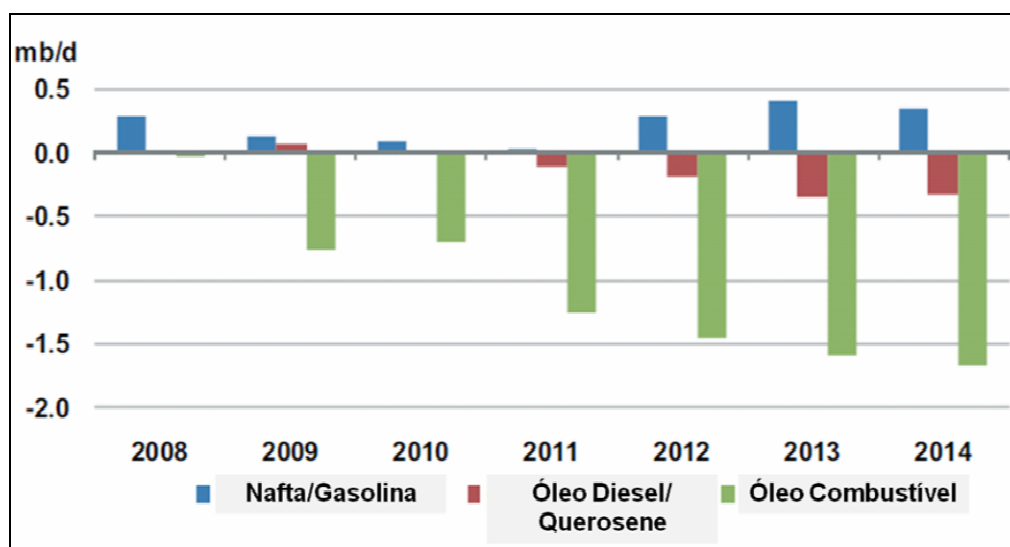


Fonte: Higgins, 2009.

A redução da demanda por gasolina está relacionada ao aumento da frota de veículos a diesel e ao aumento da participação do etanol na mistura de gasolina em diversos mercados,

além da redução do consumo pelo aumento da frota de veículos híbridos. Diante da queda relativa no consumo mundial de gasolina, deverá haver um superávit no balanço entre oferta e demanda. (Fyfe et al., 2009) O gráfico 2.21 apresenta projeção do balanço dos principais combustíveis até 2014.

Gráfico 2.21 – Previsão da Balança de Produtos 2008-2014.



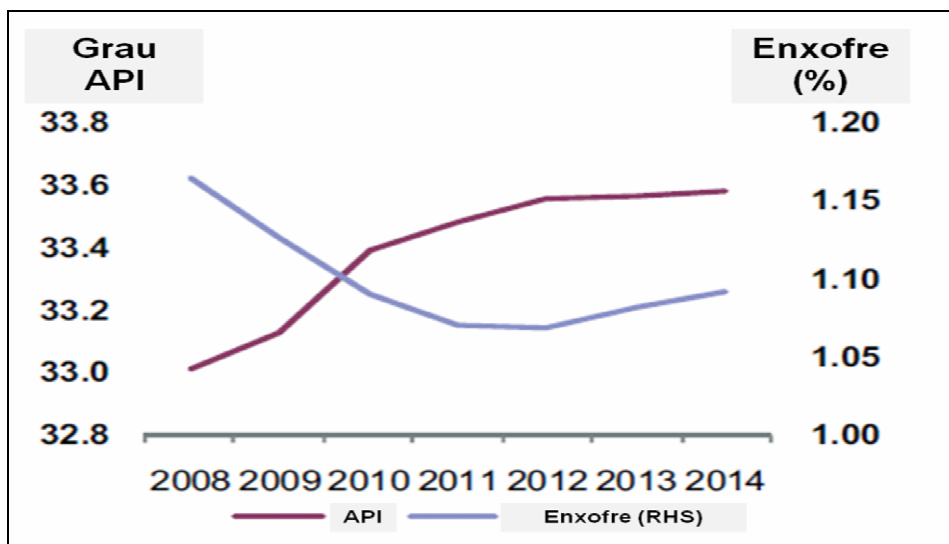
Fonte : Fyfe et al., 2009.

Como podemos observar no gráfico anterior, existe a previsão de um superávit de produção de gasolina e um déficit de produção de óleo diesel e querosene no futuro. Esse superávit de gasolina poderá resultar em disponibilidade de matérias-primas para a produção de petroquímicos, notadamente nafta e frações aromáticas, estimulando a estratégia de integração entre refino e petroquímicos.

Em parte, o déficit crescente de pesados é derivado da previsão de produção e de processamento de petróleos mais leves, em parte produzidos a partir de condensados, com maior rendimento em leves, como a gasolina e menor rendimento em médios e pesados. Outro resultado desta tendência é a reversão da redução do grau API e do aumento do percentual de enxofre verificado no passado recente. O processamento de petróleos mais leves deverá elevar

o grau API e manter o nível de enxofre médios próximo aos atuais, conforme apresentado no gráfico 2.22 a seguir. (Fyfe et al., 2009).

Gráfico 2.22 - Previsão da Evolução do Grau API e do % de enxofre 2008-2014.



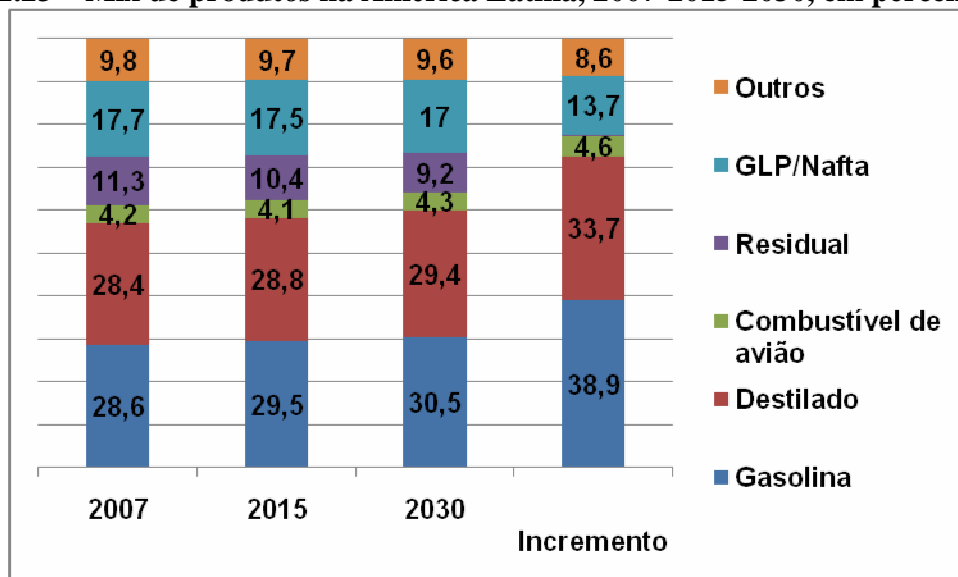
Fonte : Fyfe et al., 2009.

Outra ocorrência que afeta o mercado de gasolina é a adição de etanol à gasolina e a produção de carros flex-fuel, que podem utilizar gasolina, etanol, ou qualquer proporção entre estes dois combustíveis em seu motor. A adição de etanol à gasolina e o aumento da frota de carros híbridos nos EUA deve levar a um decréscimo do consumo de gasolina naquele país, cujo pico de produção foi alcançado em 2005 (Sanderson, 2010). Adicionalmente à redução do consumo de gasolina pela adição do etanol, em até 20%, o aumento da frota de veículos flex-fuel como ocorreu no Brasil, pode também reduzir o consumo de gasolina o sobretudo aumentar a incerteza sobre a demanda de gasolina. O efeito dessa flexibilidade ainda é difícil de estimar, contudo, certamente a previsão de demanda por parte do refinador se complica.

Os quadros 2.23 e 2.24 a seguir mostram a previsão de demanda por combustíveis na América Latina, onde a adição de etanol na gasolina é elevada e o mercado de carros flex-fuel vem se expandindo (principalmente no Brasil). Observa-se que a demanda por gasolina se

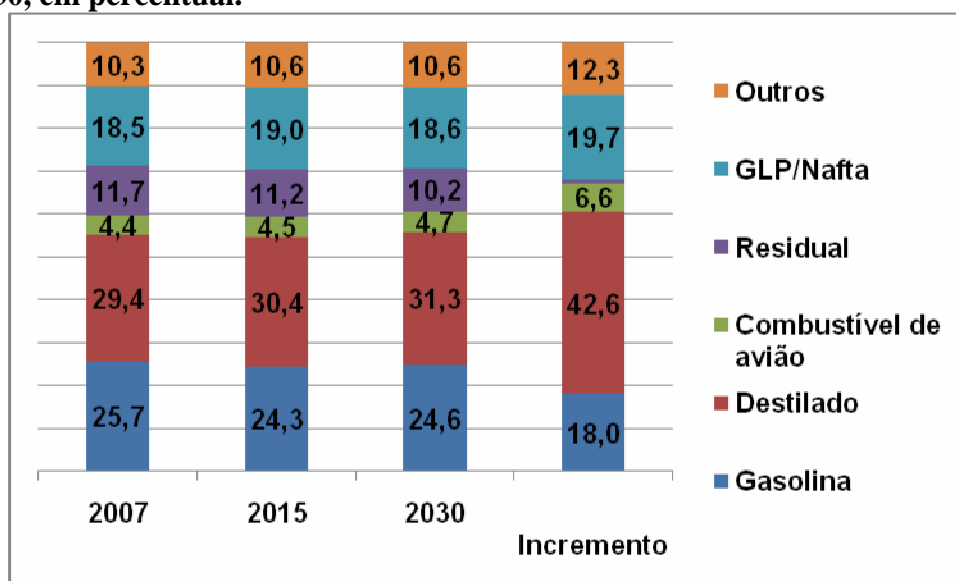
reduz enormemente quando descontamos o etanol contido nesse combustível. Isso gera uma incerteza grande. No longo prazo, a demanda pode variar em função da taxa de introdução de veículos flex-fuel ou pela taxa de valorização destes combustíveis renováveis como forma de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (o que aumenta a demanda). No curto prazo, a demanda pode variar enormemente em função dos preços dos biocombustíveis, que variam de acordo com seu nível de oferta, dependente da produção agrícola de suas matérias-primas, sujeitas à sazonalidade das safras e ao impacto de eventos climáticos.

Gráfico 2.23 – Mix de produtos na América Latina, 2007-2015-2030, em percentual.



Fonte: Higgins, 2009.

Gráfico 2.24 - Mix de Produtos na América Latina excluindo Biocombustíveis, 2007-2015-2030, em percentual.



Fonte: Higgins, 2009.

Em 2010, no Brasil, esse efeito foi verificado pela quebra de safra de cana de açúcar na Índia, que elevou os preços do etanol e reduziu a sua venda nos postos de venda brasileiros. A opção do consumidor pela gasolina, mais do que o etanol quando considerado o consumo por km rodado, levou à necessidade de importação de gasolina pela Petrobras para atender ao mercado.

Quanto maior a participação do etanol no mercado e maior a frota de veículos flex-fuel, maior será a incerteza na demanda de gasolina, pois a decisão entre abastecer gasolina ou etanol será tomada pelo cliente, de acordo com a relação de preços finais entre as duas opções.

Outro fator que pode reduzir a demanda por gasolina no futuro é a substituição de carros com motores à combustão por carros híbridos, elétricos e carros movidos por pilhas a hidrogênio. De acordo com IEA (2008) esses veículos, que ainda possuem uma participação mínima no mercado deverão aumentar a sua participação na frota mundial, podendo substituir totalmente os carros com motores convencionais vendidos à partir de 2050.

A expectativa de redução do consumo de gasolina no setor de transportes ocasionada pela sua substituição por outras alternativas, leva as refinarias a buscarem alternativas para colocação no mercado desse corrente de refino. Dentre as alternativas viáveis, destaca-se a

produção de petroquímicos. Isso porque as frações parafínicas podem ser direcionadas para a produção de olefinas e as frações aromáticas para a produção de BTX, em unidades de processo específicas. Nesse sentido a integração refino-petroquímica pode ser uma solução para esse desafio que o refino poderá enfrentar no futuro.

2.7 Incertezas Relacionadas às Questões Ambientais do Refino

No nível local, as especificações mais restritas dos combustíveis, principalmente com exigência de percentuais cada vez menores de enxofre têm demandado enormes investimentos em conversão e tratamento nas refinarias instaladas em todo o mundo.

Nos últimos anos, para se adequar às novas exigências ambientais, principalmente no que se refere a emissões de SO₂, NO_x e particulados, e para processar petróleos cada vez mais pesados, muitas refinarias investiram em seus processos de conversão e tratamento, através da instalação de novos equipamentos, da utilização de novos catalisadores e de melhorias operacionais (Perisse et al., 2004). Dentre as modificações verificadas, destacam-se a instalação de unidades de hidrocraqueamento (HCC) e de craqueamento catalítico de resíduos (RFCC).

Ressalte-se que algumas das alterações nos perfis de processo e produção das refinarias constituem oportunidades para a integração entre o refino e a petroquímica. Por exemplo, as unidades de HCC aumentam a quantidade de matérias-primas que uma refinaria pode destinar para a produção de olefinas em um forno de pirólise (Von Velsen et al., 2002). Outro exemplo é o desenvolvimento do FCC petroquímico, que maximiza a produção de olefinas, principalmente C₃ e C₂, a partir dos projetos de RFCC (Li-Zai-Ting et al., 2002; Pimenta e Pinho, 2004).

Szklo e Schaeffer (2007) apresentam as tendências em termos de especificações de combustíveis no mercado mundial. Segundo os autores, as especificações do diesel e da

gasolina convergem no mercado mundial para as seguintes diretrizes, que estimulam investimentos nas refinarias:

- 1) Limitação do teor de enxofre em ambos os derivados – que estimulam o aumento da capacidade de dessulfurização (HDS);
- 2) Aumento da octanagem da gasolina – que estimulam o aumento de capacidade das unidades de reforma catalítica, FCC, alquilação e isomerização;
- 3) Redução da pressão de vapor Reid da gasolina – que induz ao ajuste da mistura de gasolina, reduzindo a quantidade de butano e exigindo uma compensação pela perda de octanagem e pelo aumento do enxofre na mistura;
- 4) Aumento do número de cetanas no diesel – que estimula o aumento de capacidade de HDT e HCC, além da utilização de aditivos, além de estimular a redução do gasóleo de FCC no mix de diesel;
- 5) Redução da fumaça e emissão de particulados do diesel – que pode ser obtida através da alteração da mistura do diesel, reduzindo o gasóleo de FCC na mistura;
- 6) Redução do teor de aromáticos da gasolina e do diesel – o que na gasolina estimula a diminuição das unidades de reforma catalítica e o aumento correspondente das unidades de alquilação, e no caso do diesel estimula o aumento de capacidade de HCC.

Em resumo, unidades de HCC e HDT e a modificação das misturas de diesel e gasolina são necessárias para o atendimento às especificações de derivados que convergem mundialmente da forma descrita acima.

No nível global, toda a cadeia do petróleo, desde a exploração e produção, passando pelo refino e petroquímica, até o consumo final de combustíveis deverá adaptar-se para reduzir as emissões de CO₂ e diminuir o impacto das suas atividades sobre o aquecimento global.

A utilização de processos de refino mais complexos visando atender às especificações ambientais locais e nacionais aumenta as emissões de CO₂ nas refinarias. O consumo de energia pode aumentar de 4% em uma refinaria simples, para até 10% em uma refinaria com alta conversão. A produção de hidrogênio leva a uma emissão adicional de 8 a 15t CO₂ por t de hidrogênio, o que pode ser um obstáculo à implantação de processos de hidrotratamento, se ela não for obrigatória devido às demais especificações de meio ambiente (Martino e Van Wechem, 2002). No Brasil, por exemplo, a redução de enxofre estipulada para o diesel e a gasolina, entre 2002 e 2009, e postergada pela ANP, deverá aumentar o consumo de energia pelo parque de refino nacional em cerca de 30% quando implementada, com efeitos sobre a emissão de CO₂ (Szklo e Schaeffer, 2007).

O impacto que novas legislações ambientais que restringem as emissões de CO₂ poderão vir a ter sobre a atividade de refino pode ser analisada através das discussões em torno dos esquemas de negociação de emissões na Europa e da proposta de lei de “cap and trade” sobre as emissões de gases de efeito estufa nos EUA.

Na Europa, uma taxa de CO₂ de 20 euros por t representaria 1 dólar por barril de elevação no custo de processamento, o que poderia levar ao aumento dos preços aos consumidores, à redução das margens da atividade de refino e ao aumento das importações de combustíveis. (Reinaud, 2005)

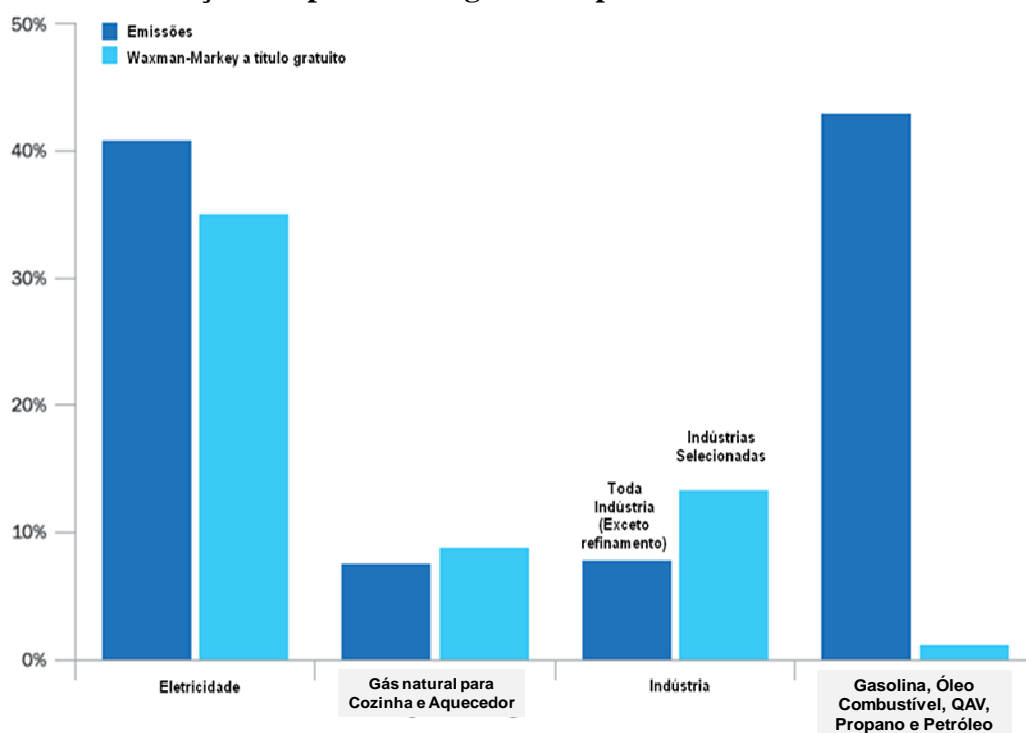
Nos EUA, o projeto de Lei H.R. 2454 (ou “Waxman-Markey Bill” como é normalmente chamada) foi aprovado pela Câmara de Representantes do Congresso em 26 de Junho de 2009, mas não foi aprovada pelo Congresso Americano. Esta legislação tem como principal objetivo regular as emissões de gases de efeito nos EUA, através de mecanismos baseados em incentivos econômicos, programas de eficiência energética e mecanismos de mercado (programa de cap-and-trade). (Szklo et al, 2009)

O projeto prevê uma meta de redução das emissões em 2020 para 17% das emissões medidas em 2005. Ademais, prevê uma meta de participação de energia renovável na matriz norte-americana de 12% em 2020.

Dentre as diversas características da proposta de lei, destaca-se o sistema de cap-and-trade, proposto que limita as emissões por segmento de consumo e aloca permissões de emissões entre eles, que podem ser negociadas. Desta forma, aqueles que ultrapassarem as metas de redução poderão comercializar seus superávits com aqueles que não conseguirem atingir as metas.

O gráfico 2.25, a seguir, apresenta as emissões e a alocação de permissões gratuitas, para setores determinados.

Gráfico 2.25 – Alocação das permissões gratuitas por setores.



Fonte: API, 2009.

Observa-se que os setores industriais deverão receber alocações acima das suas emissões, o que pode aumentar a sua competitividade. O setor de energia, por sua vez, deverá reduzir as suas emissões para atingir o nível de emissões proposto. Finalmente, o setor de

refino receberá alocações muito abaixo de suas emissões, isso ocorre porque pela proposta as emissões do setor de transporte serão alocadas no refino.

De acordo MIT (2007), “As emissões atribuídas ao setor de Refino representam 44% das emissões totais anuais dos EUA, sendo que 4% são provenientes das refinarias e o restante proveniente do uso por parte do mercado (setor transporte, indústria, serviços, etc) dos derivados de petróleo. Então, as permissões gratuitamente alocadas ao refino não seriam suficientes para cobrir as emissões atribuídas às refinarias. A justificativa desta sobre-atribuição de emissões ao refino está relacionada à tentativa de tornar a demanda mais elástica ao aumento de preços dos derivados de petróleo – i.e., caso o refino não seja capaz de reduzir as emissões (e provavelmente não o será, na medida em que a maioria das emissões ocorre fora das refinarias), o valor da compra dos certificados deverá ser repassado ao preço final dos derivados”

Os autores destacam o setor de refino como um dos mais afetados pela Proposta de Lei H.R. 2454. Isso porque a atribuição de permissões gratuitas abaixo do nível de emissões refletir-se-á em elevação dos preços dos derivados, de modo a custear a aquisição destas permissões no mercado. “O preço da gasolina aumentaria cerca de 33% sobre o preço projetado para o ano de 2030, o que resultaria em preços acima de US\$ 5,00 por galão. No caso do diesel, o acréscimo no preço seria ainda maior, cerca de 44% sobre o preço projetado para o ano de 2030, chegando a preços de US\$ 5,60 por galão (EIA, 2009). Além desses derivados, outros produtos como QAV, óleo combustível para aquecimento, propano e óleo cru também teriam seus preços afetados.” (Szklo et al., 2009)

O aumento dos preços dos derivados estaria relacionado com o preço por tonelada de CO2 equivalente. “Em 2020, o preço das permissões (tonelada de CO2 equivalente) estaria numa faixa de US\$ 20 -93 e para o ano de 2030 a faixa seria de US\$ 41-191 (EIA, 2009). A grande abrangência destas faixas está, sobretudo, associada a dois fatores: a aplicação da

alternativa CCS a custos moderados e mais importante ainda, a viabilização da opção de offset internacional (que possui custos de abatimento bem inferiores aos dos setores contemplados pelo cap norte-americano).” (Szklo et al., 2009)

A análise do impacto da proposta da lei de cap-and-trade nos EUA sobre o refino nos permite prever uma forte influência do preço da tonelada de CO₂ equivalente sobre os preços dos derivados em uma sociedade preocupada com as emissões de gases de efeito estufa.

Por outro lado, a dificuldade de aprovação da lei no senado americano e a larga faixa de preços estimados para as emissões de CO₂ evidencia a incerteza sobre a velocidade da efetiva aplicação destas propostas em âmbito global, tanto devido aos fatores políticos como tecnológicos envolvidos.

2.8. Conclusão - Elevada Incerteza no Mercado de Combustíveis Líquidos

A principal conclusão da análise do mercado de derivados de petróleo é a dificuldade de previsão da demanda e oferta no longo prazo, diante das grandes modificações que estão ocorrendo na economia mundial e na discussão das questões ambientais globais.

Do ponto de vista da teoria econômica (Williamson, 1996), a elevada incerteza é um dos principais determinantes da integração vertical das firmas, ao lado do grau de especificidade dos ativos, frequência das transações e assimetria de informações entre os agentes.

A incerteza gerada sobre a demanda por derivados tem sido causada principalmente pela alteração do padrão de crescimento econômico baseado nos países desenvolvidos para um crescimento liderado pelos países em desenvolvimento. Essa modificação está em curso há alguns anos, com a redução da importância relativa das economias desenvolvidas e a afirmação econômica de países como a China, Índia, Brasil e Rússia, entre outros. A crise financeira mundial de 2008 pode ser vista em parte como consequência dessa nova dinâmica e

deve reforçar o avanço das economias relativo das periféricas, apesar de impactar negativamente no crescimento mundial como um todo.

Conforme observado, os combustíveis líquidos convencionais produzidos nas refinarias poderão reduzir participação no mercado nos próximos anos. Além dessa constatação, é difícil determinar a taxa de crescimento (ou redução) do seu consumo, que varia entre regiões e entre diferentes tipos de combustíveis. O comportamento do refino na China e seus impactos sobre a incerteza no mercado de refino mundial é analisado no anexo III.

As incertezas quanto ao comportamento dos preços do petróleo e ao desenvolvimento de novas tecnologias dificultam a análise do crescimento da oferta de combustíveis alternativos, como o etanol de segunda geração, e de ganhos de eficiência energética no consumo final, como a utilização de veículos híbridos no setor de transportes. Essa incerteza, por sua vez, dificulta as projeções de demanda de combustíveis líquidos convencionais pelas refinarias de petróleo.

A integração refino-petroquímica, poderá ser uma solução para compensar a redução da demanda por combustíveis líquidos convencionais, principalmente a gasolina, que deverá ser a mais afetada, sendo substituída em parte pelo diesel, ou pelas alternativas de biocombustíveis ou de eletricidade e hidrogênio em veículos híbridos e elétricos.

Apesar de ser uma oportunidade para a integração refino-petroquímica, a redução da demanda por gasolina não é uma condição suficiente para a sua implementação. Portanto, nos capítulos seguintes será discutido se o mercado de petroquímica é menos incerto e cresce mais que o mercado de combustíveis (capítulo 3); se existem e quais são as tecnologias para implementar esta estratégia (capítulo 4); se esta estratégia é possível no caso do Brasil (capítulo 5) e se essa estratégia é financeiramente viável e ótima (capítulo 6).

Do ponto de vista ambiental, os enormes impactos do crescimento econômico elevado do século XX e do início do século XXI sobre os recursos naturais e sobre o clima do planeta exigem ações drásticas e coordenadas de âmbito global. Essas ações estão sendo ainda em discussão em diversos fóruns, mas encontram-se ainda indefinidas. Portanto, existe enorme incerteza sobre as suas consequências na economia mundial e, principalmente, sobre os mercados de transportes, maior emissor de gases de efeito estufa e consumidor de combustíveis líquidos. Nesse contexto, as refinarias deparam-se com uma grande dificuldade de previsão de demanda por seus produtos no longo prazo relacionados ao seu impacto ambiental. Inclusive observa-se a tendência de crescente substituição no longo prazo de combustíveis líquidos derivados de petróleo por outras fontes, principalmente o carvão, o gás natural, e as fontes renováveis, incluindo os biocombustíveis.

Por outro lado, o crescimento econômico acelerado nos últimos anos, principalmente nos países em desenvolvimento, estimulou o aumento da demanda por combustíveis fósseis e os seus preços. Por esse motivo, o setor de refino investiu em aumento de capacidade e o número de novos projetos em perspectiva cresceu. Ressalte-se ainda, que no curto e médio prazos, os combustíveis líquidos derivados de petróleo devem se manter como a principal fonte de energia mundial.

Finalmente, as exigências ambientais no setor de transporte têm obrigado as refinarias a investir fortemente em melhoria da qualidade de seus produtos, principalmente na redução de enxofre. No futuro, novas normas ambientais relativas à qualidade dos combustíveis e às emissões das refinarias poderão exigir mais investimentos em suas unidades de produção. Essa externalidade referente às pressões ambientais sobre os combustíveis fósseis é outro fator que pode ser determinante sobre a decisão de integração entre as atividades de refino e petroquímica.

Portanto, se por um lado, as especificações de produtos mais restritas estimulam os processos mais complexos, as restrições sobre as emissões de CO₂ atuam no sentido inverso, pois refinarias mais complexas emitem mais. A integração entre refino e petroquímica pode servir como atenuador dessa contradição entre maior especificação de qualidade e menor emissão de CO₂. Isso porque ela reduz as incertezas do refinador ao desviar produção de mercados de combustíveis para mercados petroquímicos, não energéticos, cujo uso não aumenta a emissão de carbono e que devem ter mercado crescente nos países em desenvolvimento.

No âmbito de uma política de cap-and-trade que atribui ao refino as emissões da combustão dos derivados, como a que foi proposta nos EUA recentemente, por exemplo, a produção de petroquímicos na refinaria pode também reduzir as emissões de carbono do refino. Isso porque os petroquímicos capturam o carbono contido por um longo período e, portanto, no refino não são contabilizadas emissões pelo seu consumo, como no caso dos combustíveis queimados no setor de transportes. Essa característica dos petroquímicos pode favorecê-los e às refinarias integradas no futuro, caso esse tipo de política se consolide em âmbito global e mesmo nos Estados Unidos.

Verificou-se neste capítulo que a indústria de refino enfrenta um cenário de elevada incerteza, relacionada a diversos fatores. Dentre eles destacam-se a mudança do padrão e o crescimento desigual da demanda por combustíveis líquidos convencionais, a grande variação de preços do petróleo e suas consequências sobre a produção de petróleo não convencional e de combustíveis renováveis, o desenvolvimento de novas tecnologias de produção relacionadas à produção de combustíveis líquidos renováveis e de consumo mais eficiente de combustíveis pelo setor de transportes, e questões relacionadas às externalidades ambientais. Diante da elevada incerteza que permeia a indústria de refino, ela deve buscar novos

mercados e desenvolver soluções tecnológicas que atendam às restrições existentes e aumentem a flexibilidade e a rentabilidade de suas unidades.

Do ponto de vista de mercado, a integração com a petroquímica para a produção de novos produtos pode ser uma alternativa interessante para as refinarias para compensar o baixo crescimento e a incerteza no mercado de combustíveis? O capítulo 3 a seguir analisa a indústria petroquímica e seus mercados, visando testar se o mercado petroquímico apresenta alto potencial de crescimento e menor grau de incerteza do que o mercado de refino.

Adicionalmente, para atender a especificações cada vez mais restritas, a partir da utilização de petróleos cada vez mais caros e pesados, o refino recorre ao desenvolvimento de tecnologias mais avançadas de processamento de hidrocarbonetos. Sobretudo, destaca-se a instalação de unidades de conversão profunda para o processamento de cargas pesadas e a utilização de hidrogênio para a retirada de impurezas e aumento da produção de combustíveis leves e médios (Higgins, 2009). Do ponto de vista tecnológico, seria possível aumentar a eficiência e a flexibilidade das unidades de refino a partir da integração com petroquímica considerando que as características de processo são semelhantes entre os dois setores? As questões tecnológicas relacionadas à integração refino-petroquímica serão discutidas no capítulo 4.

Capítulo 3 - Situação Atual e Perspectivas da Indústria Petroquímica Mundial - Mudanças nos Mercados Petroquímicos

No capítulo anterior, foi possível observar, a partir das referências analisadas, que o mercado de combustíveis líquidos convencionais possui potencial de crescimento futuro restrito e elevada incerteza relacionada aos investimentos em novas capacidades e em relação ao impacto da introdução de biocombustíveis e novas tecnologias no setor de transporte. Sobretudo a demanda por gasolina é afetada por esses fatores. O presente capítulo pretende testar se a integração com petroquímica é uma solução viável para compensar integral ou parcialmente o baixo crescimento de mercado e absorver o excesso de gasolina, que poderá ser substituída por outras fontes no mercado de combustíveis.

Para compreensão da estrutura da indústria é realizada uma análise das origens e da consolidação da indústria petroquímica nas seções 3.1, 3.2 e 3.3. Neste sentido, vale notar que alguns dos principais fatores determinantes da escolha da integração vertical listados no capítulo 1: especificidade do ativo, frequência das transações, nível de incerteza e assimetria de informações, estão presentes na indústria petroquímica.

A assimetria de informações entre o refino e a petroquímica está relacionada às questões fundamentais da indústria petroquímica, que está intrinsecamente ligada à (e dependente da) indústria de petróleo e gás para o fornecimento de matérias-primas. Seus ativos possuem alto grau de especialização, dependendo de matérias-primas com especificações restritas para operar, e a frequência das transações com o refino ou com outro fornecedor de matéria-prima (como o fornecedor de gás natural) é enorme pela característica de operar de forma contínua. Essas questões, relacionadas à ciclicidade da indústria e ao acesso a matérias-primas, são analisadas nas seções 3.4 e 3.5 deste capítulo.

O grau de incerteza sobre o mercado petroquímico será analisado a partir das previsões de oferta e demanda nas seções 3.6, 3.7 e 3.8 deste capítulo. A seção 3.9 discute a agregação de

valor ao petróleo, através do desenvolvimento da indústria petroquímica e das cadeias produtivas a jusante, e o capítulo 3.10 apresenta as perspectivas para os mercados de propeno e aromáticos, petroquímicos fundamentais para a estratégia de integração com o refino. Além disso, os impactos das externalidades relacionadas a questões ambientais que impactam a petroquímica são analisados no capítulo 3.11.

3.1. Origens da Indústria Petroquímica

Segundo o American Chemical Council - ACC (2009), a indústria química pode ser separada em 5 categorias: Produtos Farmacêuticos, Químicos Básicos; Especialidades Químicas para Agricultura e Produtos de Consumo. Os petroquímicos são classificados, em sua maioria, como parte dos químicos básicos: químicos orgânicos, intermediários, resinas plásticas, borrachas e fibras sintéticas, entre outros.

Dentre os petroquímicos, os plásticos são aqueles de maior escala de produção e de maior disseminação. Os fertilizantes derivados da amônia/ureia são outro importante produto petroquímico, contudo, este estudo concentrará sua análise nos plásticos, que representam a maior parcela da Indústria Petroquímica. Os plásticos são estruturas poliméricas sintéticas, cujas propriedades de resistência, leveza e moldabilidade, entre outras permitiram a substituição de diversos materiais tradicionais, como couro, algodão, vidro, borrachas, etc.

Embora englobem principalmente os plásticos (o termo polímero é popularmente empregado como sinônimo) os polímeros também estão presentes em estado natural em substâncias vegetais (borracha, celulose e madeira), animais (couro) e organismos vivos (proteínas e ácidos nucleicos). (Bastos, 2007).

Le Couteur e Burreson (2006), explicam que "costuma-se associar o termo polímero a fibras e plásticos sintéticos, mas existem muitos polímeros naturais." Poli significa muitos e meros significa partes. Dentre os polímeros naturais utilizados pelo homem como materiais

para a fabricação de produtos, destacam-se o algodão (composto de 90% de celulose) e a seda. Segundo os autores, a nitrocelulose foi o primeiro composto "artificial" polimérico. Produzido por Hilaire de Chardonnet, em 1891, buscava reproduzir as características da seda natural. A inflamabilidade do material, no entanto, impediu a sua disseminação. Em 1901, Charles Cross e Edward Bevan, produziram a viscose, cujo processo era à passagem da celulose natural por um banho ácido para obtenção de um filamento chamado seda viscose. Mais tarde esse processo seria utilizado pela Du Pont, fundada em 1921. Até hoje esse processo é utilizado para a obtenção dos tecidos rayons. A obtenção de um material sintético capaz de substituir a seda só foi possível em 1938, com o nylon, da Du Pont. O primeiro polímero totalmente feito pelo homem foi a baquelita, em 1907, um material termofixo (que endurecia e fixava a sua forma, ao contrário de materiais termoplásticos) derivada do fenol. Uma das principais utilizações da baquelita foi na confecção de bolas de bilhar, em substituição ao marfim. Dentre os principais termoplásticos de larga escala utilizados atualmente, o primeiro a ser desenvolvido foi o polipropileno, em 1938, pela ICI.

“Segundo suas características, os polímeros podem ser classificados em termoplásticos (passíveis de moldagem por aquecimento ou pela ação de solventes) ou termorrígidos (após aquecimento ou outra forma de tratamento, tornam-se insolúveis e infusíveis, não podendo ser novamente amolecidos e moldados). Segundo o comportamento mecânico, os polímeros podem ser classificados em fibras, elastômeros (ou borrachas) ou plásticos. As fibras possuem grande resistência à tensão, mas baixa resistência à compressão. Os elastômeros são materiais que exibem elasticidade, o que confere flexibilidade. Os plásticos – cujo termo deriva do grego “plastikos”, que significa maleável – são materiais cujo componente principal é um polímero orgânico sintético e são passíveis de serem moldados por ação de calor e pressão.” (Bastos, 2007, p. 204).

Os plásticos estão entre os materiais mais consumidos no mundo. Seu consumo per capita mundial é de cerca de 20 kg por ano - por volta de 90 kg/ano nos Estados Unidos (EUA) e 65 kg/ano na Europa, cerca de 18 kg/ano na América Latina, 24 kg/ano na China e 5 kg/ano na Índia. Sua produção total é de cerca de 200 milhões de t/ano (SIRESP, 2007).

Apesar do grande volume de produção e consumo de produtos petroquímicos para a escala da indústria de transformação, a parcela dos combustíveis fósseis destinada à produção petroquímica é pequena, de apenas cerca de 5% da produção total. O restante é, principalmente, utilizado como fonte de energia primária no refino de combustíveis líquidos e na geração de energia elétrica. (DAVIS, 2008)

As principais matérias-primas destinadas à produção de plásticos são a nafta, gasóleos e gases liquefeitos de petróleo (incluindo etano, propano e butanos). Estas matérias, por sua vez, são destinadas à produção de diversos produtos petroquímicos básicos, dentre os quais se destacam, pelo maior volume de produção, o eteno, o propeno, o BTX (benzeno, tolueno e xilenos) e o metanol.

Eteno e propeno, em conjunto, representam mais de 50% das 341 milhões de t produzidas em 2007 dos petroquímicos básicos destacados, sendo sua principal utilização a produção de polímeros. (DAVIS, 2008). A produção de eteno, principal petroquímico básico, foi em 2008 de 111 milhões de t, tendo diminuído 3,2% em relação a 2007 em função da crise econômica mundial. (Fyfe et al. 2009).

3.2. Consolidação da Indústria Petroquímica

Durante a Segunda Guerra Mundial, o aumento do consumo de petróleo e o desenvolvimento de tecnologia deram um impulso à indústria petroquímica. Após a guerra, plantas instaladas junto às refinarias começaram a dar lugar a parques de refino, que depois assumiram a forma de complexos petroquímicos em função de razões técnicas e econômicas.

A integração empresarial só começou após as décadas de 1950 e 1960, pela necessidade de coordenação dos investimentos das duas gerações petroquímicas e do acesso a matérias-primas, além da competição entre produtores (Coutinho (s/d); Santos, 2006; Bastos, 2009).

Após o período de crescimento no pós-guerra, a crise do petróleo nos anos 1970 levou a um declínio da oferta matérias-primas e escalada de preços, o que afetou diretamente a petroquímica. Além disso, a competição crescente, o excesso de capacidade (decorrente da implantação de unidades europeias e japonesas) e a recessão econômica levaram à queda das margens e à reestruturação dos produtores norte-americanos nos anos 1980. Alguns reduziram seu leque de operações diversificadas, desfazendo-se de negócios na petroquímica e migrando para segmentos de maior lucratividade e vantagens competitivas, como especialidades químicas. (Coutinho (s/d); Bastos, 2009).

Nos anos seguintes, em que prevaleceram menores preços do petróleo e derivados, foram ainda mais amplas as mudanças na petroquímica, com a reestruturação dos produtores europeus e a emergência dos asiáticos no cenário global. As principais empresas passaram por fusões e aquisições visando fortalecer posições de mercado, ampliar economias de escala e reforçar capacitação tecnológica, o que resultou em concentração, aumento da escala e maior integração da cadeia petroquímica (Coutinho (s/d), Bastos, 2009).

Spitz (2003) afirma que, ao final do ano 2000, a Indústria Química já era uma indústria madura. Segundo ele, apenas a indústria farmacêutica e de químicos para agricultura possuíam boas perspectivas de crescimento nos EUA. Ainda segundo o autor, a indústria sofria de falta de inovações. Por exemplo, o último grande desenvolvimento de um polímero ocorreu no início da década de 1980, sendo ele o polietileno linear de baixa densidade. Com o alcance da maturidade, a indústria passou por uma série de transformações entre 1980 e 2000. A estrutura anterior de empresas multinacionais norte-americanas e europeias concentradas na produção de químicos básicos ruiu e muitas empresas tradicionais voltaram-se para áreas com

maior potencial de crescimento. Houve também o surgimento e crescimento de novos entrantes, principalmente empresas de países produtores de petróleo e com grandes mercados consumidores.

Ao longo desse período, ocorreu um enorme movimento de consolidação na indústria e a tentativa de elevar a eficiência para compensar o declínio da rentabilidade. Segundo Spitz (2003), a reestruturação ocorreu de duas formas: através da consolidação de segmentos de atuação etc. ou da venda da maior parte da atividade petroquímica de indústrias químicas tradicionais.

Outro fator determinante para a consolidação foi a incerteza relacionada aos custos de matérias-primas após o choque do petróleo nos anos 1970 e o contrachoque nos anos 1980, assim como a entrada de países diversos países produtores de petróleo na produção de petroquímicos (Arábia Saudita, Irã, Canadá, México), com matérias-primas muito mais baratas do que nos EUA e Europa. (Spitz, 2003)

Santos e Ramos (2010) analisam o processo de fusões e aquisições na indústria química mundial no período entre 1990 e 2009. As autoras atentam para o fato de que a indústria química, apesar de madura, não apresenta grau de concentração semelhante à de outros segmentos produtores maduros, como os de commodities: mineração, siderúrgico, de produção de celulose, ou como o automobilístico. Por exemplo, enquanto a líder mundial em produção de eteno, Dow Chemical possuía apenas 8% da capacidade mundial instalada, a Vale, possuía 31% da capacidade mundial em minério de ferro.

Uma tendência observada pelas autoras com a análise dos movimentos de fusões e aquisições é que as empresas de petróleo ocuparam posição de destaque na produção de básicos. A entrada das empresas de petróleo na petroquímica iniciou-se pela produção de produtos de 1ª geração petroquímica e expandiu-se para a 2ª geração. O processo de consolidação da indústria petroquímica se ampliou na segunda metade da década de 1990.

Esse aumento de participação das petroleiras na petroquímica ocorreu principalmente a partir da década de 90 (Santos e Ramos, 2009).

Santos e Ramos (2009) também apontam a ciclicidade como uma das razões para as operações de fusões e aquisições na indústria química. Sobretudo, a busca de indústrias químicas por segmentos de atuação menos sujeitos à ciclicidade, como especialidades e plásticos de engenharia, levou diversas empresas a separar suas atividades de petroquímica de atividades de especialidades e química da vida.

Dentre as inúmeras operações de fusão e aquisição ocorridas na petroquímica entre final da década de 1990 e início de 2000, podemos destacar: a fusão das petroleiras Exxon e Mobil, em 1998; a consolidação da Total Petrochemicals, a partir de ativos da Total, PetroFina e Elf, entre 1999 e 2004; as consolidações Dow Chemical/Union Carbide e Phillips/Chevron, em 2000, e Solvay/BP, em 2001. Mais recentemente, podemos destacar a fusão da Lyondell/Basell, a aquisição da GE plásticas pela SABIC, e a fusão Akzo Nobel/ICI, todas em 2007; em 2009, a Dow Chemical, líder em produção de eteno, adquiriu a Rohm & Haas, empresa de especialidades. (Santos e Ramos, 2010)

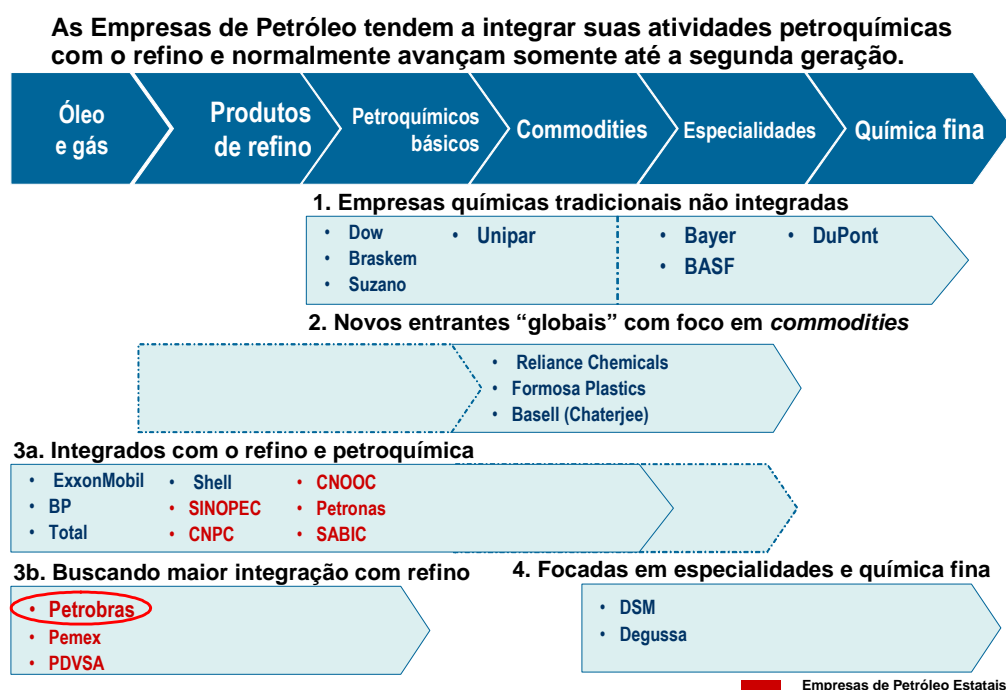
As empresas que fizeram consolidações entre 2007 e 2009 tiveram grandes dificuldades financeiras, com a deterioração das margens e a redução das linhas de crédito, após a crise de 2008. Santos e Ramos (2009) avaliam que com a melhoria das condições de financiamento, a partir de 2010, empresas de países em desenvolvimento, com melhor rentabilidade poderão protagonizar novos eventos de consolidação.

3.3. Mudanças Estratégicas das Empresas

A consolidação descrita na seção anterior revela três movimentos distintos relacionados à indústria petroquímica, conforme é possível observar a partir das análises da Petrobras e da Reliance, apresentadas a seguir. O primeiro é a saída de empresas químicas

tradicionais da petroquímica, para focar suas atividades em segmentos de maior valor agregado e maior conteúdo tecnológico, como química de especialidades e ciências da vida. O segundo é a saída de algumas empresas de petróleo ocidentais da atividade petroquímica para focar-se nas atividades de extração e produção de petróleo. O terceiro é a entrada de empresas de países emergentes na produção de petroquímicos, através de aquisições, joint-ventures e implantação de novas unidades de produção.

A Petrobras divulgou através da figura 3.1, a seguir, sua visão sobre a interação das atividades de refino e petroquímica, na reunião da APLA – Associação Petroquímica Latino Americana, realizada no Rio de Janeiro, em novembro de 2006.



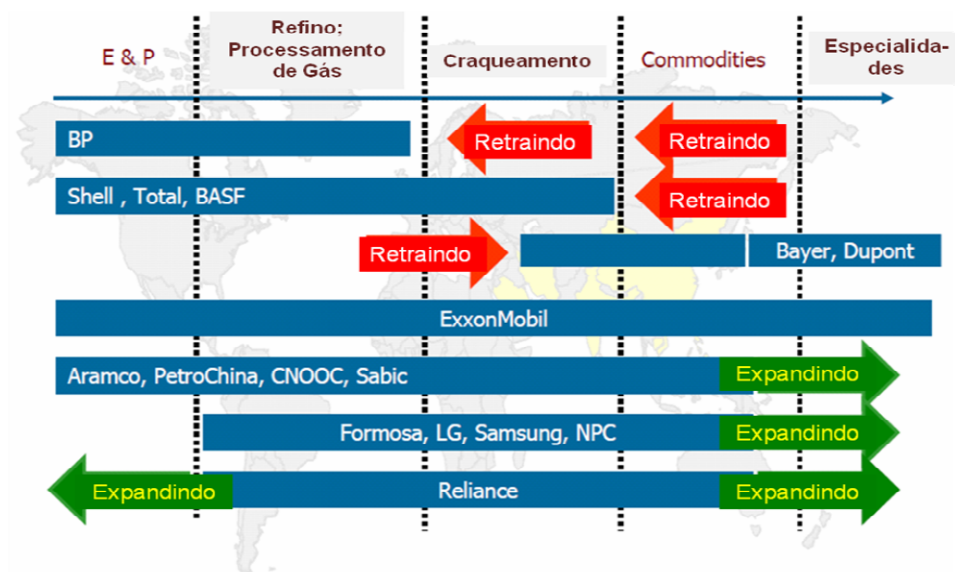
Fonte: De Azevedo, 2006.

Figura 3.1 – A Visão da Petrobras Sobre a Integração.

A empresa afirma que existe uma tendência de as empresas de petróleo integrarem suas atividades de refino com a petroquímica. No entanto, essa tendência geral é difícil de ser

identificada. Isso porque diversas empresas de petróleo, como a Exxon e a Sinopec, por exemplo, estão integradas desde a exploração de petróleo e da petroquímica, e outras, como a Shell e a BP, venderam recentemente suas principais atividades de petroquímica, num movimento claro de desintegração dessas atividades. Outras empresas químicas, como a Monsanto, Bayer, Basf e Dupont, também deixaram os mercados de petroquímicos e se voltaram para química fina, saúde e especialidades.

A visão da Reliance, mostrada na figura 3.2, a seguir, e divulgada no mesmo evento, no Rio de Janeiro, identifica melhor o movimento aparentemente contraditório de busca pela integração em alguns casos e separação em outros.



Enquanto as empresas ocidentais estão focando em seu core mais rentável, as empresas asiáticas estão buscando a integração.

Fonte: Reliance, 2006.

Figura 3.2 – A Visão da Reliance sobre a Integração.

De acordo com a visão da Reliance (2006), existe uma clara distinção entre os movimentos das empresas de países desenvolvidos e empresas de países emergentes. Enquanto as empresas tradicionais estão deixando a petroquímica, os novos entrantes estão buscando maior interação entre todas as atividades da cadeia. Esse movimento é bastante

interessante e pode estar relacionado com as mudanças que estão ocorrendo nos mercados petroquímicos, que serão analisadas nas seções a seguir. Podemos antecipar que a produção de produtos petroquímicos está se transferindo para o Oriente. O mercado asiático, liderado pela China, é o principal responsável pelo crescimento da demanda mundial de produtos petroquímicos e quase toda a expansão da oferta de produtos petroquímicos será advinda de projetos no Oriente Médio e na China. Com isso estão emergindo novos participantes nesse mercado, como as empresas SABIC, SINOPEC, Reliance, Formosa, LG, Aramco, entre outros.

O ranking a seguir apresenta as 10 maiores empresas químicas do mundo em faturamento bruto, no ano de 2009. A líder do ranking apresentou, em 2009, faturamento de cerca de US\$ 50 bilhões. Pode-se observar empresas com foco na diversificação de seus produtos químicos, como a BASF (alemã) e a DuPont (norte-americana). A Dow Chemical (norte-americana), que era uma grande empresa independente focada em petroquímicos, mudou recentemente sua estratégia, elevando a sua participação em especialidades com a aquisição da Rohm & Haas. Existem também empresas de petróleo integradas, cujo melhor exemplo é a ExxonMobil (norte-americana), que sempre enfatiza em seus relatórios as vantagens de ser uma empresa integrada, e que busca otimizar as suas operações de refino e petroquímica em conjunto. As outras empresas de petróleo integradas com petroquímica no ranking das 10 maiores empresas químicas são a Shell (inglesa) e a Total (francesa). Um terceiro tipo de empresa que aparece no ranking são as empresas de países emergentes, como a SABIC (saudita) e a SINOPEC (chinesa).

Tabela 3.1 - Ranking de Empresas Químicas.

1	Basf
2	Dow Chemical
3	ExxonMobil
4	Sabir
5	Sinopec
6	RoyalDutch/Shell
7	Ineos
8	DuPont
9	LyondellBasell
10	Total

Fonte: Chemical Week (2010)

No Brasil, observou-se uma grande consolidação do setor petroquímico. Uma única empresa controlada pelo Grupo Odebrecht e pela Petrobras: a Braskem, passou a deter toda a produção de eteno, polietilenos e polipropileno, e cerca de metade da produção de PVC. O porte dessa empresa recém consolidada é, no entanto, bem menor do que o das principais empresas petroquímica mundiais. A empresa encontra-se na posição 33 do ranking da Chemical Week (2010), com faturamento em 2009 de cerca de US\$ 8,8 bilhões. A consolidação de todo um segmento da indústria em uma única empresa no Brasil foi possível através do apoio da Petrobras, única produtora de matérias-primas petroquímicas no mercado brasileiro. O aumento da participação da Petrobras no capital da Braskem, compartilhando o controle com o grupo privado, consubstancia uma forma de integração entre as atividades de petroquímica e de refino no Brasil. (Perrone, 2010) As características da indústria de refino e petroquímica no Brasil serão analisadas no capítulo 5.

3.4. Ciclicidade na Indústria Petroquímica

Kupfer (2004) apresenta uma indústria petroquímica mundial caracterizada por ciclos de margens. Esses ciclos são formados por períodos de duração de cerca de 5 anos alternados, onde há intensa atividade de investimento em períodos de alta e intensa atividade de consolidação em períodos de baixa de margens.

Gráfico 3.1 – Ciclos de Margens da Indústria Petroquímica.



Fonte: Kupfer (2004)

Santos e Ramos (2009) afirmam que a indústria petroquímica passou por 3 ciclos incompletos nas décadas de 1990 e 2000. Entre 1990 e 1993 a indústria enfrentou anos difíceis, com a entrada de novas capacidades na Ásia e no Oriente Médio. Entre 1994 e 1997 houve recuperação na economia e nas margens da indústria. Com a crise asiática em julho de 1997, o ciclo de alta foi interrompido. Até 2002, houve baixa taxa de utilização na indústria, que voltou a apresentar bons resultados com a recuperação econômica iniciada em 2003, interrompidos com a crise econômica no segundo semestre de 2008. Após a crise, 2009 e 2010 foram anos de excesso de capacidade devido à entrada de novos projetos e redução da demanda mundial.

Entre 2003 e 2008, o crescimento sustentado do consumo, principalmente na China e nos EUA estimulou um período de lucros elevados para a indústria, que estimulou operações de fusões e aquisições na petroquímica, principalmente no Ocidente, enquanto, na Ásia e Oriente Médio, os investimentos concentraram-se em implantação e ampliação da capacidade. Com a crise de 2008 e a entrada de novas capacidades de produção sem precedentes no Oriente Médio e Ásia em 2009 e 2010, as empresas na Europa e na América do Norte deverão

voltar-se para ações de racionalização de carteira e venda de ativos, para recuperar rentabilidade, enquanto empresas em países em desenvolvimento, menos afetadas pela crise poderão ampliar seus negócios internacionalmente. (Santos e Ramos, 2009)

3.5 O Acesso à Matéria-prima para a Indústria Petroquímica

O acesso à matéria-prima é fator determinante da integração refino-petroquímica. A elevação dos preços do petróleo e as grandes incertezas sobre a oferta de petróleo e derivados, analisadas no capítulo anterior, estimulam as empresas petroquímicas a associar-se com empresas produtoras de matérias-primas, para garantir o suprimento de suas matérias-primas a preços competitivos.

Interessante como registro histórico, Wishart (1978) discutiu a questão de uma indústria petroquímica em transição, de uma fase de abundância de matéria-prima barata, anterior à crise do petróleo, para uma fase onde os custos das matérias-primas e da energia aumentaram exponencialmente. O autor ressaltou que a nova indústria petroquímica desenvolveria novas tecnologias buscando a eficiência energética e matérias-primas alternativas, como os gases de síntese obtidos a partir do carvão e biomassa. O autor previu que, em 2000, 10 a 14% de todos os petroquímicos seriam produzidos de fontes alternativas ao petróleo e gás. Sua previsão não se concretizou devido ao barateamento das fontes de energia ao longo dos anos 1980 e novas tecnologias de produção e recuperação de petróleo e gás, que garantiram a abundância de matérias-primas. Atualmente, contudo, no início do século XXI voltamos a nos deparar com as mesmas questões de elevação dos preços de matérias-primas e busca por fontes alternativas, especialmente fontes baratas, como o gás natural no Oriente Médio e o carvão na China, ou fontes renováveis que diminuam o impacto das emissões de gases de efeito estufa sobre a atmosfera, o que poderia levar à concretização do cenário previsto por Wishart (1978) com alguns anos de atraso.

A elevação dos preços do petróleo estimula a exploração destas matérias-primas alternativas à nafta. Note-se que, quando os preços estão altos, as frações leves, como a nafta, sobem ainda mais de preço e o diferencial competitivo da produção a partir de gás natural e carvão tende a ser maior.¹⁹

Patamares de preços altos, acima de US\$ 60,00/barril, e volatilidade de preços parecem ser um novo padrão da indústria que deverá se perpetuar devido a diversas causas. Entre elas destacam-se: a) a instabilidade política no Oriente Médio, principal região produtora, b) custos mais elevados e ascendentes de exploração e produção em outras regiões, c) aumento das restrições ambientais locais e globais que aumentam o custo de conversão do petróleo em derivados, e) maior incerteza causada pela especulação nos mercados de futuros e opções, f) eventos climáticos²⁰ (SRI Consulting, 2006).

Kaufmann (2011) e Kaufmann e Ullman (2009) investigam as causas da evolução dos preços do petróleo. Segundo os autores, diversos fundamentos podem afetar os preços do petróleo. De acordo com seu modelo, fatores como o aumento da participação da produção da OPEP sobre a oferta, a ocorrência de eventos climáticos (furacões) e mesmo políticas comerciais da OPEP, como a elevação do teto de produção, parecem ter sido as causas do aumento dos preços do petróleo até a crise de 2008/2009. O movimento de alta foi, no entanto, intensificado pela especulação dos agentes que conseguiram antever que a elevação dos preços ocorreria de forma consistente no longo prazo.

¹⁹ Existe uma correlação entre os preços elevados do petróleo e o diferencial de margens entre leves e pesados (Uller, 2008). O diferencial de margens ocorre porque a oferta marginal de petróleos é composta de óleos mais pesados, mas difíceis de processar, com rendimentos menores em frações leves, como a nafta. Quando a demanda está aquecida (e o preço elevado) existe um estímulo à substituição dos derivados de petróleo por substitutos. Enquanto as frações pesadas, em sua maior parte destinadas à indústria e à geração de energia, possuem substitutos como o carvão e o gás natural, as frações leves, destinadas principalmente, para o setor de transporte, não possuem substitutos imediatos. Por esses motivos, o diferencial entre leves e pesados aumenta com o aumento do petróleo.

²⁰ A análise do autor aponta também uma tendência de queda do grau API médio da produção mundial de petróleo e maiores investimentos em refino para processar petróleos não convencionais. Contudo, Fyfe et al. (2009) projeta uma reversão desta tendência no horizonte de 2015, principalmente devido ao aumento do processamento mundial de condensados com menor grau API.

3.6. Alterações geográficas na produção

As informações públicas sobre essa indústria são restritas, sendo as principais fontes os relatórios de consultorias de acesso restrito e confidencial. A partir destas fontes disponíveis foi possível mapear alterações estratégicas e geográficas significativas na produção e na demanda que estão ocorrendo no mercado de petroquímicos descritas a seguir.²¹

Novos projetos, muito competitivos devido ao baixo custo das matérias-primas, estão sendo implantados principalmente no Oriente Médio. Esses projetos se voltam principalmente à produção de polietileno (PE) e polipropileno (PP), integrados com unidades craqueadoras de etano, a partir da separação do gás natural. Isso porque o etano e propano, utilizados como matérias-primas, são separados do gás natural associado ao petróleo ou de grandes reservas que estão sendo exploradas para a fabricação de GNL. Como não há alternativas para o consumo dessas correntes de etano e propano localmente, o preço destas matérias-primas é extremamente favorável. A vantagem em relação a projetos nos EUA e na Europa chega a mais de US\$ 300/t na fabricação de eteno. (Potter, 2010)

Uma questão importante é que os projetos com base em gás natural produzem principalmente polietileno e polipropileno, sendo o último em menor quantidade. Produtos petroquímicos aromáticos são produzidos através de cargas líquidas, que têm um custo de oportunidade maior no Oriente Médio, já que essas podem ser exportadas facilmente a preços de mercado internacional. Portanto, a enorme vantagem de custos na produção de PE e PP no Oriente Médio não existe na produção dos petroquímicos derivados frações líquidas, como os aromáticos, principalmente o PTA, utilizado na fabricação de PET grau garrafa e fios e fibras de poliéster. De fato, as matérias-primas líquidas são derivadas do petróleo e facilmente

²¹ Esse capítulo tem como base artigo publicado no 4º PDPETRO, realizado em Campinas, em outubro de 2007 (Gomes et al., 2007). Este artigo foi baseado em relatórios e apresentações dos consultores Nexant, SRI Consulting, além de palestras de empresas divulgadas em seminários e congressos realizados no Brasil, em 2006. O artigo foi expandido, utilizando novas fontes, atualizado e adaptado.

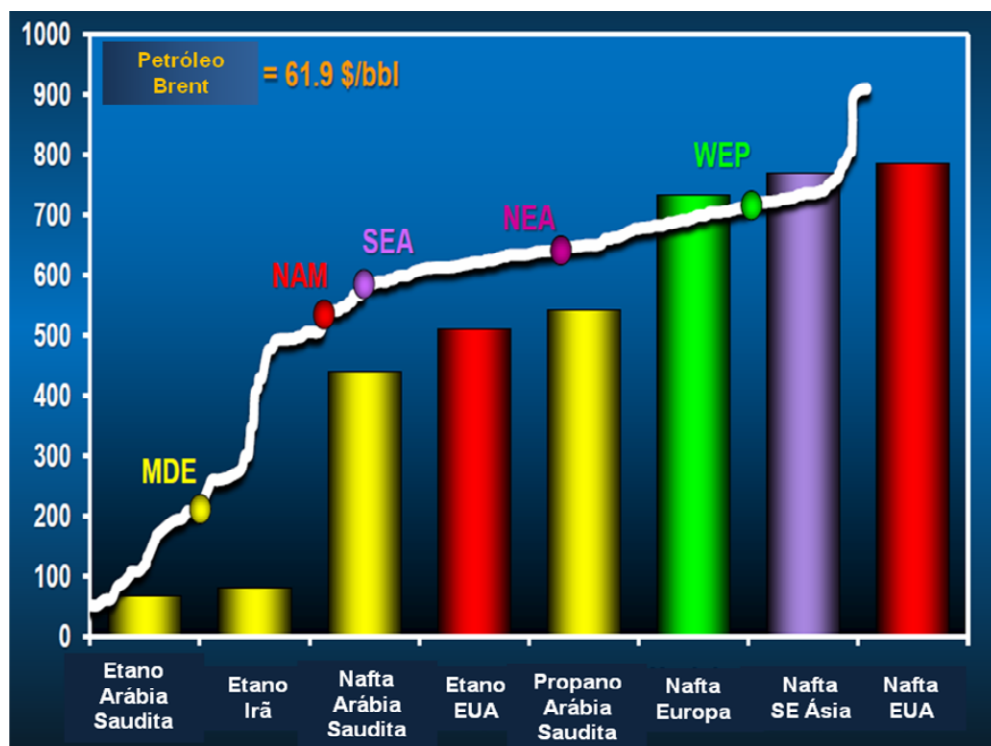
comercializáveis no mercado internacional. Portanto, seu custo de oportunidade é o preço no mercado internacional, mesmo para projetos localizados em áreas produtoras de petróleo.

A vantagem de custo de produção de eteno no Oriente Médio é grande, sobre os produtores europeus e americanos, em um cenário de preços moderados de petróleo. Os produtores localizados nos EUA têm o etano do gás natural como principal matéria-prima e têm em alguns períodos sofrido com o aumento do preço do gás naquela região, devido à escassez de oferta voltada para a geração termoeleétrica.

Ressalte-se, contudo, que após a crise de 2009, a redução da demanda gerou um excedente de oferta de gás natural nos EUA, reduziu os preços e elevou a competitividade da petroquímica americana. Adicionalmente, o aumento da produção de gás não convencional (principalmente gás de folhelho) indica boas perspectivas para a disponibilidade de matérias-primas baratas neste mercado no longo prazo. (Santos e Ramos, 2010b)

Por sua vez, os produtores europeus com produções baseadas principalmente em nafta vêm sofrendo com o aumento de preço do petróleo e de seus derivados. Com os preços elevados, acima de US\$ 60,00/b a vantagem de custos é ainda maior. O gráfico 3.2 apresenta os custos diretos das plantas industriais instaladas e evidencia a vantagem dos produtores localizados no Oriente Médio em relação aos demais produtores mundiais.

Gráfico 3.2 - Custo Direto de produção (Custo Fixo + Custo Variável) de eteno por regiões e fonte de matéria-prima, US\$/ton.

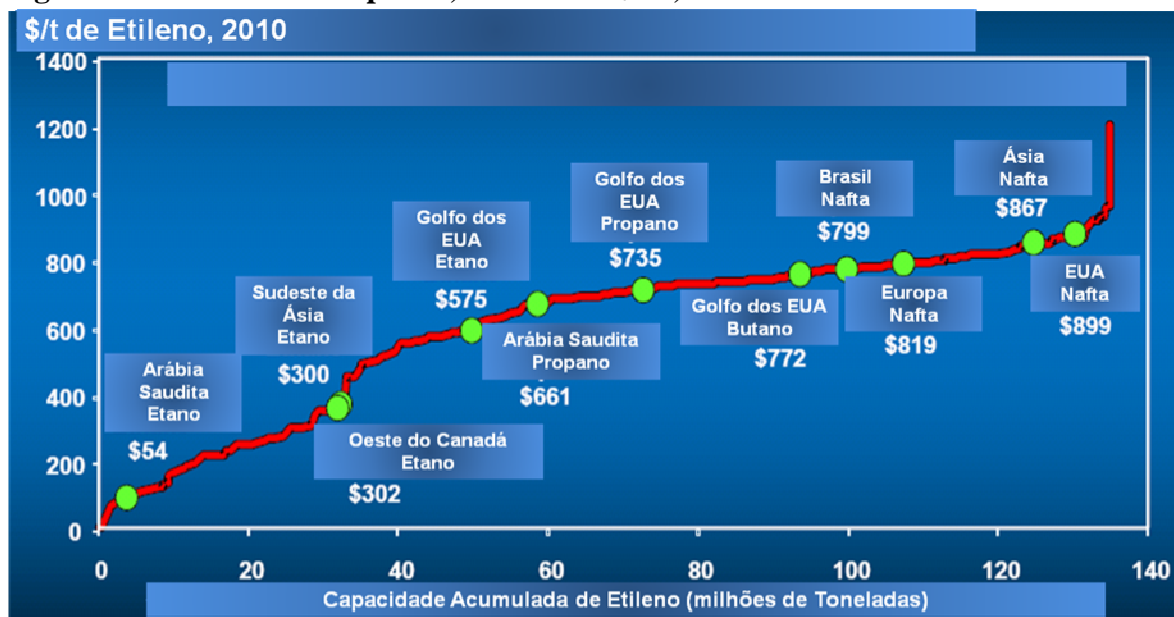


MDE – Oriente NAM – América do Norte SEA – Sudeste Asiático NEA – Nordeste Asiático WEP - Europa

Fonte: Potter, 2010.

O gráfico 3.3 apresenta a mesma linha de custos de produção com um valor de petróleo de referência mais elevado.

Gráfico 3.3 - Custo Direto de produção (Custo Fixo + Custo Variável) de eteno por regiões e fonte de matéria-prima, Brent a US\$ 78,00.



Fonte: Zinger, 2010

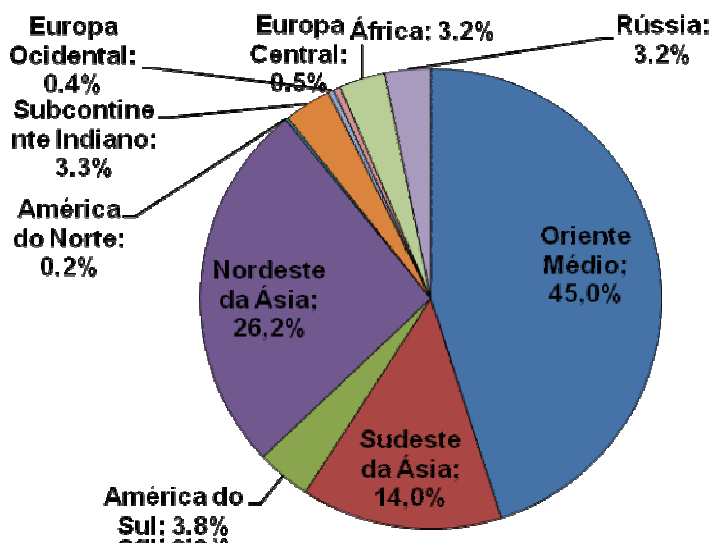
Essa vantagem de custos é significativa e garante uma renda para os produtores do Oriente Médio, porquanto a maior parte dos produtores mundiais possui custos mais elevados. A entrada de projetos competitivos deslocará produtores de alto custo, sobretudo unidades com escala de produção inadequada na Europa, nos EUA e na Ásia.

Podemos observar nos gráficos 3.2 e 3.3 que mesmo com a entrada de mais de 23 milhões de toneladas de eteno, previstas até 2011, a maior parte da indústria petroquímica mundial, que tem capacidade total de produção de cerca de 150 milhões de toneladas de eteno, possui um custo de produção relativamente elevado (Zinger, 2010). Portanto, a entrada dos novos projetos não deverá significar uma queda substancial dos preços praticados pela indústria, podendo, contudo acarretar em ajustes como a inviabilidade daqueles produtores de maior custo.

Outra observação relevante é que a Ásia já é a região produtora de petroquímicos com maior capacidade instalada (Bastos, 2009). Além disso, novos projetos estão sendo implantados na Ásia, principalmente na China. Nesse caso, existe uma grande diversificação dos projetos, que visam produzir eteno, propeno, BTX, polietileno, polipropileno, PVC, PTA/PET, entre outros petroquímicos. (Pang, 2010)

A viabilidade dos projetos futuros está relacionada à integração com o gás natural, carvão, ou à integração com o refino de petróleo, somada à proximidade do mercado consumidor. A participação dos novos projetos em países selecionados pode ser observada no gráfico 3.4, a seguir. Note-se que os novos projetos estão localizados em países do Oriente Médio e Ásia.

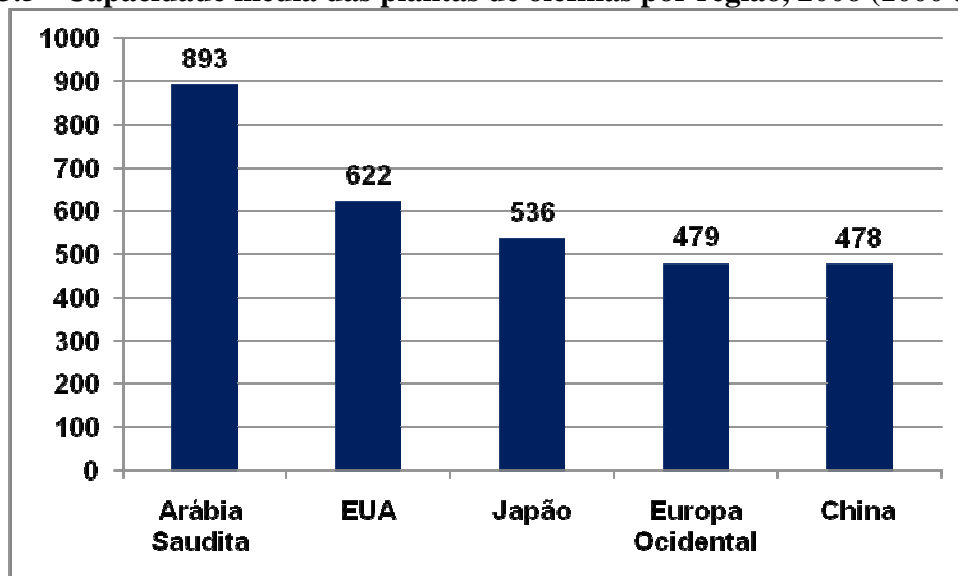
Gráfico 3.4 - Adições de capacidade de eteno por região.



Fonte: FYFE et al., 2009

Além da vantagem nos custos de produção, os produtores no Oriente Médio se beneficiam de plantas com escalas mais elevadas. As plantas atuais que utilizam etano do gás natural como matéria-prima, que estão sendo instaladas no Oriente Médio, possuem capacidade de produção acima de 1 milhão de toneladas por ano. O gráfico 3.5 a seguir apresenta o tamanho médio das unidades por região.

Gráfico 3.5 - Capacidade média das plantas de olefinas por região, 2006 (1000 t/a).



Fonte: Laszló, 2008

3.7. Alterações geográficas na demanda

O crescimento da demanda por petroquímicos deve situar-se em torno de 5,3% a.a., entre 2010 e 2015, bem acima do crescimento do consumo de combustíveis, detalhado no capítulo anterior. Contudo, como podemos observar na figura 3.3, esse crescimento é desigual: enquanto na Ásia ele deve ser de 7% aa., na Europa e EUA deve ser abaixo de 2% aa.

Figura 3.3 – Previsão de crescimento da demanda por petroquímicos entre 2010 e 2015.



Fonte: ADAMS, 2010.

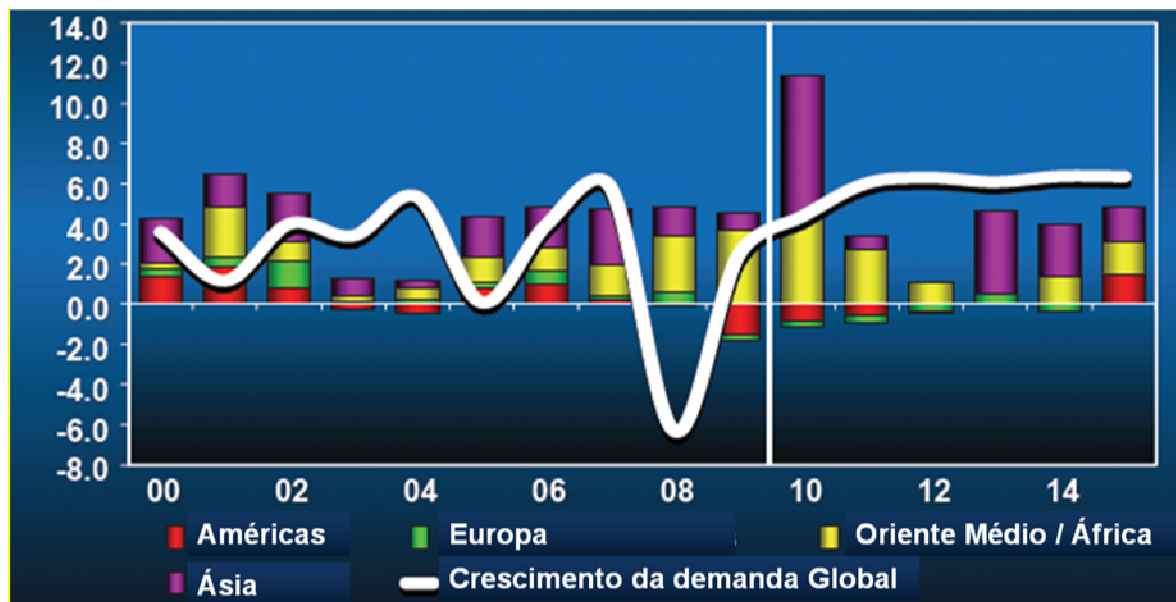
A partir da figura anterior, podemos observar que o consumo na Europa e nos EUA não deve voltar, no curto prazo, a patamares anteriores à crise de 2008. Contudo, o crescimento mundial da produção deverá retornar às taxas verificadas antes da crise, sustentado pelo crescimento da demanda na Ásia.

3.8. Excesso de capacidade na Indústria no Curto Prazo

Os novos projetos estão fortemente concentrados no Oriente Médio e na Ásia, com pico de entrada de novas capacidades ocorrido em 2010. Conforme pode ser observado no gráfico, 3.6, o volume de novos projetos começa a diminuir a partir de 2011.

O Gráfico 3.6, a seguir, apresenta a distribuição dos projetos de adição de capacidade de eteno por região até 2014. As participações da Ásia e do Oriente Médio são semelhantes e representam mais de 2/3 dos investimentos totais previstos no período.

Gráfico 3.6 – Adições de Capacidade de Eteno por Região (Mt).



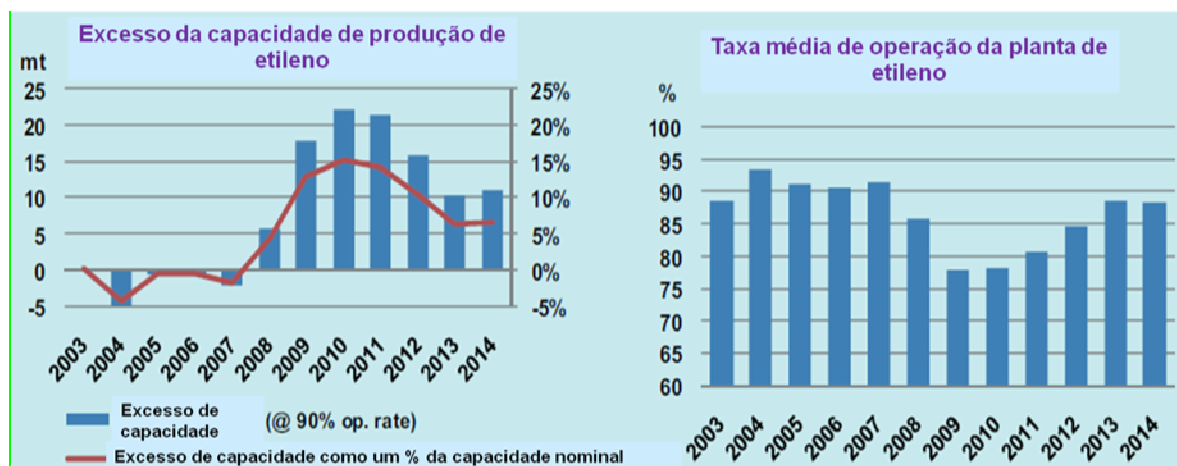
Fonte: ERAMO, 2010

A colocação dessa quantidade de produtos petroquímicos básicos e seus derivados no mercado afeta fortemente os países produtores e modifica substancialmente o comércio mundial de polietilenos e polipropileno, principais produtos de exportação desses projetos.

O gráfico 3.7 aponta para um excesso de capacidade em relação à demanda, acentuado a partir de 2009. A utilização da capacidade instalada está abaixo de 90% o início da crise de 2008/2009. Em geral, esse marco tem como consequência o início do ciclo de baixa da

indústria com redução das margens que, de acordo com a previsão acima, poderá durar até 2014.

Gráfico 3.7 - Balanço de Oferta e Demanda de Eteno



Fonte: FYFE et al., 2009.

A entrada de novas capacidades em 2010 e 2011, em meio a um cenário econômico de baixo crescimento econômico nas economias desenvolvidas é a principal razão para que as de taxas de utilização da capacidade operacional continuem abaixo da média, mesmo com o fim dos efeitos da crise de 2008/2009. (Fyfe et al, 2009)

Os novos projetos no Oriente Médio deverão causar também uma mudança substancial dos padrões de comércio mundial de derivados de eteno, principalmente polietilenos. Os mercados de petroquímicos eram basicamente regionais, com certo balanço entre oferta e demanda locais. Com o aumento da produção competitiva do Oriente Médio, o fluxo de comércio deverá aumentar substancialmente. O Oriente Médio se tornará o principal exportador e a Ásia (China) permanecerá sendo o principal comprador.

Como reação à previsão de sobrecapacidade mundial e à ameaça de aumento da importação de petroquímicos em seus mercados, alguns países, entre eles China, Índia, e

União Europeia, iniciaram inclusive processos antidumping²² contra exportações dos países do Oriente Médio.

3.9. A Petroquímica como Agregação de Valor na Cadeia do Petróleo

Do ponto de vista das empresas petroquímicas, a integração com o refino ou com outra fonte de matéria-prima, como o gás natural ou o carvão, significa segurança no fornecimento de insumos e um elemento de mitigação dos riscos derivados da volatilidade de oferta e preços, cada vez mais comuns no mercado de derivados de gás e petróleo.

Por outro lado, para as empresas petrolíferas e para os países produtores de petróleo, por sua vez, significa ainda uma oportunidade de estimular a diversificação de suas atividades, fortemente relacionadas à exploração de recursos naturais não renováveis. Através da produção de petroquímicos e do estímulo à implantação de indústrias de conversão desses materiais, é possível gerar empregos e estimular o desenvolvimento econômico em diversos ramos da indústria de transformação, como o automobilístico, eletrônico, embalagens, construção, entre outros.

No Oriente Médio, principalmente na Arábia Saudita, mas também em outros países como o Irã e os Emirados Árabes, essa estratégia de diversificação da atividade econômica através do investimento na indústria química e estímulo a atividades derivadas é evidente. O interesse do Oriente Médio na petroquímica é, portanto, muito maior do que o de ser simplesmente um exportador de commodities, e é parte de uma estratégia maior de desenvolvimento de suas economias. Essa visão de estímulo ao desenvolvimento da região levou ao estudo e implantação de diversos projetos petroquímicos. (Bastos e Costa, 2010)

²² Processos antidumping são proteções dos países importadores contra a importações de produtos vendidos abaixo do custo de produção pelos países produtores, em geral, para manter o grau de utilização da capacidade elevado, manter empregos e geração de divisas no país exportador. A importação de produtos abaixo do custo de produção é prejudicial à atividade industrial do país importador e considerada competição desleal, podendo ser questionada na OMC através de processos anti-dumping.

A produção de petroquímicos eleva substancialmente o valor adicionado ao petróleo. Antunes (1987) calculava que naquela época, a produção de petroquímicos básicos dobrava o valor adicionado à matéria-prima utilizada. A produção de polímeros, por sua vez, multiplicava por 6 a 8 vezes esse valor, e a produção de intermediários adicionava valor entre 5 a 30 vezes o valor original. Cálculos recentes da ABDI (2010), baseados no preço médio da balança comercial brasileira dos diferentes segmentos da cadeia indicam que a agregação de valor permanece significativa ao longo da cadeia de plásticos. Em 2007, o preço médio das resinas exportadas foi 2,2 vezes superior ao preço da nafta, enquanto o preço médio dos artefatos plásticos foi 5,1 vezes superior ao da nafta.

O estudo da ABDI (2010) apresenta ainda os fluxos de agregação de valor detalhados por resina termoplástica e por principal aplicação. “Na importação, os fatores de agregação de valor em relação à resina vão desde 1,51 (cordéis de PE/PP) a 235,5 (tubo capilar para hemodiálise). Na exportação estes fatores vão desde 1,72 (chapas sem suporte) a 84,49 (tubo capilar para hemodiálise). Os tubos capilares para hemodiálise caracterizam um exemplo forte de agregação de valor, devido ao setor aplicado, há uma série de exigências técnicas e regulamentações específicas e rígidas, por isso tanto os valores de importação quanto de exportação, são extremamente altos. Entretanto, o preço unitário de importação é aproximadamente 3,5 vezes maior que o exportado mesmo que a quantidade importada seja 1.200 vezes maior.” (ABDI, 2010)

Os principais petroquímicos básicos utilizados como matérias-primas para a produção de polímeros, fibras e outros materiais são o eteno, o propeno e os aromáticos (BTX).

A distribuição da produção mundial destes principais petroquímicos pode ser observada na tabela 3.2 a seguir. Note-se que a Ásia já é a maior região produtora em todos os petroquímicos básicos.

Tabela 3.2 – Produção mundial de petroquímicos básicos – 2006 (mil t).

Região	Eteno	Propeno	Butadieno	BTX	Total	%
América do Norte	33.492	22.621	3.111	23.610	82.834	26%
América Latina	5.590	3.784	420	4.143	13.937	4%
Europa	26.818	20.790	3.551	23.113	74.272	23%
Oriente Médio e África	12.891	3.376	403	5.646	22.316	7%
Ásia e Oceania	36.816	34.631	3.853	50.253	125.553	39%
TOTAL	115.607	85.202	11.338	106.765	318.912	100%

Fonte: Bastos, 2009.

3.10 Análise dos Mercados de Propeno e Aromáticos

O mercado mundial de eteno foi analisado nas seções anteriores deste capítulo. Foi possível observar a substancial vantagem de custos de produção do eteno a partir do etano (extraído do gás natural) no Oriente Médio. Essa vantagem levou à instalação de grandes projetos nesta região, voltados para exportação, principalmente para a Ásia. A produção de propeno e aromáticos (BTX), no entanto, não é feita majoritariamente a partir do gás natural e, portanto, não existe a mesma vantagem de custos de produção no Oriente Médio. (Zinger, 2010)

O propeno pode ser fornecido por unidades de craqueamento a vapor de cargas líquidas, como subproduto da produção de eteno, assim como o pygas utilizado na produção de aromáticos. As cargas líquidas, ao contrário das cargas gasosas como o etano, podem ser transacionadas com o mercado externo sem o impacto de altos custos logísticos, para a liquefação e transporte do gás natural. Portanto, a produção de propeno e de aromáticos no Oriente Médio não possui as mesmas vantagens de custo da produção de eteno, pois o preço de suas matérias-primas é determinado pelo preço da oportunidade de exportação de propano (como GLP) ou nafta. Outra forma de produção de propeno é em uma unidade de FCC, típica da produção de gasolina em refinarias. Os aromáticos, por sua vez, são produzidos em unidades de reforma e extração de aromáticos, também típicas do refino.

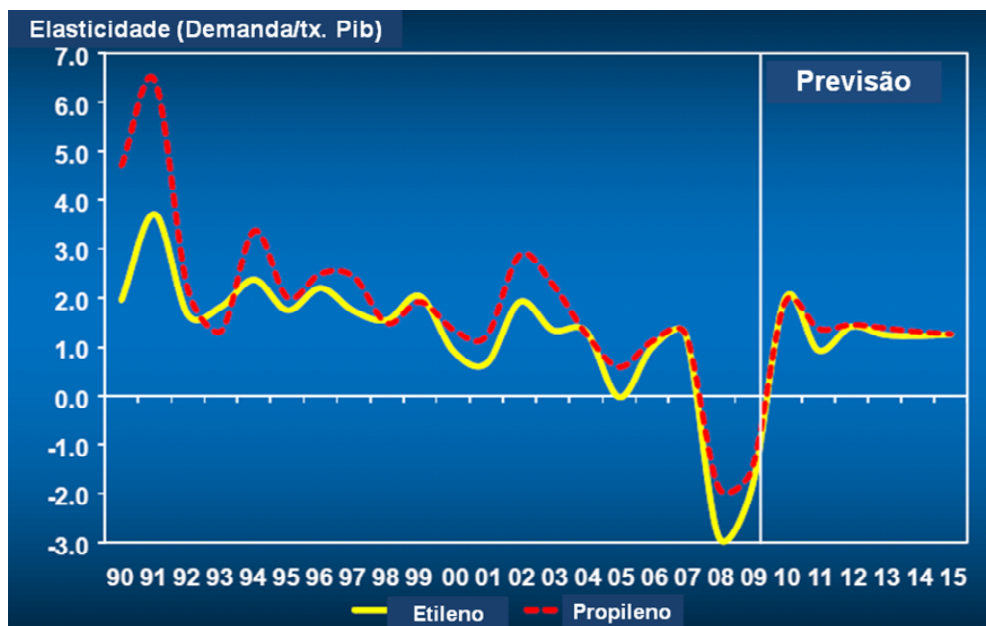
Diante da enorme vantagem de custo de produção de eteno através do etano derivado do gás natural, as alternativas de produção de propeno e aromáticos constituem as principais oportunidades tecnológicas de integração refino-petroquímica e serão analisadas no capítulo 4.

Zinger (2010) afirma que as vantagens de custo do gás natural são repassadas em grande parte para a produção de eteno e seus derivados (polietileno, óxido de eteno, MEG, entre outros), apenas em parte para produtos como PVC e poliestireno, e não existem para a cadeia do propeno e aromáticos.

O mercado de propeno é cerca de 40% menor do que o de eteno, contudo sua perspectiva de crescimento é equivalente. No passado, o propeno vinha crescendo a taxas mais elevadas. Porém com a implantação de novos projetos de eteno a partir do gás natural, com grande vantagem de custos, o processo de substituição dos derivados do eteno por derivados do propeno deverá diminuir. Enquanto o mercado de eteno em 2009 foi de cerca de 110 milhões de t, o mercado de propeno foi de cerca de 70 milhões de t. O crescimento projetado da demanda mundial por eteno, principal matéria-prima petroquímica, é de 4,8% entre 2009 e 2014 (Eramo, 2010).

A elasticidade em relação ao crescimento econômico é elevada, conforme pode ser observado no gráfico 3.8 a seguir.

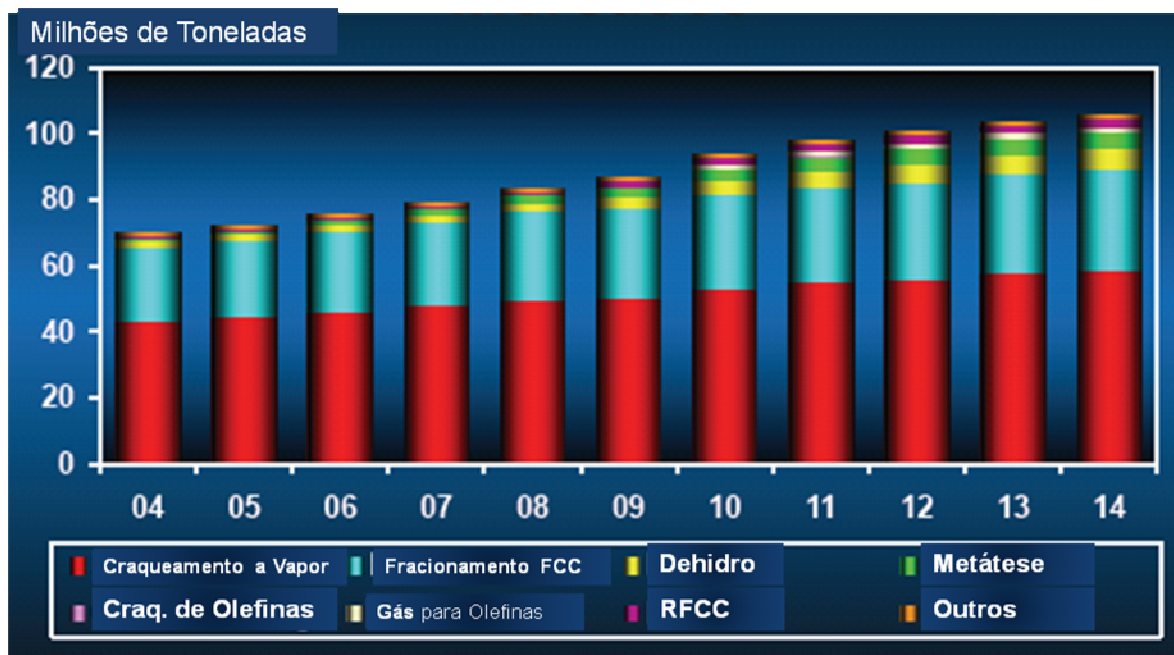
Gráfico 3.8 – Comparação da Elasticidade de Demanda do Eteno e do Propeno.



Fonte: Zinger, 2010

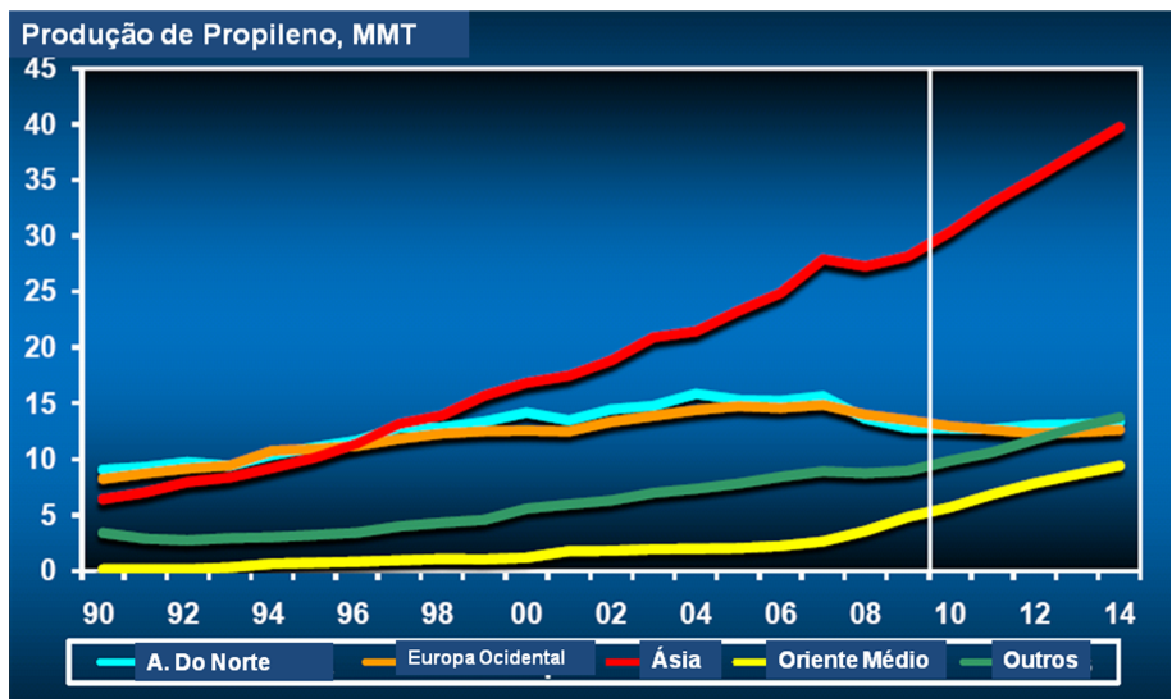
O ritmo de crescimento da produção e do consumo de propeno deve ser equivalente ao do eteno. No entanto, esse crescimento ocorre de forma distinta nas regiões produtoras. Na América do Norte, com a vantagem de preços do gás natural (GIST, 2010), a produção de propeno deverá diminuir, pois unidades de craqueamento a vapor com flexibilidade de carga deverão processar cargas leves mais baratas, que não produzem propeno. Além disso, a maior parte das oportunidades de produção de propeno nas refinarias já foi aproveitada e a produção nas refinarias deverá sofrer com a redução da taxa de utilização do refino na região (GIST, 2010). Ao contrário, a Ásia deverá ser a região com maior taxa de crescimento da produção de propeno, principalmente associado à produção de eteno em unidades de craqueamento a vapor de líquidos e a refinarias. No Oriente Médio, o crescimento da produção deverá vir de unidades dedicadas à produção de propeno a partir da desidratação do propano. Os gráficos 3.9 e 3.10 apresentam o crescimento da produção do propeno por tecnologia e distribuído por região.

Gráfico 3.9 – Adições de Capacidade de Propeno por Tecnologia de Processo.



Fonte : Carr, 2010

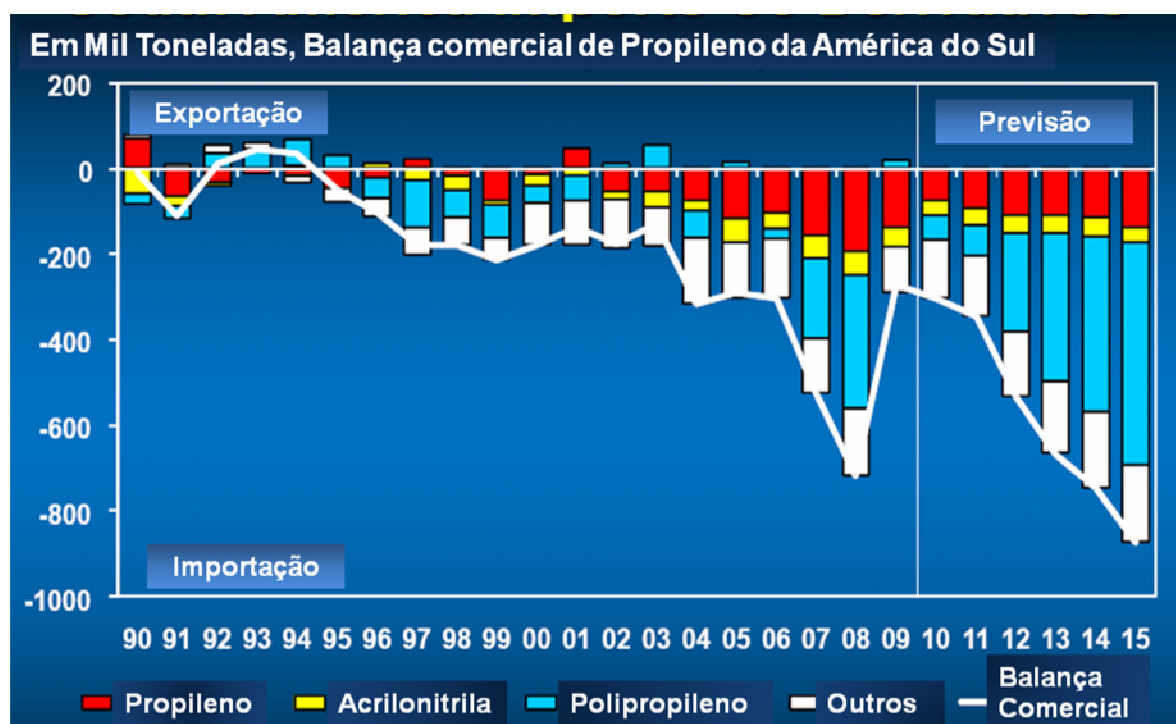
Gráfico 3.10 – Adições de Capacidade de Propeno por Região.



Fonte : Zinger, 2010

A produção na Ásia deverá ser totalmente consumida na região, enquanto a produção no Oriente Médio deverá ser voltada para a exportação. A América do Norte deverá passar de exportadora a importadora de propeno. A América Latina, por sua vez se tornará uma região altamente importadora, conforme podemos observar no gráfico 3.11.

Gráfico 3.11 – Previsão de Importações de Propeno e Derivados na América Latina.



Fonte: Zinger, 2010.

O déficit regional de propeno constitui uma excelente oportunidade para a produção de propeno no Brasil, onde a principal alternativa para expansão da produção é a integração com o refino de petróleo.

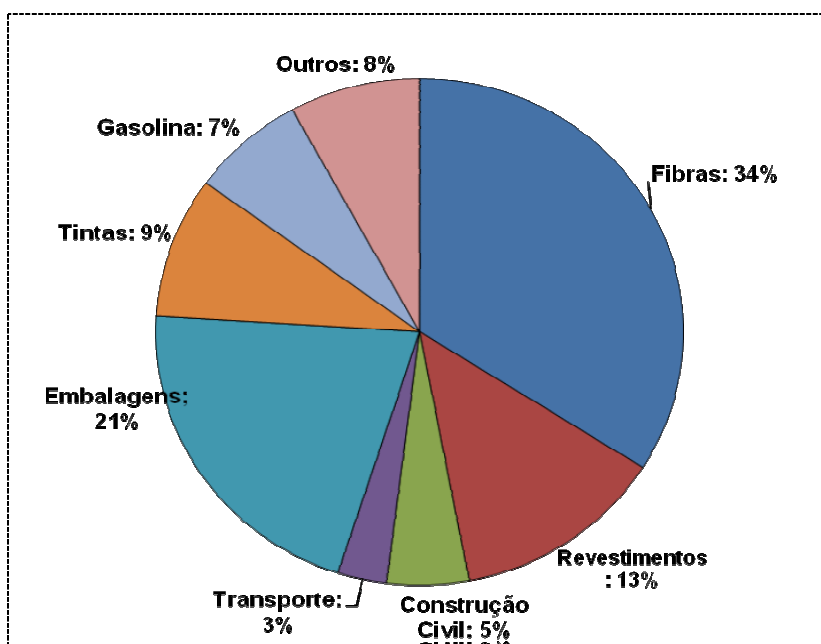
Enquanto as perspectivas de mercado para o propeno são promissoras as perspectivas para o BTX são variadas de acordo com cada produto. A demanda mundial de benzeno em 2009 foi de cerca de 25 milhões de t, o mercado de tolueno é de 21 milhões de t e o de xilenos, de 39 milhões de t. (Feng, 2010)

A demanda por benzeno deverá crescer menos, pois o estireno, principal produto químico que utiliza o benzeno como matéria-prima, deverá crescer cerca de 3,6% ao ano entre 2009 e 2014. A demanda por estireno é afetada pelo baixo crescimento de seu principal derivativo, o poliestireno, que vem sendo substituído em muitas aplicações por outras resinas termoplásticas, e vem enfrentando restrições ambientais. (Feng, 2010)

A demanda por tolueno deverá crescer 4,2% a.a. enquanto a demanda por xilenos deverá crescer 5,5% a.a., entre 2009 e 2014. Ressalte-se que existem processos comerciais de conversão de tolueno em xilenos. (Moonhouse, 2010)

Tolueno e xilenos são matérias-primas para uma série de produtos industriais, sendo utilizado principalmente na produção de solventes para tintas, no mercado de fibras sintéticas e de embalagens, conforme podemos observar no gráfico 3.12.

Gráfico 3.12 – Distribuição dos Mercados de Tolueno e Xilenos.



Fonte: Moonhouse, 2010.

Apesar das boas perspectivas de mercado, todos os mercados de BTX sofrem de excesso de capacidade instalada e grande número de projetos nos próximos anos em

implantação na Ásia. Por esse motivo, as taxas de utilização de capacidade deverão situar-se entre 60 e 70% nos próximos anos. (Moonhouse, 2010) Apesar dessa situação de sobre capacidade na Ásia, o mercado da América Latina é deficitário. Notadamente, o Brasil deverá apresentar um déficit crescente em paraxileno nos próximos anos, devido à previsão de implantação de novos projetos de resina PET e Estireno o que representa uma oportunidade de produção, através de integração com a expansão do refino nacional. (ABIQUIM, 2007)

3.11. A petroquímica e as Questões Ambientais

Atualmente, as questões ambientais são consideradas fundamentais para o desenvolvimento de todas as atividades econômicas, especialmente aquelas que são grandes consumidoras de recursos e de energia, como a petroquímica.

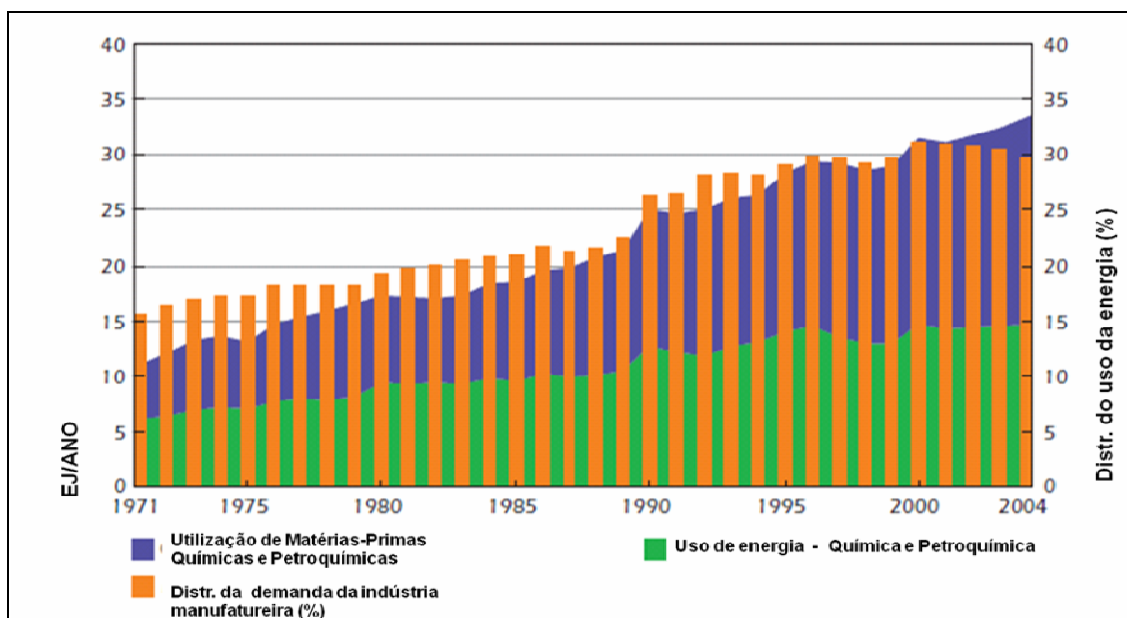
No início da indústria petroquímica, contudo, essa preocupação não era evidente. Apenas na década de 70, com a criação de uma série de leis de proteção ambiental nos EUA, a indústria passou a obedecer a padrões de conduta com relação à poluição ambiental. Esse esforço iniciou-se com a criação da Agência de Proteção Ambiental (EPA) e com a criação da Lei Nacional de Políticas Ambientais (NEPA), em 1970. No início, a visão da indústria sobre as Agências de Controle Ambiental era a de adversários ao seu desenvolvimento. Essa visão evoluiu ao longo das décadas, da imposição de restrições por parte das Agências, para uma parceria entre os governos e as empresas e até mesmo, o autocontrole da indústria, que atualmente busca se antecipar a legislações ambientais mais rígidas que possam vir a ser implementadas (SPITZ, 2003b). No Brasil essa intenção é formalizada através do Programa de Atuação Responsável da ABIQUIM

No nível local, a legislação atual vigente estabelece controles sobre as emissões de efluentes e preocupação com o consumo de matérias-primas, utilidades e água, recursos limitados. No nível global, contudo o arcabouço legislativo ainda está em construção. A

sociedade e em especial a indústria do petróleo, desde a exploração e produção, passando pelo refino e petroquímica, até o consumo final de combustíveis poderá ter que se adaptar para reduzir as emissões de CO₂ e diminuir o impacto global das suas atividades sobre as mudanças climáticas. (IPCC, 2010)

A indústria química e o refino de petróleo são atividades intensivas em consumo de energia. Conforme pode ser observado no gráfico 3.13, a indústria química responde por cerca de 30% do consumo de energia final na indústria, sendo que cerca da metade da energia é consumida no processo e, portanto, gera emissões e a outra metade é utilizada como matéria-prima, sendo incorporada ao produto final. Além disso, observa-se que sua participação na indústria dobrou entre 1971 e 2004, devido principalmente à disseminação de seus produtos por diversos segmentos.

Gráfico 3.13 - Consumo de Energia na Indústria Química.



Fonte: IEA (2008)

O consumo de energia primária pelos principais produtos da indústria pode ser observada na tabela 3.3 a seguir. Note-se que o eteno e propeno são os maiores consumidores de energia utilizada como combustível e como matéria-prima na indústria.

Tabela 3.3 - Consumo de energia na indústria química por produto – 2004.

	Montante	Valor Calorífico Inferior	Matéria-Prima Necessária	Combustível		Total Combustível + Matéria-Prima
	<i>Mt/ano</i>	<i>GJ/t</i>	<i>EJ/ano</i>	<i>GJ/t</i>	<i>EJ/ano</i>	<i>EJ/ano</i>
Etileno	103,3	47,2	4,9	13,0	1,3	6,2
Propileno	65,3	46,7	3,0	13,0	0,8	3,8
Butadieno	9,4	47,0	0,4	13,0	0,1	0,5
Butileno	20,3	47,0	1,0	10,0	0,2	1,2
Benzeno	36,7	42,6	1,6	7,0	0,3	1,9
Tolueno	18,4	42,6	0,8	7,0	0,1	0,9
Xileno	33,7	41,3	1,4	7,0	0,2	1,6
Metanol	34,7	21,1	0,7	10,0	0,3	1,0
Amônia	140,0	21,0	2,9	19,0	2,7	5,6
Carbono Negro	9,0	32,8	0,3	30,0	0,3	0,6
Carbonato de Sódio	38,0	0,0	0,0	11,0	0,4	0,4
Processamento de Olefinas Exceto Polimerização	100,0	0,0	0,0	10,0	1,0	1,0
Polimerização	50,0	0,0	0,0	5,0	0,3	0,3
Hidróxido de Cloro e Sódio	45,0	0,0	0,0	2,0	0,1	0,1
Total			17,0		8,1	25,1

Nota: exclui energia elétrica

Fonte: IEA (2008)

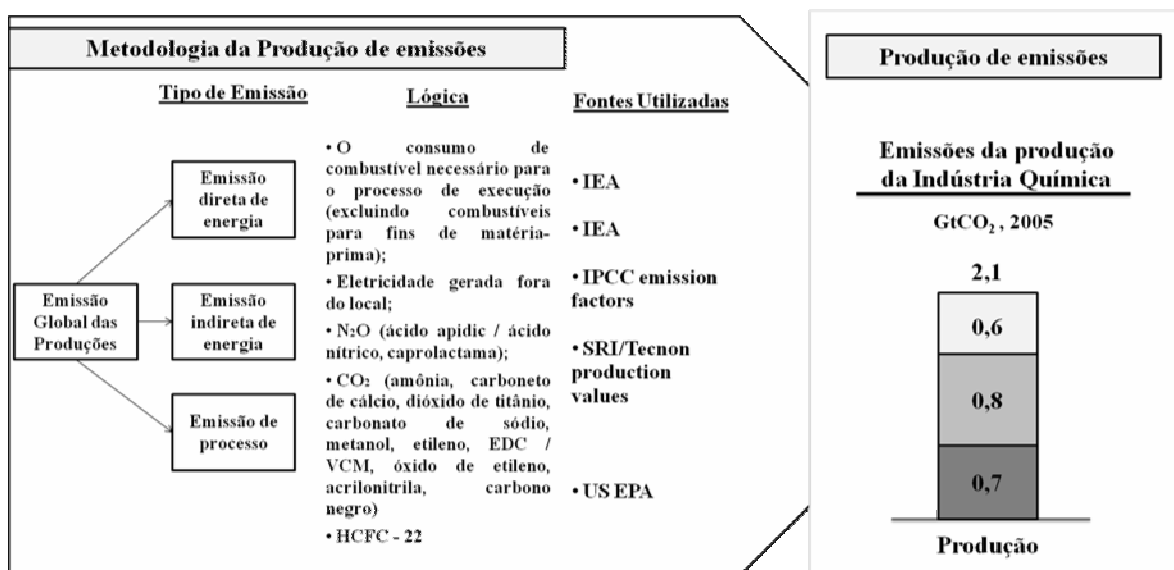
Por ser uma grande emissora de gases de efeito estufa, a indústria química, deve ajustar seus processos aos compromissos de redução de emissões nos países desenvolvidos, estabelecidos no protocolo de Kioto. A sua assinatura, em dezembro de 1997, iniciou um esforço pela redução das emissões de gases de efeito estufa. O protocolo determinou que países desenvolvidos (listado no anexo 1) deveriam reduzir suas emissões em 5,2% em média, comparadas aos níveis de 1990, sendo verificado o cumprimento metas no período entre 2008 e 2012.

Além dos compromissos assumidos por alguns países desenvolvidos no protocolo de Kioto, novos acordos poderão ser negociados nos próximos anos entre países desenvolvidos e em desenvolvimento, em conjunto responsáveis pela quase totalidade das emissões de gases de efeito estufa. O objetivo principal desses acordos globais é reduzir as emissões globais desses gases, interrompendo o processo de aquecimento global.

Conforme observado no capítulo anterior, novas legislações estão sendo propostas na Europa e nos EUA para restringir o controle de emissões de CO₂. (Szklo et al, 2009). Certamente as atividades de refino e petroquímica serão por eles afetadas, já que ambas são atividades energia-intensivas. (API, 2009; ACC, 2009)

A emissão total da indústria química, em 2005, era de 2,1 GtCO₂e, distribuída em emissões diretas (de combustíveis consumidos nos processos industriais), emissões indiretas (sobre a produção de energia elétrica consumida nos processos) e emissões de processo (produzidas nas reações químicas de processo), conforme a figura 3.4.

Figura 3.4 – Distribuição das Emissões Totais da Indústria Química.



Fonte: ACC, 2009

A tabela 3.4 apresenta o detalhamento do consumo direto de energia na indústria química por combustível e por país.

Tabela 3.4 - Consumo Direto de Energia e Emissões na Indústria Química.

Região	Consumo de Combustível (MWh)			Total Geral	Emissões por Combustível (Mt CO ₂ e)			Total Geral
	Carvão	Gás	Óleo		Carvão	Gás	Óleo	
Brasil	1.972.087	24.018.103	30.956.781	56.946.971	0,7	4,9	8,7	14,3
Canadá	0	25.541.000	718.475	26.259.475	0,0	5,2	0,2	5,4
China	348.740.419	92.207.327	59.540.483	500.488.229	124,3	18,6	16,6	159,5
França	4.668.387	34.492.936	26.856.196	66.017.519	1,7	7,0	7,5	16,2
Alemanha	3.858.637	60.828.500	1.066.487	65.753.624	1,4	12,3	0,3	14,0
Índia	15.078.551	0	42.571.906	57.650.457	5,4	0,0	11,9	17,3
Itália	157.255	33.156.925	7.843.817	41.157.997	0,1	6,7	2,2	9,0
Japão	44.409.107	21.274.423	124.402.047	190.085.577	15,8	4,3	34,8	54,9
México	0	30.831.000	5.602.302	36.433.302	0,0	6,2	1,6	7,8
Oriente Médio	0	239.807.447	37.719.288	277.526.735	0,0	48,5	10,5	59,0
Resto da África	0	6.480.500	300.926	6.781.426	0,0	1,3	0,1	1,4
Resto da Ásia	317.580	13.830.752	31.943.377	46.091.709	0,1	2,8	8,9	11,8
Resto da Europa Oriental	1.448.960	13.005.392	5.632.932	20.087.284	0,5	2,6	1,6	4,7
Resto da U.E (27)	31.675.003	149.514.065	23.089.848	204.278.916	11,3	30,2	6,5	48,0
Resto da América Latina	1.067.518	87.541.575	4.772.271	93.381.364	0,4	17,7	1,3	19,4
Resto da OCDE Europa	2.769.300	13.155.488	20.344.184	36.268.972	1,0	2,7	5,7	9,4
Resto da OCDE Pacífico	4.910.910	12.073.699	19.359.251	36.343.860	1,7	2,4	5,4	9,5
Rússia	180.144	91.899.548	2.696.474	94.776.166	0,1	18,6	0,8	19,5
África do Sul	0	11.107.500	0	11.107.500	0,0	2,2	0,0	2,2
Reino Unido	946.510	37.279.750	2.121.367	40.347.627	0,3	7,5	0,6	8,4
EUA	65.282.818	478.667.250	101.197.100	645.147.168	23,3	96,8	28,3	148,4
TOTAL	527.483.186	1.476.713.180	548.735.512	2.552.931.878	188,1	298,5	153,5	640,1

Fonte: ACC, 2009. Fatores de emissão: carvão: 3.563×10^{-7} MtCO₂e/MWh; gás: 2.0215×10^{-7} MtCO₂e/MWh; petróleo: 2.7954×10^{-7} MtCO₂e/MWh

A tabela 3.4 mostra que a indústria química é intensiva em consumo de energia e que esse consumo depende da fonte de energia utilizada para a produção de energia, sendo menor quando o gás natural é utilizado e maior quando o carvão é utilizado. No entanto, a questão ambiental deve ser analisada não apenas do ponto de vista do consumo direto de energia

consumido na atividade produtiva, mas sob a ótica do ciclo de vida dos produtos, que analisa o impacto ambiental do processo produtivo ao longo de toda a cadeia de produção em comparação com alternativas de produção dos mesmos produtos e serviços. (ACC, 2009)

Nesse contexto, ACC (2009) calcula o volume de emissões evitadas em 2005 através da utilização de produtos químicos em diversas atividades. Dentre os segmentos de destaque estão o de construção (isolamento de temperatura), agricultura (fertilizantes e proteção da safra) e iluminação. A redução de emissões de gases de efeito estufa nessas atividades foi calculada em 2,4 GtCO₂e, 1,6 GtCO₂e e 700 GtCO₂e. Em todos os segmentos analisados as emissões evitadas pela utilização de produtos químicos totalizava 5,1 GtCO₂e. Portanto, de acordo ACC (2009), considerando o total de emissões da indústria em 2,1 GtCO₂e, para cada t de CO₂e emitida, a indústria química evita 2,4 t de emissões.

Isso ocorre porque os produtos químicos são utilizados para produzir materiais com características especiais, como o baixo peso, a resistência e a formação de barreiras. Essas propriedades reduzem o consumo de material na fabricação de objetos e na fabricação de embalagens; por serem mais leves também reduzem o consumo de combustível no transporte de mercadorias, além de poder elevar a vida útil dos produtos embalados, reduzindo o desperdício de recursos, entre outros benefícios.

No caso dos produtos petroquímicos, principalmente dos plásticos, existe ainda o impacto ambiental relacionado ao seu descarte inadequado. A redução da quantidade de materiais utilizados é evidente na utilização do plástico em embalagens. Segundo ACC (2009), em embalagens para líquidos de alumínio e de vidro são utilizadas, respectivamente, 4 vezes e 13 vezes mais material do que em embalagens de plástico.

A durabilidade do plástico e facilidade de limpeza também permite que ele seja reutilizado, reduzindo o descarte se comparado com outros materiais como o papelão, por exemplo. A reciclagem de plásticos também aumentou significativamente, principalmente no

segmento de garrafas plásticas, diminuindo o descarte inadequado e o impacto ambiental e estimulando todo um segmento novo na economia de coleta, separação transformação e venda de produtos de segunda geração, notadamente contêineres, carpetes entre outros produtos, fabricados a partir de reciclados.

Finalmente, a recuperação energética do plástico é uma alternativa interessante ao descarte em aterros, pois o conteúdo energético contido no plástico equivale ao de um óleo combustível. Portanto, unidades modernas de processamento podem gerar energia, recuperando o poder calorífico dos plásticos que não podem ser reutilizados e reciclados após o uso, reduzindo o volume destinado aos aterros e minimizando o impacto ambiental.

O estímulo à redução da quantidade de materiais e ao descarte adequado através do reuso, da reciclagem e da recuperação da energia contida são atitudes recomendadas por ACC (2009) para reduzir o impacto ambiental dos plásticos.

Outra característica dos produtos petroquímicos importante para a questão ambiental é a sua capacidade de armazenar o carbono consumido na sua produção por um longo período (cerca de 100 anos são necessários para a sua decomposição). Por esse motivo, seu impacto ambiental em termos de emissões é menor do que o dos combustíveis produzidos nas refinarias, que emitem CO₂ na sua utilização final como fornecedores de energia.

Do ponto de vista ambiental, a integração refino-petroquímica pode aumentar o potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa, principalmente devido a otimizações de processo que geram maior eficiência no consumo de energia. Adicionalmente, a capacidade de estocar carbono em materiais pode diminuir o balanço negativo de emissões da atividade refino destinada exclusivamente à produção de combustíveis.

3.11.1. Biocombustíveis e biomateriais

Dentre as questões ambientais relacionadas à petroquímica, destaca-se o aumento da pesquisa e da produção de petroquímicos a partir de rotas derivadas da biomassa. O preço mais elevado do petróleo e as restrições ambientais mais severas contribuíram para uma maior competitividade recente dessas rotas.

O etanol é o principal biocombustível alternativo e a sua utilização para a produção de eteno e etilenoglicol vem sendo analisada por diversos agentes no Brasil. Diversos países também aumentaram a produção de biodiesel e existem novos processos de utilização de óleos naturais em refinarias para a produção de combustíveis com melhor especificação, como o H-BIO.

Essas e outras rotas de biocombustíveis e de biomateriais deverão aumentar substancialmente a sua capacidade de produção nos próximos anos caso seja mantido o patamar elevado de preços de petróleo e se mantenham ou aumentem as restrições ambientais vigentes atualmente. Szklo e Schaeffer (2006) propõem até mesmo que existirá uma interface entre a produção de biocombustíveis e biomateriais e as unidades de refino existentes, como uma forma de transição entre a economia do petróleo atual e uma economia baseada em recursos renováveis no futuro. Bennet e Pearson (2009), por sua vez estudam a possibilidade de evolução de complexos petroquímicos em biorrefinarias no futuro.

Os polímeros e outros químicos de origem renovável, principalmente derivados do etanol, ou diretamente produzidos a partir da cana-de-açúcar, devem aumentar a sua participação no mercado mundial. As vantagens comparativas da produção de cana-de-açúcar no Brasil podem ser uma oportunidade ímpar para o desenvolvimento de uma nova indústria química no país, com a liderança no desenvolvimento tecnológico e enormes benefícios econômicos e ambientais.

Dentre os polímeros renováveis mais promissores destacam-se os bioplásticos, com aplicação no segmento de embalagens, e os polissacarídeos microbianos, com potencial principalmente nos mercados de cosméticos, alimentos e extração de petróleo (Bastos, 2007).

No Brasil, diversos projetos já foram anunciados. Por exemplo, unidades de eteno e polietileno verde (produzidos a partir do etanol) da Dow e da Braskem, sendo que a última entrou em operação em julho de 2010.

O avanço da produção de combustíveis e plásticos de matéria-prima renovável constitui uma ameaça ao mercado de combustíveis e materiais derivados do petróleo. Contudo, não é projetada uma ameaça imediata, conforme foi possível observar a partir das projeções da EIA (2010). Até o momento, apenas o etanol brasileiro utilizado como combustível em automóveis possui custo competitivo quando comparado com as alternativas fósseis. Contudo, a evolução tecnológica, por exemplo, o desenvolvimento dos processos enzimáticos e ácidos de hidrólise da biomassa e o desenvolvimento de novas rotas biológicas de produção de materiais pode mudar o cenário de longo prazo da produção de materiais derivados de matérias-primas renováveis. Essa questão, que não é abordada em profundidade na Tese por afastar-se do tema principal, pode ser uma oportunidade para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

3.12. Conclusões do Capítulo 3.

Conforme observado neste capítulo, a indústria petroquímica é uma indústria madura, com elevada ciclicidade de margens e em processo de consolidação. O processo de consolidação da indústria em curso pode ser realizado através da integração refino-petroquímica, visando reduzir custos operacionais e custos de transação.

Adicionalmente, as transformações identificadas no mercado mundial de petroquímicos e no ambiente externo, relacionadas à entrada do Oriente Médio como produtor

de baixo custo, aos preços elevados de hidrocarbonetos e às questões ambientais, deverão causar mudanças substanciais na indústria petroquímica em todo o mundo.

Dentre estas mudanças, destacam-se o crescimento do mercado externo, com o aumento do volume das exportações do Oriente Médio para outras regiões. Essa mudança cria um mercado global integrado de petroquímicos, com forte correlação de preços entre as regiões. Certamente no futuro próximo todas as regiões sofrerão uma competição internacional maior, com a maior quantidade de produtos disponíveis no mercado internacional e a produção de baixo custo do Oriente Médio. As perspectivas para a indústria petroquímica nos países emergentes são analisadas no anexo IV.

A sobrevivência e a prosperidade da indústria petroquímica mundial dependerão de sua adaptação ao novo cenário e de sua competitividade, que passa certamente pelos seguintes fatores: acesso a fontes de matéria-prima competitivas, escala, eficiência energética, tecnologia de ponta, logística eficiente, acesso a mercados consumidores, baixos custos de investimento e qualidade de gestão.

Nesse contexto, alguns dos fatores apontados podem estimular a integração com o refino. A questão do acesso a matérias-primas é um deles. De acordo com Williamson (1985) assegurar o acesso a insumos ou a mercados controlados é um dos determinantes da integração vertical. Com efeito, existe o interesse das empresas petroquímicas em garantir acesso a matérias-primas cada vez mais escassas e controladas por poucos países produtores. Por outro lado, existe o interesse das refinarias de alocar uma parcela de sua produção anteriormente voltada para o mercado de gasolina que possui perspectivas negativas de crescimento no futuro.

Uma avaliação integrada do mix de produção da refinaria pode facilitar o acesso à matéria-prima e melhorar a rentabilidade das duas atividades em conjunto. Sobretudo, unidades de petroquímica isoladas possuem ativos dedicados que têm pouca flexibilidade no

que diz respeito ao processamento de matérias-primas, o que pode ser mitigado com a integração.

Outro fator está relacionado à assimetria de informações entre a indústria petroquímica e a indústria de refino. De fato, as matérias-primas para a petroquímica competem com a produção de combustíveis dentro da refinaria e, portanto, depende de um mercado totalmente diferente e prioritário para o refino e para as empresas de petróleo devido ao seu volume e sua importância estratégica. A Integração com petroquímica faz com que o refinador passe a avaliar de forma conjunta a melhor alternativa de produto final, dada a possibilidade de optar entre produzir combustíveis ou matérias-primas petroquímicas em unidades flexíveis.

As atividades integradas possuem menores custos de transação, absorvem os ganhos de eficiência energética e gerenciam melhor os ciclos de preços. Empresas maiores que atuam em diferentes mercados podem resistir melhor aos ciclos de baixa de margens. Além disso, tecnologias de processo também podem ser mais bem aproveitadas em unidades integradas, sobretudo a vantagem de flexibilidade na produção de olefinas e aromáticos em substituição aos combustíveis na refinaria. Outros ganhos de sinergia também podem ser obtidos na logística, no compartilhamento de custos de investimento e de gestão. Todos esses fatores podem contribuir para a melhoria da rentabilidade e reduzir os riscos em unidades integradas.

Além disso, o crescimento da produção de petroquímicos em países produtores de petróleo tem sido estimulado como forma de diversificação da economia nestes países, gerando externalidades positivas na economia como um todo. Esses países aproveitam a enorme vantagem de preços derivada da imperfeição do mercado mundial de petróleo para transferir parte da renda extraordinária do petróleo para outras atividades econômicas. Essa estratégia é recorrente em diversos países produtores, com o objetivo de reduzir a dependência da exportação de petróleo e reduzir a volatilidade intrínseca a esta dependência. Portanto, a integração das atividades de refino e petroquímica em países produtores de

petróleo pode ser o resultado de uma estratégia de aumento do valor agregado de suas exportações e de maior diversificação da economia com o estímulo ao desenvolvimento da cadeia petroquímica como insumo para o desenvolvimento de outras atividades industriais.

A partir das análises de mercado de refino e petroquímica, sobretudo do mercado de propeno e aromáticos, onde não existem vantagens de custo relacionadas ao aproveitamento do gás natural como matéria-prima, podemos concluir que existem motivações de mercado para a integração refino-petroquímica.

Torna-se, então, necessário avaliar se, do ponto de vista da tecnologia disponível, a estratégia de integração pode ser realizada. A configuração das unidades de processo pode ser um fator determinante da rentabilidade e dos riscos em uma refinaria? Existem tecnologias disponíveis para implementar a estratégia de integração refino-petroquímica? Quais são essas tecnologias? Podem essas tecnologias elevar a flexibilidade de uma refinaria, que em geral possuem ativos dedicados e pouco flexíveis? O capítulo 4, a seguir busca responder a algumas destas indagações, buscando confirmar a hipótese central da Tese, de viabilidade da estratégia de integração refino-petroquímica. Uma revisão das características das principais unidades de refino e de petroquímica também é feita no capítulo 4, com o objetivo de discutir esse ponto e de levantar as informações necessárias para elaboração dos modelos quantitativos comparativos descritos no capítulo 6, que testam a hipótese de viabilidade da integração refino-petroquímica.

Capítulo 4 - Aspectos Tecnológicos da Integração Refino-petroquímica

Conforme colocado no capítulo 1, Williamson (1985) considera que a tecnologia não é um fator suficiente para determinar a integração vertical das firmas. Isso porque a principal razão para a decisão de integração vertical das firmas é a comparação entre os custos de transação no mercado e dentro da empresa. Contudo, a integração das unidades de refino e petroquímica em um mesmo local é, em grande parte, determinada por fatores tecnológicos que remetem a ganhos de escala, de eficiência na produção e de logística. Essa integração pode ser apenas física, quando as empresas compartilham um mesmo pólo que fornece insumos e utilidades, ou societária, quando existem razões econômicas que determinam a integração vertical das firmas em uma única firma. Dentre as razões econômicas, conforme observado no capítulo 1, destacam-se a especificidade dos ativos, a frequência das transações, o nível de incerteza e a assimetria de informações, além de externalidades.

A discussão sobre a integração física entre unidades de refino e petroquímica é proposta, na área de processamento de petróleo, com o objetivo principal de aproveitar as sinergias existentes nessas atividades. Dentre as vantagens da integração podem ser destacadas: a operação conjunta das unidades que reduz custos de fabricação e otimiza a logística de distribuição de produtos; o compartilhamento de utilidades (vapor, energia, hidrogênio) e do tratamento de efluentes; o acesso e flexibilidade na utilização de petróleos e outros insumos e melhor aproveitamento das diversas correntes intermediárias de refino na conversão em produtos de maior valor agregado. (Cornell, 2007 e Jawad, 2007)

Pode-se citar como principais exemplos tradicionais de integração tecnológica entre o refino e a petroquímica o desenvolvimento de unidades de reforma para a produção de aromáticos em refinarias e o aproveitamento de correntes de refinarias como matéria-prima para a produção de olefinas em unidades de craqueamento a vapor. Em ambos os casos, é

possível a otimização das unidades básicas de craqueamento térmico e reforma visando a maximização da rentabilidade no uso das correntes de hidrocarbonetos.

Essa inter-relação tradicional vem se intensificando e têm sido identificadas por diversos autores, como Martino e Van Wechem (2002), Johnson et al. (2002), Nexant (2009), novas oportunidades de integração relacionadas ao desenvolvimento de novas tecnologias de processo.

Neste capítulo, é feita uma breve caracterização das atividades de refino e produção de petroquímicos para melhor compreensão das questões tecnológicas e em seguida são destacados os avanços tecnológicos facilitadores da integração refino-petroquímica.

4.1. Caracterização de uma Refinaria

As refinarias são um conjunto complexo de unidades de processos químicos e físicos utilizado para transformar o petróleo em produtos de consumo, tais como combustíveis e matérias-primas petroquímicas.

De acordo com Gary et al. (2001) e Szklo e Uller (2008), os processos em uma refinaria podem ser classificados da seguinte forma:

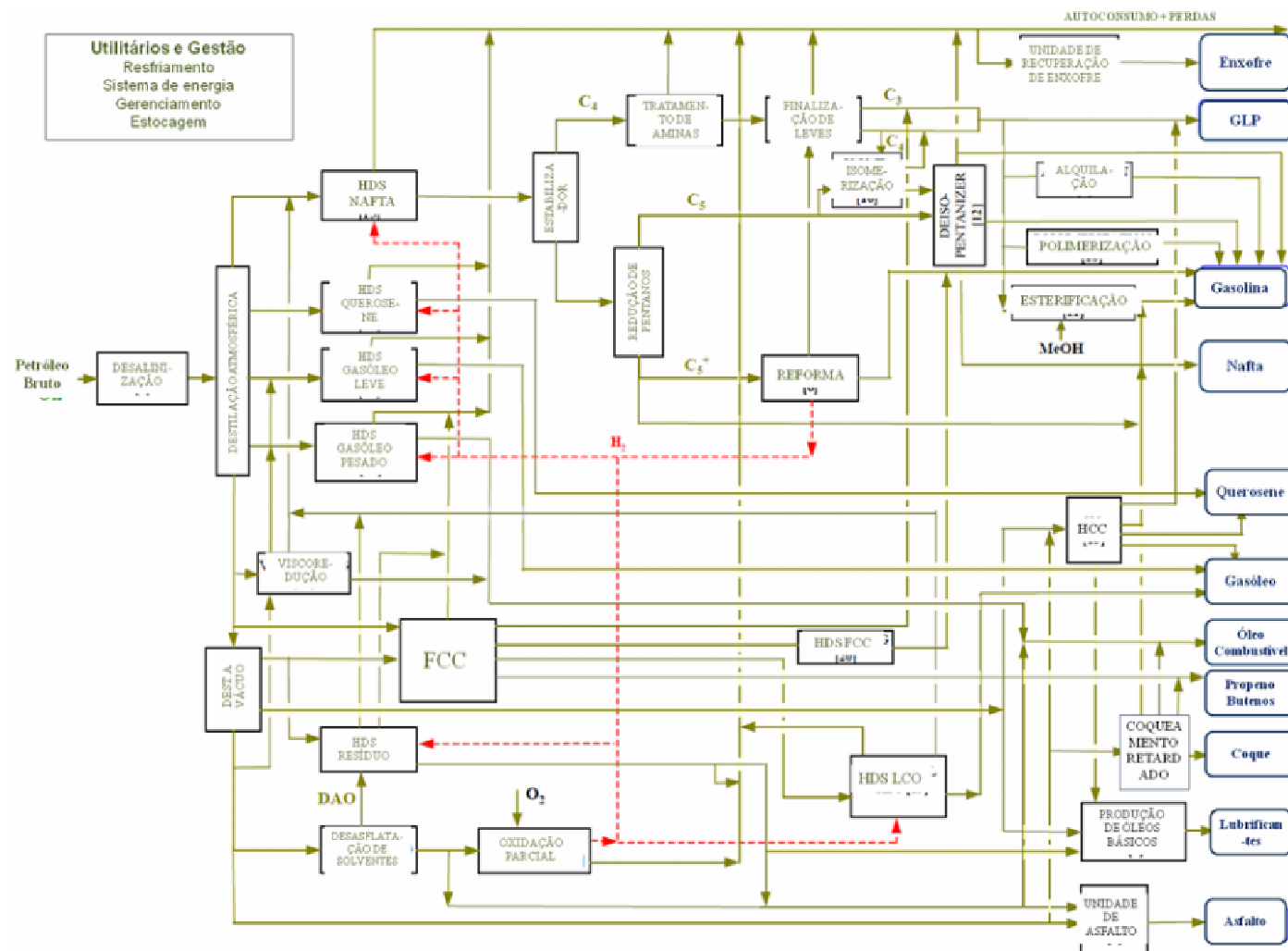
- 1) Processos de Separação - que separam através de uma coluna de destilação atmosférica ou a vácuo os compostos de hidrocarbonetos, com base em seu tamanho molecular e pontos de ebulição;
- 2) Processos de Conversão - que alteram a estrutura molecular dos hidrocarbonetos, através de:
 - Fracionamento: quebrando as moléculas em outras menores (craqueamento);
 - Combinação: construindo moléculas maiores a partir de moléculas menores (alquilação e polimerização);

- Reforma: alterando a estrutura geométrica das moléculas (isomerização e reforma catalítica)

3) Processos de Tratamento - que preparam as correntes de hidrocarbonetos para processamento adicional ou para a composição do *pool* de produtos finais, utilizando separação química ou física (dessalgação, hidrotratamentos, extração de solventes, entre outros)

4) Outros Processos Auxiliares: utilizados para diversas funções, entre elas a mistura de correntes de hidrocarbonetos, geração de hidrogênio e utilidades, recuperação de enxofre, etc.

Cada refinaria é única, pois utiliza uma configuração específica de unidades de processo. Segue abaixo a figura 4.1 que representa um organograma genérico de uma configuração de refino complexa.



DAO: Óleo Desasfaltado

DEA : Dietilamina

FCC: Craqueamento Catalítico

HC : Hidrocrackeamento

HGO: Gasóleo Pesado

VGO : Gasóleo de Vácuo

Fonte: EIPCCB, 2003.

Figura 4.1 - Configuração Típica de uma Refinaria Complexa.

Cada unidade de refino produz correntes de hidrocarbonetos destinadas a etapas intermediárias ou à mistura de produtos finais de refino, como a gasolina e o diesel. A Tabela 4.1 apresenta os produtos típicos das principais unidades de refino.

Tabela 4.1 – Produtos típicos por unidade de refino.

Produtos Unidades da Refinaria	Seção	LPG	Gasolina	Querosene /Nafta	Óleo para Aquecimento/Diesel	Óleo Combustível	Óleo básico	Coque/Asfalto	Especial
nº de carbonos		C₃-C₄	C₄-C₁₂	C₈-C₁₇	C₈-C₂₅	> C₈	> C₁₅	> C₃₀	
Alquilação	2								
Produção de óleos básicos	3								Ceras
Produção de Asfaltos	4								
Fracionamento catalítico	5								
Resíduo de Craqueamento	5								
Catalítico	6								H ₂
Coqueamento retardado	7								
Coqueamento flex	7								Gás
Gasificação	10								Syngas
Eterificação	11								MTBE
Processo de separação de gás	12								Gás de Refinaria
Planta de Hidrogênio	14								H ₂
Hidroconversão de resíduos	14								H ₂
Hidrocraqueamento	15								
Hidrodessulfurização	15								
Isomerização	17								
Destilação atmosférica bruto	19								
Destilação de vácuo	19								
Craqueamento térmico/viscorredução	22								
Unidade de recuperação de enxofre	23								S

Fonte: EIPCCB, 2003.

As refinarias podem ser classificadas de acordo com a complexidade de suas configurações. Refinarias simples, que possuem apenas unidades de destilação e de tratamento são chamadas de Hydroskimming; refinarias que possuem uma unidade de

craqueamento catalítico (FCC) são chamadas de Cracking; refinarias que possuem unidades de conversão de resíduos como coqueamento retardado ou hidrocraqueamento, são chamadas de Coking/Hydrocracking e refinarias que possuem unidades de gasificação de resíduos são chamadas de Hycon. (Szklo e Uller, 2008; Gary et al., 2001)

Além das diferentes configurações de processo, as características dos petróleos utilizados também variam muito, assim como os tipos e qualidades de produtos finais produzidos. Os petróleos podem variar de acordo com diversas propriedades: característica molecular de seus componentes (parafínicos, naftênicos ou aromáticos); presença de impurezas como compostos sulfurados, nitrogenados e oxigenados. A caracterização de um petróleo é feita a partir dessas propriedades e da análise de instrumentos como as curvas de destilação e de ponto de ebulição verdadeiro (PEV), e de indicadores de densidade (calculada a partir de seu Grau API²³), de Viscosidade, de ponto de ebulição (como índice de correlação - IC e fator de caracterização - KUOP) e de acidez (TAN). (Szklo e Uller, 2008; Gary et al., 2001)

A utilização de petróleos distintos em uma refinaria produz rendimentos diferentes em suas unidades de processo e afeta as propriedades dos produtos intermediários e finais.

De acordo com Szklo e Uller (2008), os produtos de uma refinaria podem ser classificados como combustíveis (gasolina, diesel, GLP, QAV, querosene, coque, e óleos residuais); produtos acabados não combustíveis (solventes, lubrificantes, graxas, asfalto e coque); intermediários para a indústria química (nafta, etano, propano, butano, eteno, propeno, butenos, butadieno e BTX).

²³ O Grau API é uma forma de representar a densidade do petróleo através de um índice, calculado pela expressão: $API = 141,5 / dr (60/60) - 131,5$, onde $dr (60/60)$ é a densidade da amostra a 60o F, em relação à densidade da água a 60oF. Petróleos leves possuem API > 31,1; petróleos médios possuem API entre 22,3 e 31,1; petróleos pesados possuem API entre 10,0 e 22,3 e petróleos extra-pesados possuem API inferior a 10,0.

O mix de produtos de uma refinaria será determinado pelo objetivo de atender ao seu mercado consumidor, dadas as restrições impostas pelas suas unidades de processo e pelas características do petróleo utilizado como matéria-prima.

De acordo com a complexidade e as características de uma refinaria, ela será capaz de processar petróleos diferentes em produtos diversos. Uma refinaria simples tem capacidade de processar apenas petróleos leves, com uma conversão limitada em produtos finais, como gasolina e diesel. Uma refinaria complexa, por sua vez, será capaz de processar petróleos mais pesados, e sua conversão em produtos finais será maior. Uma refinaria mais complexa possui, portanto, uma flexibilidade maior no que se refere à gama de petróleos que pode processar e à gama de produtos que pode produzir. (Perisse et al., 2004) ²⁴

A complexidade e a flexibilidade de uma refinaria depende das unidades de processo que a compõem. Para que seja possível analisar a questão da integração refino-petroquímica, é necessário um conhecimento básico sobre algumas das principais unidades de conversão de refino.

4.1.1 Craqueamento Catalítico Fluido e FCC Petroquímico - FCC.

O FCC é uma unidade de conversão bastante flexível, que permite a conversão de frações pesadas em produtos de maior valor agregado. Através da alteração das características da unidade, das condições operacionais e do sistema catalítico é possível obter diferentes rendimentos em produtos diferenciados, permitindo adequar a produção da refinaria à demanda do mercado. O FCC tradicional possui alto rendimento em gasolina. No entanto, é

²⁴ A Petrobras vêm investindo em suas refinarias para adaptá-las ao processamento de petróleos nacionais mais pesados e ácidos. Dentre os investimentos necessários para tal flexibilidade estão a modificação da metalurgia das unidades de destilação para resistirem à acidez elevada e a instalação de unidades de coqueamento retardado e hidrotratamento para aumentar a conversão da carga pesada em produtos leves e médios especificados para o mercado brasileiro. Apenas no período 2007-2011 estavam previstos investimentos de US\$ 14 bilhões, principalmente em adaptação e aumento de capacidades do refino no Brasil (Bosco, 2007).

possível elevar o rendimento do FCC em médios, ou propeno, em detrimento da produção de gasolina (Azevedo, s/d).

Outra característica importante do FCC é o fato desta unidade ser uma geradora líquida de energia para a refinaria. Isso ocorre porque o coque produzido no processo é queimado como principal fonte de energia da unidade e os gases produzidos que não são separados para utilização como produtos finais (como por exemplo o eteno e o propeno) são direcionados ao pool de combustíveis da refinaria. (Szklo e Uller, 2008)

Apesar da característica de flexibilidade na produção de produtos alternativos, a carga do craqueamento catalítico é, normalmente, formada de gasóleos leves. Para adaptar suas refinarias a cargas mais pesadas, advindas de petróleos nacionais, a Petrobras (e outras empresas, como a Stone Webster e a Axens) desenvolveram a tecnologia de RFCC (FCC de Resíduos) capaz de craquear gasóleos pesados e resíduo atmosférico. O RFCC possui alterações no catalisador, na injeção de alimentação, na configuração do riser, um regenerador em dois estágios e um Controle da Temperatura na Zona de Mistura (MTC) que impede o craqueamento excessivo a altas temperaturas. (Szklo e Uller, 2008; Santos et al., 2006)

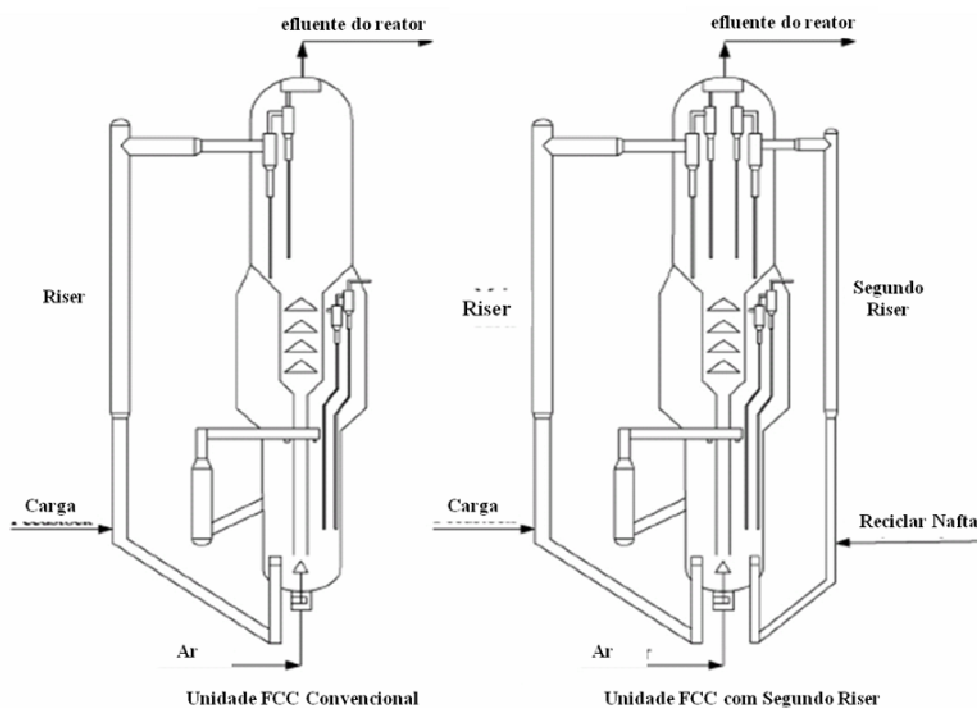
Em paralelo ao desenvolvimento tecnológico do RFCC, foi desenvolvimento pela Petrobras e outras companhias o FCC Petroquímico. Esta unidade também utiliza o craqueamento em condições mais severas, contudo com um objetivo diferente, o de maximizar a produção de olefinas leves (Gilbert et al., 2006).

Pimenta e Pinho (2004) e Santos et al. (2006) descrevem em detalhes as principais tecnologias disponíveis de FCC petroquímico: O DCC (Deep Catalytic Cracking e Catalytic Pyrolysis Process (CPP), ambos desenvolvidos pela SINOPEC e pelo Research Institute of Petroleum Process (RIPP); o Petro FCC, oferecido pela UOP; O Superflex, desenvolvido pela Arco Chemical Technology Inc. e licenciado pela Kellog Brown and Root (KBR); o FCC de alta severidade (HSFCC), desenvolvido por uma parceria entre o Center for Refining and

Petrochemicals – The Research Institute - King Fahd University of Petroleum and Minerals (localizado na Arábia Saudita) e o Petroleum Energy Center (localizado no Japão); e o FCC petroquímico desenvolvido Centro de Pesquisas (CENPES) da Petrobras, que possui dois processos distintos: Duplo Riser e Downflow.

O tipo de FCC petroquímico considerado nos modelos de simulação e otimização da Tese, descritos no capítulo 6 foi o FCC Petroquímico de Duplo Riser, desenvolvido pela Petrobras. No processo de Duplo Riser, a nafta produzida é reciclada e reencaminhada ao processo em um segundo riser, para que seja parcialmente convertida em olefinas leves. Esse craqueamento da nafta separadamente na unidade de FCC Petroquímico eleva substancialmente o rendimento em olefinas (Verstraete, 2005; Wang, 2008)

Como podemos observar na figura 4.2, enquanto o FCC convencional possui apenas um riser, onde ocorre a reação catalítica, o FCC petroquímico possui um riser adicional que recebe o reciclo de nafta e onde ocorre o craqueamento catalítico dessa corrente.



Fonte: Wang et al. (2008)

Figura 4.2 – FCC e FCC Petroquímico.

Além desta alteração de equipamentos e da alteração de condições operacionais, outra característica importante da tecnologia de FCC Petroquímico é a utilização de catalizadores ZSM-5. Pimenta e Pinho (2004) descrevem o catalisador ZSM-5 como uma zeólita da família pentasil com relação sílica/alumina (SAR) elevada (> 20) e pequena abertura de poros (5,5 Å), que possui a propriedade de aumentar a octanagem da gasolina devido a sua baixa densidade de sítios ácidos e a sua seletividade de forma para craqueamento de componentes da gasolina com cadeias lineares e monometil-ramificadas, principalmente olefinas, levando-as a produtos mais leves. O resultado é uma gasolina rica em parafinas ramificadas, olefinas leves e aromáticos, que são componentes de alta octanagem. Porém, este aumento de octanagem também reduz o rendimento total em gasolina e aumenta a produção de eteno, propeno e butenos no GLP.

4.1.2 HCC – Hidrocraqueamento - HCC

O hidrocraqueamento é uma das unidades mais versáteis da refinaria, capaz de converter gasóleos e resíduos em produtos leves. A carga de um HCC pode ser composta de gasóleos leve e pesado de vácuo, óleo leve de reciclo, gasóleos médio e pesado de coque, óleo desasfaltado, resíduo atmosférico, entre outros. O HCC pode ser utilizado alternativamente ao FCC ou complementarmente ao FCC dependendo do objetivo pretendido. Dependendo do catalisador utilizado e das condições operacionais, a unidade pode maximizar a produção de nafta, destilado médios ou lubrificantes (Szklo e Uller, 2008).

Ao contrário do FCC, que gera a energia que consome, a unidade de HCC consome energia de fonte externa, além de demandar grandes quantidades de hidrogênio. “As principais variáveis operacionais do processo de hidrocraqueamento são: temperatura de reação, pressão parcial de hidrogênio, velocidade espacial e relação hidrogênio/carga. As

condições operacionais são definidas em função dos objetivos desejados, da carga e do catalisador empregado. As reações de hidrocrackeamento são irreversíveis e fortemente influenciadas pela temperatura. O equilíbrio entre as reações de hidrogenação de compostos aromáticos e hidrocrackeamento pode ser ajustado variando-se a temperatura, a pressão de operação e a acidez do catalisador. Altas pressões e temperaturas baixas favorecem as reações de hidrogenação dos aromáticos, enquanto temperaturas altas favorecem o hidrocrackeamento.” (Belato et al., 2010)

A qualidade dos produtos da unidade de HCC é excelente sobretudo para atender as especificações de baixo enxofre e alto grau de cetano para a produção de destilados médios. (Belato et al., 2006) Contudo, a qualidade de seus produtos é adequada também para atender ao baixo nível de enxofre na gasolina e ao grau de pureza de cargas para unidades petroquímicas e para a fabricação de lubrificantes. (Perisse e Oddone, 2008; Belato et al., 2010, Szklo e Uller, 2008)

O HCC pode operar em modo conversão total quanto em conversão parcial. A fração não convertida quando operando em modo de conversão parcial, pode ser utilizada para a produção de óleos lubrificantes básicos ou como carga para os processos de Craqueamento Catalítico Fluído (FCC) ou de Pirólise a Vapor (Steam Cracking) voltados para a produção olefinas leves (eteno e propeno) (Belato et al., 2010).

A redução da produção de resíduos de processo varia também com as características do reator do HCC. Existem 3 tipos de reatores principais: hidroconversão em leito fixo/móvel, com conversão da ordem de 25% (parcial); hidroconversão em leito expandido, que atinge conversões de até 75% (parcial); e hidroconversão em leito de lama, que pode atingir conversões em torno de 95% (total). (Perisse et al., 2004; Szklo e Uller, 2008)

As unidades de hidrocraqueamento simuladas nos modelos da Tese são unidades de conversão total, operando para maximizar destilados médios e cargas para unidades petroquímicas. Os seus rendimentos estão detalhados no capítulo 6.

4.1.3 Coqueamento Retardado - UCR

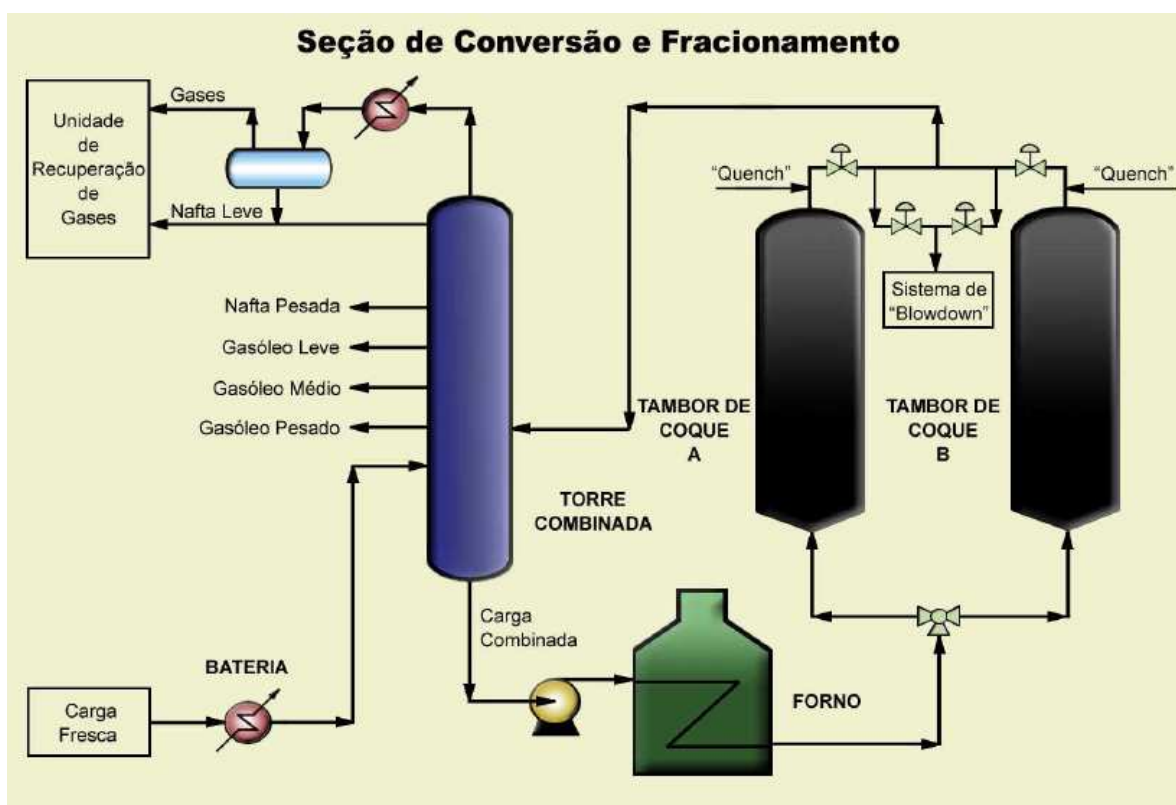
O coqueamento retardado é uma unidade de craqueamento térmico, não catalítico. Nesta unidade, a carga é aquecida a altas temperaturas (cerca de 500° C) e enviada para a etapa de reação que tem duração elevada (horas). As moléculas pesadas se quebram durante a reação, devido ao aquecimento térmico anterior, gerando coque e uma significativa quantidade de hidrocarbonetos gasosos, que ao se condensarem geram produtos de maior valor comercial.

Os produtos resultantes são: gás combustível, GLP, nafta, diesel, gasóleo pesado e coque de petróleo. (Aquino et al., 2010)

Em geral, sua carga é o resíduo de vácuo, porém é capaz de processar outros tipos de resíduos, como os de FCC, ou resíduo atmosférico (Soares et al., 2008). Por não utilizar catalisadores, o processo permite o craqueamento de cargas pesadas e com impurezas que não podem ser convertidas em unidades de FCC e HCC. (Szklo e Uller, 2008)

O principal objetivo da unidade de coque é reduzir a produção de resíduos da refinaria, destinados à produção de óleo combustível e aumentar a produção de produtos leves e médios. Além desses produtos, a unidade produz coque de petróleo, um sólido que complica substancialmente a logística da refinaria, normalmente capaz de alocar apenas líquidos e gases. O coque de petróleo pode ser utilizado como combustível ou como anodo no processo de produção de alumínio. O aumento da utilização de petróleos nacionais pesados, com maior rendimento em resíduos levou a Petrobras a instalar diversas unidades de coqueamento retardado para elevar a conversão de suas refinarias em leves e médios. (Moreira et al., 2008)

O esquema simplificado de uma unidade de coqueamento retardado pode ser observado na figura 4.3. A carga é aquecida no forno e encaminhada aos tambores de coque para início da reação. Durante a reação ocorre a produção de coque e de gases. Os últimos são destinados a uma torre de fracionamento e, posteriormente a uma unidade de recuperação de gases. O coque é retirado por baixo do tambor de coque ao final do ciclo de reação, enquanto a reação é reiniciada em um segundo tambor. (Szklo e Uller, 2008)



Fonte: Soares et al., 2010.

Figura 4.3 – Esquema simplificado de Unidade de Coqueamento Retardado.

As unidades de coqueamento retardado têm sido implantadas pela Petrobras em diversas refinarias. Até 2013, deverão estar instaladas 13 unidades no parque de refino nacional (Moreira et al., 2008). Essas unidades são importantes em qualquer esquema de refino de petróleos pesados devido ao aumento do rendimento em leves e a redução da

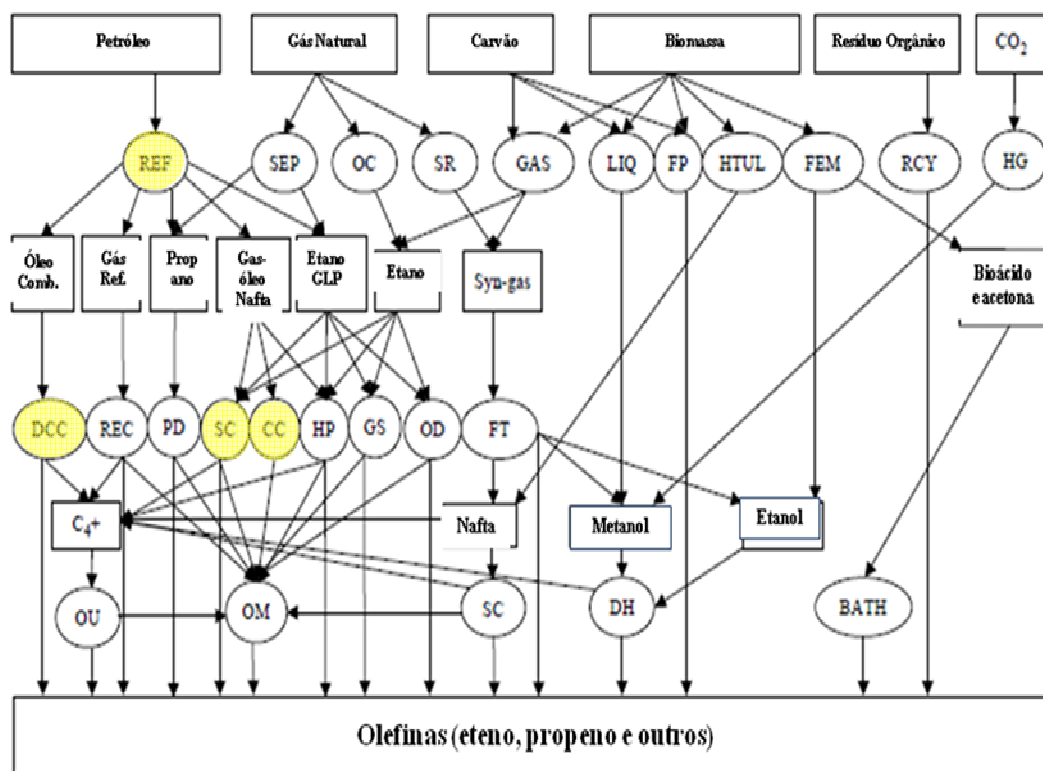
produção de resíduos pesados. Por esse motivo, em todas as simulações da Tese foram consideradas unidades de coqueamento retardado.

4.2 Caracterização das Principais Tecnologias para Produção de Petroquímicos Básicos

As unidades de refino possuem em geral baixa flexibilidade, ou alta especificidade de seus ativos, fator de incentivo à integração vertical destacado pela teoria. Contudo, unidades mais complexas possuem maior flexibilidade no que concerne ao processamento de cargas diversas e à produção de produtos diferenciados. Nesse sentido, a integração com unidades de petroquímica pode conferir uma flexibilidade ainda maior à refinaria, pois além de ganhos de eficiência operacional, ela também passa a ter acesso a um mercado diferenciado de produtos finais. Esta seção apresenta as principais tecnologias relacionadas à produção de petroquímicos que podem ser utilizados na integração com a atividade de refino.

A produção de petroquímicos básicos é feita, tradicionalmente, à partir de unidades de craqueamento à vapor, utilizadas para a produção de olefinas (principalmente eteno e propeno) e de reforma e separação para a produção de aromáticos. A Tese concentra sua análise nas alternativas tecnológicas para produção de olefinas na refinaria, considerando a produção de BTX apenas como um coproduto da produção de olefinas.

Tecnologias alternativas ao craqueamento a vapor vêm sendo desenvolvidas para a produção de olefinas. Ren et Al. (2006) apresenta um diagrama resumindo todas as tecnologias disponíveis para a produção de olefinas, apresentado na figura 4.4.



BATH: Bio-ácido acetona a hidrocarbonetos
 CC: Craqueamento catalítico
 DCC: Craqueamento catalítico profundo
 DH: Processos de desidratação (ex: metanol a olefinas, desidratação de etanol)
 FM: Fermentação
 FP: Pirólise de flash
 FT: Síntese de Fischer-Tropsch
 GAS: Gasificação e liquefação
 HG: Hidrogenação
 HP: Hidropirólise
 HTUL: Upgrade através de liquefação hidrotérmica
 OC: Acoplagem oxidativa de metano via etano
 OD: Desidrogenação oxidativa de etano
 OM: Metátesis de olefinas
 OU: Upgrade de olefinas (conversão de C4-C10 a olefinas)
 PD: Desidrogenação de propano
 RCY: Reciclo de pirólise utilizando lixo orgânico
 REC: Recuperação de gases de refinaria
 REF: Processos de refinaria
 SC: Craqueamento a vapor
 SEP: Processos de separação de gases
 SR: Reforma a vapor do gás natural para produção de metanol

Fonte: Ren et al., 2006.

Figura 4.4 – Tecnologias Alternativas para a Produção de Olefinas.

As tecnologias disponíveis importantes para a discussão da integração refino-petroquímica são aquelas ligadas ao petróleo como insumo inicial. A Tese se restringe, portanto, à análise das tecnologias existentes que podem ser adquiridas e implantadas atualmente com o intuito de produzir petroquímicos em unidades de refino.

Dentre elas, destacam-se três, destacadas na figura anterior: 1) o craqueamento a vapor, analisado no início do capítulo; 2) o craqueamento catalítico seletivo em olefinas (através do FCC). Isso porque parte substancial da produção de propeno mundial é feita através de unidades de FCC. e 3) o craqueamento catalítico através de unidades de DCC, que buscam aumentar a conversão das cargas em eteno, além de propeno, a partir de petróleos pesados. As oportunidades de integração entre refino e petroquímica utilizando essas unidades são bastante promissoras.

A tecnologia de recuperação de gases de refinaria, listada por Ren et al (2006), é também interessante, mas de aplicação limitada, principalmente no que se refere ao volume de matéria-prima que pode ser disponibilizado para a produção de petroquímicos. A tecnologia de desidratação de propano, por sua vez, pode ser utilizada tanto em unidades de refino, como em unidades de gás natural, sendo o último caso o mais comum, devido às vantagens de custo. Por estes motivos as duas tecnologias não são analisadas na Tese.

Apesar de não serem o foco da análise na Tese, as tecnologias ligadas ao carvão, ao gás natural e à biomassa também são importantes, pois competem com as tecnologias do petróleo. Nesse contexto, diversos projetos estão sendo implantados a partir dessas matérias-primas e em alguns casos com custos de produção muito competitivos. Por exemplo, como visto no capítulo 3, os novos projetos no Oriente Médio estão sendo implantados utilizando, principalmente, o gás natural como insumo para a produção de petroquímicos, enquanto, na China, estão sendo implantados diversos projetos de produção de olefinas à partir do carvão, pela rota de MTO (metanol a olefinas). Como observado no capítulo 3, devido à grande

vantagem de custos da produção de eteno a partir do gás natural, a integração refino-petroquímica deve se dar principalmente, com o objetivo de produzir propeno e aromáticos. Isso porque existem limitações tecnológicas e custos mais elevados para produzir esses produtos a partir do gás natural.

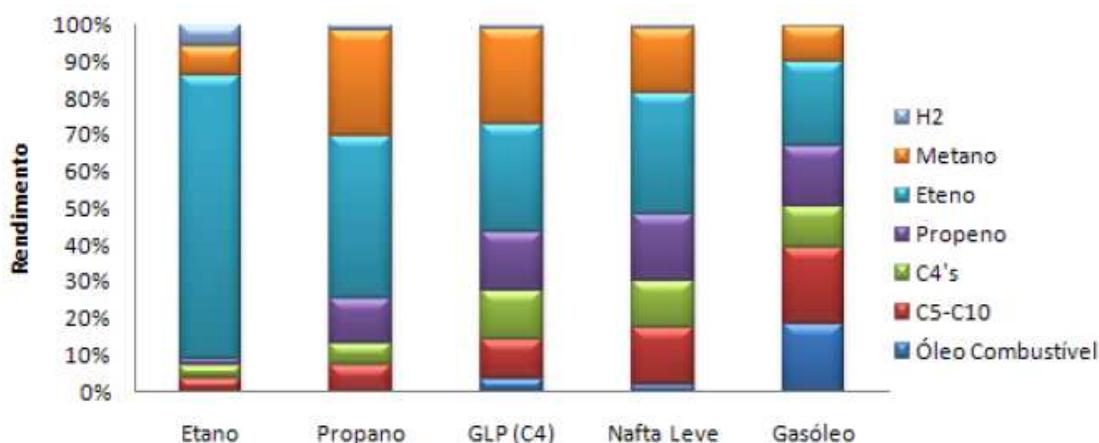
Por sua vez, os avanços tecnológicos da conversão de biomassa em produtos petroquímicos através de rotas bioquímicas, termoquímicas, alcoolquímicas, entre outras, poderão torná-las competitivas com rotas tradicionais a partir de fontes não renováveis em um futuro próximo (Assunção et al, 2010). As tecnologias a partir de fontes renováveis estão obtendo sucesso na produção de olefinas em larga escala. Por exemplo, a empresa Braskem inaugurou em 2010 uma unidade com capacidade de produção de 200 mil t/ano de eteno feito à partir do etanol de cana-de-açúcar.

As tecnologias de gasificação, conversão de metanol em olefinas e as rotas de fontes renováveis poderão ser utilizadas de forma integrada com o refino. As tecnologias de gasificação e MTO foram implantadas principalmente na China para o aproveitamento do carvão, insumo mais barato e disponível em abundância naquele país. No futuro, contudo, essas tecnologias poderão vir a ser utilizadas em refinarias, por exemplo, para o aproveitamento do coque como matéria-prima. (Gomes et al., 2008) Por sua vez, as refinarias também estão desenvolvendo processos para a conversão de fontes renováveis em combustíveis, como por exemplo o H-Bio. Vislumbra-se, portanto, que essas tecnologias também poderão ser utilizadas nas refinarias, para a produção de petroquímicos de forma integrada. Contudo, os custos elevados ainda não viabilizam esse tipo de integração em larga escala.

4.2.1 A unidade de craqueamento a vapor

Uma unidade de craqueamento a vapor pode ser construída para processar etano, propano, nafta ou gásóleo. Sendo que os rendimentos em eteno de cada uma destas unidades é bastante variável, conforme pode-se observar no quadro a seguir:

Gráfico 4.1 – Rendimento da Unidade de craqueamento a vapor por carga processada.

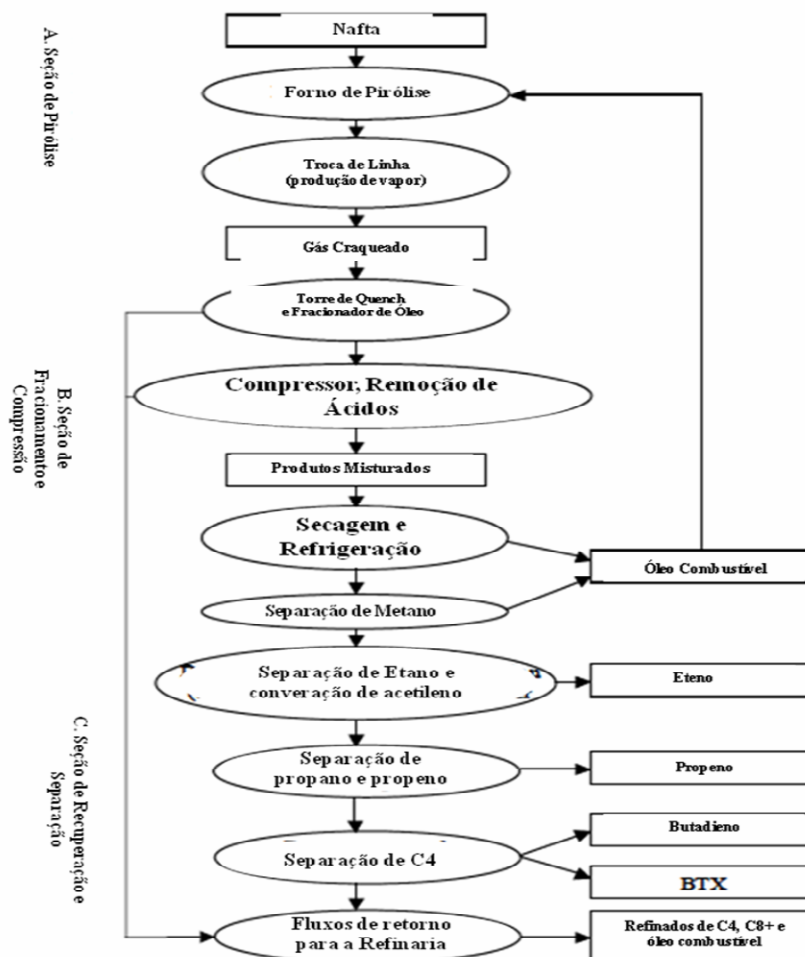


Fonte: Basso et al., adaptado de (Meyers, 2005)

As unidades de craqueamento do etano são as mais simples, com menor custo de investimento e operação, e com maior rendimento em eteno. Quanto mais pesada a carga processada, maior o custo de investimentos e maior a quantidade de subprodutos fabricada, aumentando a complexidade da unidade e reduzindo a rentabilidade. As emissões das unidades mais complexas também são mais elevadas. (Ren et al., 2006)

O diagrama de fluxo de uma unidade craqueamento a vapor pode ser observado na figura 4.5 a seguir. As principais seções de processo são: a pirólise, composta pelos fornos onde a carga é processada a temperaturas entre 750-900°C; a compressão e o fracionamento primário, onde são separados combustíveis e aromáticos (BTX) produzidos nos fornos; e a seção de recuperação e fracionamento, composta por grandes colunas e refrigeradores, que

reduzem a temperatura a cerca de -100°C , onde são separadas as frações de metano, etano, eteno, propeno e C4s.



Fonte: Ren et al, 2006

Figura 4.5 – Esquema de uma Unidade de Craqueamento a Vapor.

Um desenvolvimento importante das unidades de craqueamento a vapor é a flexibilidade para o processamento de cargas alternativas. Por exemplo, a possibilidade de processamento de condensados de gás natural, ao invés de nafta, em unidades que processam cargas líquidas, ou o processamento de etano, propano ou C4, em unidades que processam

gases. Essa flexibilidade permite o melhor aproveitamento de oportunidades de integração com o refino.

4.2.3. Unidade de Reforma e Separação de Aromáticos

O principal objetivo de uma de reforma catalítica é processar cargas com baixo teor de octanas (em geral naftas de destilação e hidrotratamento) em aromáticos com alto teor de octanas. Além da gasolina de alta qualidade, a reforma também produz hidrogênio (o que pode ser importante para o balanço energético de refinarias complexas com unidades de HDT e HCC), gás de refinaria, GLP e butano. Esses produtos podem ser misturados diretamente à corrente de gasolina, ou separados em uma unidade de separação de aromáticos para a produção de BTX (benzeno, tolueno e xilenos). (Szklo e Uller, 2008)

O benzeno é um petroquímico básico necessário à produção de poliestireno e borracha sintética. Os xilenos e o tolueno, por sua vez, podem ser convertidos em paraxileno, principal insumo para a produção de PET.

Os processos de reforma e separação de aromáticos são importantes fontes de produção de petroquímicos, apesar de serem unidades típicas de refino. Portanto, representam uma alternativa de integração refino-petroquímica interessante. Contudo, a produção de aromáticos não é o foco da estratégia de integração refino-petroquímica proposta na tese. Por esse motivo, os resíduos aromáticos são considerados na Tese apenas como subprodutos da produção de olefinas em unidades de craqueamento a vapor de cargas líquidas.

O detalhamento da estratégia de integração refino-petroquímica através de unidades de reforma e separação de aromáticos é sugerido como oportunidade de continuação da pesquisa proposta na Tese.

4.3. A Tecnologia e a Integração Refino-Petroquímica

Visando atender ao aumento da demanda de derivados de petróleo, as refinarias vêm investindo fortemente em seus processos. As inovações de processo que vêm sendo implantadas nas refinarias geram novas oportunidades para o aproveitamento de correntes de hidrocarbonetos como matéria-prima para a produção de petroquímicos e são abordadas mais adiante. Antes de analisar esses processos, seguem algumas considerações sobre a necessidade de adequação do refino a legislações ambientais cada vez mais restritivas.

De fato, nos últimos anos, para se adequar às novas exigências ambientais, principalmente no que se refere a emissões de SO₂, NO_x e particulados, e para processar petróleos cada vez mais pesados, muitas refinarias investiram em seus processos de conversão e tratamento, através da instalação de novos equipamentos, da utilização de novos catalisadores e de melhorias operacionais (Perisse et al., 2004). Dentre as modificações verificadas, destacam-se a instalação de unidades de hidrocraqueamento (HCC) e de craqueamento catalítico de resíduos (RFCC).

Algumas das alterações nos perfis de processo e produção das refinarias constituem oportunidades para a integração entre o refino e a petroquímica. Por exemplo, as unidades de HCC aumentam a quantidade de matérias-primas que uma refinaria pode destinar para a produção de olefinas em um forno de pirólise (Von Velsen et al., 2002). Outro exemplo é o desenvolvimento do FCC petroquímico, que maximiza a produção de olefinas, principalmente C₃ e C₂, a partir dos projetos de RFCC (Li-Zai-Ting et al., 2002, Pimenta e Pinho, 2004).

A utilização de processos de refino mais complexos visando atender às especificações ambientais locais e nacionais, no entanto, aumenta as emissões de CO₂ nas refinarias (o que gera um impacto ambiental global). O consumo de energia pode aumentar de 4% em uma refinaria simples, para até 10% em uma refinaria com alta conversão. A produção de

hidrogênio, por sua vez, leva a uma emissão adicional de 8 a 15t CO₂ por t de hidrogênio, o que pode ser um obstáculo à implantação de processos de hidrotratamento, se ela não for obrigatória devido às demais especificações de meio ambiente (Martino e Van Wechem, 2002). No Brasil, por exemplo, a redução de enxofre para o limite de 50 ppm no diesel e na gasolina, deverá aumentar o consumo de energia pelo parque de refino nacional em cerca de 30%, com efeitos sobre a emissão de CO₂ (Szklo e Schaeffer, 2007).

Portanto, se por um lado, as especificações de produtos mais restritas estimulam os processos mais complexos, as restrições sobre as emissões de CO₂ atuam no sentido inverso. De qualquer modo, a integração entre as operações de refino e produção de petroquímicos pode contribuir para o aproveitamento das correntes de unidades mais complexas ou para a otimização energética em busca de uma emissão menor de gases de efeito estufa em unidades mais simples.

A utilização de novas tecnologias de processo no refino vem contribuir com o aumento da disponibilidade de matérias-primas para a produção de petroquímicos.

Os hidrotratamentos e hidrocrackeamentos que estão sendo implantados nas refinarias para atender às especificações dos combustíveis geram produtos que podem ser utilizados como matéria-prima para a produção de petroquímicos em fornos de pirólise. Von Velsen et al. (2002) sugerem a utilização de fornos de pirólise como unidades de refinaria, como forma de aproveitar as sinergias geradas pela especificação mais restrita de combustíveis.

Dentre as inovações tecnológicas de processo na produção de petroquímicos, destaca-se o desenvolvimento de unidades de craqueamento a vapor com maior capacidade e para cargas pesadas, que aumentam a flexibilidade no suprimento de matérias-primas e são mais eficientes, consumindo menos energia (Johnson et al., 2002; Ren et al., 2006; Grootjans et al., s/d).

Além disso, estão sendo desenvolvidas novas tecnologias de refino específicas para maximizar a produção de propeno derivadas das unidades de FCC convencionais. Nesse sentido, a utilização de catalisadores ZSM5 é uma tendência. (Pimenta e Pinho, 2004; Souza et al., 2008)

A Petrobras possui FCCs de tecnologia própria com duplo riser em operação e concluiu a engenharia básica de unidade com tecnologia Downflow (Pimenta e Pinho, 2004). Todas essas tecnologias têm capacidade de conversão de propeno acima de 20% e produzem uma quantidade menor, porém significativa de eteno. (Pimenta e Pinho, 2004; Souza et al., 2008; Wang et al., 2008; Verstraete et al., 2005)

Existem outras tecnologias que vêm sendo estudadas visando especificamente a produção de propeno. A metatesis (ou desproporcionamento) de olefinas (eteno e buteno) é uma delas. A ABB Lummus Global detém essa tecnologia, adquirida da Phillips, e existem alternativas sendo desenvolvidas pela Axens e pelo Instituto Francês do Petróleo (IFP), em conjunto com a Corporação Chinesa de Petróleo do Taiwan (CPC). O craqueamento seletivo de C_4/C_5 para interconversão em olefinas é outra alternativa. Esse processo tem a vantagem de converter correntes de hidrocarbonetos menos valorizadas em olefinas de alto valor. Os principais licenciadores desse tipo de tecnologia são a ExxonMobil, Arco, KBR e Atofina/UOP. Ambas as tecnologias podem ser implementadas isoladas ou integradas ao processo de refino, nesse caso com sinergias significativas (Plotkin, 2005).

O fato de a Petrobras investir fortemente em seu parque de refino e deter a tecnologia de FCC petroquímico contribui para a oportunidade de aproveitamento dessas novas tecnologias para a produção de petroquímicos no Brasil. Szklo (2005) estima a instalação de diversas unidades de HDT, reforma e HCC, como evolução tecnológica do parque de refino brasileiro, nos próximos anos.

A utilização de matérias-primas renováveis também vem sendo estudada como alternativa para a produção de combustíveis e materiais biodegradáveis, no que se chamou de biorrefinaria (Szklo e Schaeffer, 2006). Essa também é uma linha de pesquisa que pode revolucionar os processos de refino e os mercados de materiais não poderia deixar de ser mencionada. Especialmente no caso brasileiro, existem vantagens comparativas substanciais, advindas da produção de etanol em larga escala, que devem ser analisadas como alternativa ao processamento de petróleo.

Em resumo, podem ser citadas as seguintes 4 unidades de processo como as mais promissoras para a integração refino-petroquímica:

- 1) O Craqueamento a Vapor utilizado como unidade integrada dentro de uma refinaria.

Uma unidade convencional pode ser utilizada para processar nafta leve de baixo valor para a produção de gasolina, ou uma unidade para o processamento de cargas pesadas pode utilizar uma gama maior de correntes de refino.

- 2) O FCC petroquímico possui uma configuração especial para o reciclo de nafta e utiliza catalisadores especiais e tem como objetivo de maximizar a produção de propeno e eteno, ao invés de gasolina.

- 3) A unidade de HCC também potencializa o valor de uma unidade de craqueamento a vapor, pois produz correntes parafínicas, que são ideais para a produção de petroquímicos.

- 4) As unidades de reforma e separação de aromáticos também podem contribuir para a flexibilidade da refinaria na medida em que permitem a produção de petroquímicos aromáticos (benzeno e paraxileno), contribuindo ainda para o atendimento aos limites máximos de benzeno na gasolina.

Todas essas unidades aumentam a flexibilidade em uma unidade integrada de refino e petroquímica. Isso porque são unidades que permitem processar uma ampla gama de insumos

em diversos produtos combustíveis e petroquímicos, através de processos que utilizam a temperatura e catalisadores para otimizar as reações de processo que atendam a um objetivo específico de produção.

Uma tecnologia alternativa que está sendo utilizada para a integração refino-petroquímica, mas que não está sendo detalhada na Tese por ser de aplicação relativamente limitada é o aproveitamento de hidrocarbonetos leves de refinaria (HLR) para a produção de petroquímicos. Esses hidrocarbonetos são basicamente correntes de etano e eteno produzidas na refinaria e utilizadas como combustível. A tecnologia consiste na separação e purificação dessas correntes para destinação a uma unidade de craqueamento a vapor convencional. (Pinho, 2010)

Outro desenvolvimento promissor, porém com menor grau de avanço tecnológico é a gasificação de resíduos, que através de um processo de Ficher Tropsch permite a produção de combustíveis de alta qualidade e petroquímicos, no entanto seu custo é ainda muito alto e sua performance abaixo do necessário para a utilização comercial em larga escala. A Gasificação é ainda uma tecnologia chave para a produção de hidrogênio, combustíveis sintéticos e químicos. (Gomes et al., 2008; Branco et al, 2010)

No caso do Brasil o conhecimento da tecnologia de gasificação é essencial para o desenvolvimento da tecnologia de gasificação da biomassa, alternativa promissora para a produção de energia renovável no futuro. (Gomes et al., 2008; Cherubini e Stromman, 2010).

Finalmente, as unidades de processamento de matérias-primas renováveis em petroquímicos e combustíveis vêm sendo estudadas e até mesmo construídas, especialmente no Brasil, onde o etanol de cana-de-açúcar é competitivo frente a outras fontes não renováveis. No caso do refino, Pinho et al. (2008) analisam a utilização de unidade de FCC para o processamento de insumos renováveis, e a Petrobras desenvolveu uma unidade de produção de diesel, chamado H-bio, com parte dos insumos renováveis.

A indústria petroquímica brasileira também vem anunciando e investindo em projetos de eteno produzido partir do etanol. Essas unidades, até o momento, tiveram foco específico. No caso das unidades no refino, o foco tem sido a produção de combustíveis e na petroquímica, foi a produção de eteno. Contudo, no futuro a produção de forma integrada de petroquímicos e combustíveis também pode ser alvo de biorrefinarias, conforme proposto por Cherubini e Stromman (2010).

No caso específico da integração refino-petroquímica, que é o foco da Tese, os avanços tecnológicos analisados indicam para oportunidades de integração relacionadas aos seguintes aspectos:

1. Acesso a insumos – As alternativas de integração através de unidades de FCC petroquímico e craqueamento a vapor permitem a utilização de matérias-primas alternativas à nafta e ao gás natural para a produção de petroquímicos, diminuindo a vulnerabilidade de acesso a insumos e agregando valor para a refinaria.
2. A utilização de unidades de FCC petroquímico, craqueamento a vapor, reforma e separação de aromáticos e HCC, analisadas neste capítulo aumentam a flexibilidade de produtos da refinaria, permitindo uma melhor adequação às incertezas de mercado e o acesso a mercados petroquímicos, de maior crescimento e menos sujeitos à influência de externalidades do que os mercados de combustíveis.
3. A integração permite ainda a partilha de utilidades, com a consequente redução de custos operacionais, além da captura de outras sinergias, com por exemplo sinergias em pesquisa e desenvolvimento e em gestão.

A evolução tecnológica e características das unidades de processo analisadas neste capítulo sugerem que deve ser feita uma avaliação integrada das alternativas de configuração de refino, de modo a aproveitar da melhor maneira possível as sinergias de processo para a produção destes produtos. A avaliação comparativa de uma unidade integrada com

petroquímicos e de uma unidade dedicada à produção de combustíveis será analisada no capítulo 6, visando testar essa hipótese. Na análise dos modelos propostos são destacados comentários sobre as unidades de craqueamento a vapor, FCC petroquímico, HCC e reforma catalítica.

Capítulo 5 – O Refino e a Petroquímica no Brasil

Neste capítulo pretende-se verificar se os fatores encontrados nos mercados mundiais de refino e produtos petroquímicos, analisados nos capítulos 2 e 3, que justificariam a integração refino-petroquímica, também são encontrados no caso do mercado brasileiro.

A teoria econômica identifica como principais fatores que estimulam a integração vertical: a incerteza, a especificidade dos ativos, a assimetria de informações e a frequência das transações, além de externalidades diversas. Dentre eles, no mercado de refino, foi destacada na análise do capítulo 2 o elevado nível de incerteza no mercado mundial de combustíveis líquidos, frente às mudanças no padrão de demanda e ao desenvolvimento de novas tecnologias. Também foi destacada a redução da participação da gasolina na matriz de combustíveis, em relação aos derivados médios, como o diesel e o QAV, o que pode ser considerada uma oportunidade para a utilização deste insumo na fabricação de produtos petroquímicos, e poderia estimular a estratégia de integração. No mercado de petroquímicos, destacam-se como justificativas para a integração, a garantia de acesso a matérias-primas (que mitiga a grande frequência de transações e reduz a assimetria de informações entre as refinarias e os produtores de produtos petroquímicos). Adicionalmente, o crescimento acelerado dos mercados petroquímicos e a agregação de valor ao longo da cadeia, em relação aos combustíveis, são boas oportunidades para o melhor aproveitamento dos recursos em unidades integradas.

Os aspectos tecnológicos que estimulam a integração devido a ganhos de eficiência energética, sinergias operacionais e flexibilidade de operação, são também específicos para o caso brasileiro e serão analisados neste capítulo.

Além da avaliação dos fatores que justificariam a integração, a análise dos mercados de refino e petroquímico no Brasil é necessária para determinar algumas premissas dos modelos quantitativos do capítulo 6, como por exemplo, o perfil de demanda de combustíveis

e petroquímicos e as especificações de qualidade dos produtos finais destinados ao mercado brasileiro.

O refino e a petroquímica no Brasil possuem características bastante distintas do mercado mundial. Em primeiro lugar, o refino nacional e a produção de petroquímicos básicos são mercados concentrados, controlados por apenas uma empresa em cada setor. A empresa estatal Petrobras exerce um quase monopólio na produção e refino de petróleo no Brasil (Szklo e Uller, 2008) e a empresa privada Braskem, controlada pelo grupo Odebrecht e pela Petrobras, é a proprietária de todas as unidades de craqueamento a vapor e da maior parte das unidades de polímeros no Brasil (ABIQUIM, 2009).

Apesar da concentração dos mercados nacionais de refino e petroquímica, a abertura aos mercados mundiais e a regulação no mercado de combustíveis²⁵ diminui os seus efeitos nocivos no mercado nacional. No caso do refino, diversas distribuidoras, algumas ligadas a companhias multinacionais de petróleo, e outras independentes, atuam no mercado, com liberdade para importar derivados. No caso da petroquímica, a Dow Chemical, maior empresa petroquímica do mundo possui unidade de polímeros na Argentina e está presente no mercado nacional (Bastos, 2009). Outras empresas multinacionais também estão presentes no Brasil, como a Solvay e a BASF, em segmentos específicos como o PVC e o PS (ABIQUIM, 2010). Além disso, a importação de produtos petroquímicos é crescente e, como observou o capítulo 3, e tende a aumentar com o aumento da produção em países de baixo custo, notadamente no Oriente Médio.²⁶

Dentre as principais características dos dois mercados de refino e petroquímica no Brasil, destacam-se, no caso do refino, a grande quantidade de novos projetos de investimento previstos e as perspectivas relacionadas à exploração do pré-sal e, no caso da petroquímica, a

²⁵ Silva (2007) compara os preços internos do diesel e da gasolina com a paridade de importação, mostrando que os preços internos no período 2001-2005 estiveram compatíveis ou abaixo da paridade de importação.

²⁶ O Cade vem considerando o mercado internacional como o relevante para analisar a concentração no mercado petroquímico. (Laplane, 2008)

consolidação do setor com a formação recente de uma grande empresa privada nacional, com controle compartilhado pela Petrobras.

A existência de concentração em torno de uma única empresa nos mercados de refino e petroquímica no Brasil cria uma correspondência grande entre os dados do setor e os dados das duas principais empresas no Brasil, assim como permite uma avaliação das perspectivas dos setores a partir das informações sobre as suas estratégias divulgadas ao mercado financeiro.

5.1. Evolução do Refino no Brasil

A evolução da exploração, da produção e do refino de petróleo no Brasil confunde-se com a história da Petrobras.

As principais refinarias de petróleo brasileiras foram construídas pela empresa e disputadas entre os Estados como instrumentos de estímulo às economias regionais. (Leite, 1997) Isso porque a atividade de refino de petróleo possui um grande efeito multiplicador sobre a economia, principalmente no entorno dos projetos. 11 refinarias da Petrobras no Brasil podem ser observadas no Mapa a seguir. São elas: REMAN, LUBNOR, RLAM, REGAP, REDUC, REVAP, RECAP, RPBC, REPLAN, REPAR, REFAP. Além das 11 unidades, o Polo Guamaré, localizado no RN (a 180 km de Natal) foi recentemente classificado pela ANP como uma refinaria. O polo possui uma unidade de destilação atmosférica voltada para a produção de diesel (desde 1999) e QAV (desde 2005) para a região. (ANP, 2010)

desenvolvimento de novas áreas de a exploração e produção de petróleo em alto mar, principalmente na Bacia de Campos. Em contrapartida, contudo, reduziram-se os investimentos em novas capacidades de refino nesse período, da mesma forma que se reduziram os investimentos em refino em todo o mundo em função da capacidade instalada ociosa.

Apesar dos elevados investimentos realizados na década de 90, apenas a partir do 2006, com o aumento da produção de petróleo nacional, o Brasil passava a exportador líquido de petróleo bruto. O saldo de comércio exterior de derivados é mais volátil, pois depende do crescimento econômico do país, das características da produção e da participação do etanol no mercado interno. Como podemos observar na tabela a seguir, o Brasil passou a exportador líquido de derivados apenas por um período curto, entre 2003 e 2007, voltando a ser deficitário a partir de 2008, devido principalmente ao crescimento da demanda interna.

Tabela 5.1 - Dependência externa de petróleo e seus derivados (mil m3/d).

Especificação										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produção de Petróleo (a) ¹	201,44	211,92	238,38	246,81	244,64	272,32	287,63	291,37	301,86	322,59
Importação líquida de petróleo (b) ²	60,16	48,68	23,07	16,24	36,93	16,56	-1,23	2,54	-3,87	-21,06
Importação líquida de derivados (c)	23,23	7,15	4,97	-5,12	-11,07	-13,89	-8,97	-4,63	5,27	2,12
Consumo aparente (d)=(a)+(b)+(c)	284,78	267,68	266,36	257,90	270,25	274,94	277,38	289,28	303,26	303,66
Dependência externa (e)=(d)-(a)	83,34	55,76	27,98	11,09	25,61	2,62	-10,25	-2,09	1,40	-18,94
Dependência externa (e)/(d) %	0,29	0,21	0,11	0,04	0,09	0,01	-0,04	-0,01	0,00	-0,06

Fonte: ANP (2010)

Apesar da redução do volume de investimentos em refino, a partir de 1981, iniciou-se o Programa de Fundo de Barril da Petrobras nas refinarias brasileiras para aumentar a utilização de petróleo nacional, em sua maior parte pesado, com grau API baixo, e ácido. Os

investimentos foram principalmente voltados à adaptação das unidades de FCC, para o processamento de cargas pesadas e com maior teor de nitrogênio e metais, que envenenavam os catalisadores em unidades convencionais. Também foi necessário reduzir a formação de coque nessas unidades devido à característica do petróleo aromático-naftênicos do petróleo nacional. Como resultado desses investimentos, a utilização de petróleos nacionais nas refinarias brasileiras passaria de 69% em 1996, para 79% em 2006. (Szklo e Uller, 2008)

Além da busca pelo aumento da utilização de petróleos nacionais, o refino brasileiro depara-se com outros dois desafios principais.²⁷

O primeiro é a adequação de uma estrutura instalada para a maximização da produção de gasolina, para uma maior produção de diesel e QAV, devido à mudança do padrão de consumo dos mercados nacionais. Nas décadas de 60/70 a gasolina era o derivado de maior crescimento e, portanto, as unidades conversoras principais nas refinarias construídas na época eram as unidades de FCC. Em 2007, 11 refinarias nacionais possuíam unidades de FCC (sendo 3 delas RFCCs, capazes de processar resíduos), com capacidade nominal de cerca de 27% da capacidade de destilação atmosférica do parque instalado. No entanto, o diesel e o QAV assumiram a posição de liderança em crescimento no mercado nacional, e, além disso, com o aumento da utilização do etanol em veículos flex, a volatilidade no consumo de gasolina aumentou, gerando uma inadequação da capacidade de produção do parque instalado à demanda do mercado (Perisse et al., 2004; Moreira et al., 2008).

Para aumentar o rendimento dos petróleos nacionais pesados e ácidos, as refinarias também investiram em unidades de coqueamento retardado (Perisse et al., 2004; Moreira et al., 2008). Em 2008, 6 refinarias possuíam essas unidades, com capacidade nominal de 6% da capacidade de destilação atmosférica, conforme pode ser observado na tabela a seguir. Szklo e

²⁷ Souza-Aguiar et al. (2008) estabelecem diversos desafios para a indústria do refino: regulações ambientais cada vez mais restritivas; exigência de combustíveis mais limpos; globalização; aumento da produção a partir de petróleos de qualidade declinante; incerteza sobre a escolha dos consumidores; pressões para a redução de GHG; manutenção da lucratividade; atuação pró-ativa junto aos stakeholders; adoção maciça de matérias-primas alternativas ao petróleo, como a biomassa e o carvão.

Uller (2008) comparam esse percentual ao percentual de 15% das refinarias americanas, indicando um potencial grande de aumento do rendimento do parque nacional.

Tabela 5.2 - Unidades de Coqueamento Retardado das Refinarias Brasileiras.

Projeto Tecnologia Petrobras	Situação em março de 2008	Capacidade (m³/dia)
COQUE/RPBC	Em Operação	2400
COQUE/RPBC II	Em Operação	2300
COQUE/REGAP	Em Operação	3300
COQUE/REPLAN	Em Operação	5000
COQUE/REPLAN II	Em Operação	5000
COQUE/REFAP	Em Operação	2000
COQUE/REDUC	Construção	5000
COQUE/REVAP	Detalhamento	5000
COQUE/REPAR	Detalhamento	5000
COQUE/COMPERJ	Projeto Básico	-
COQUE/RENEST	Projeto Básico	10500

Fonte: Moreira et al., 2008

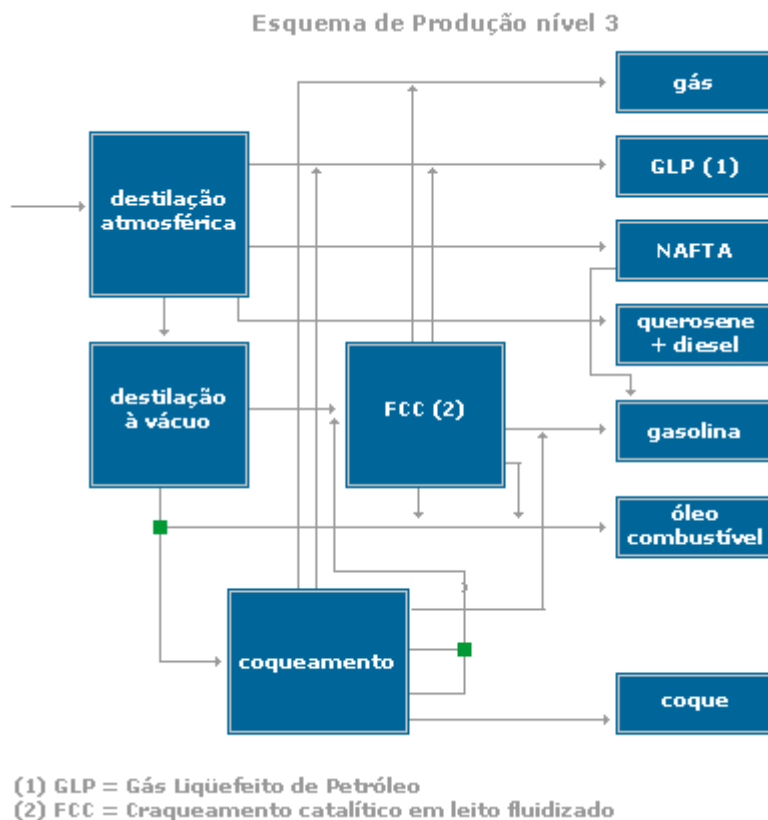
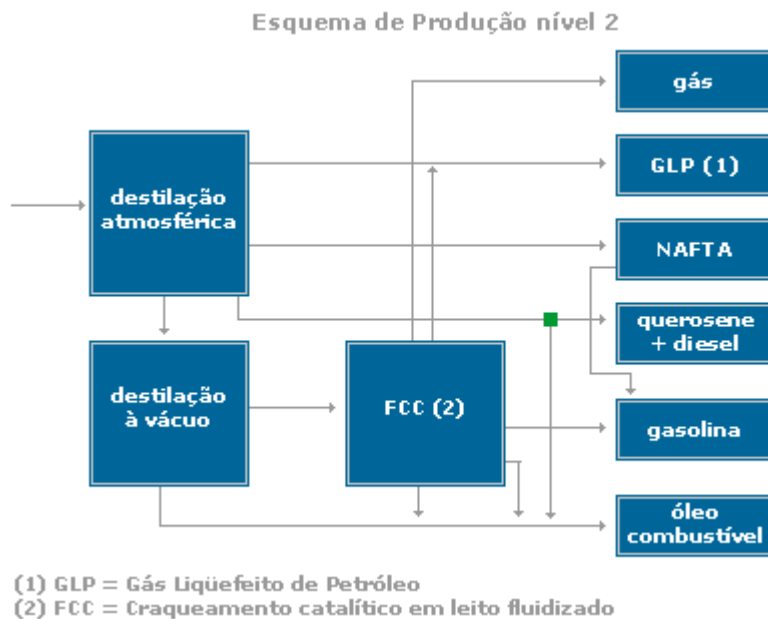
O segundo desafio do refino nacional é produzir derivados de melhor qualidade, visando atingir uma qualidade de produtos, que converge a nível mundial, conforme ressaltado no capítulo 2 (Perisse e Oddone, 2008). No Brasil, a principal alteração proposta pela ANP é a redução do teor de enxofre no Diesel que deverá cair a 10 ppm. Os veículos pesados fabricados no Brasil a partir de 2012 terão motores que atendem a limites de emissão determinados pelo CONAMA para a fase P-7 do Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores – PROCONVE. (Silva et al., 2010).

Essa qualidade pode só pode ser obtida através da ampliação da capacidade de hidrotratamento e da construção de unidades de HCC, além de alterações nas misturas de diesel e gasolina. No que se refere a unidades de HDT, o parque de refino possuía em 2007 poucas unidades, o que impedia, por exemplo a exportação de gasolina e diesel para mercados mais rígidos como os EUA e a Europa Ocidental. Também não havia nenhuma unidade de

HCC em operação. As refinarias brasileiras em funcionamento no Brasil em 2009 atendiam às configurações de refino apresentadas pela ANP. (Perisse e Oddone, 2008)

A figura 5.2 apresenta os três esquemas típicos de refino das refinarias brasileiras. O esquema de refino mais simples das refinarias em operação no Brasil é o de nível 1. Este tipo de refinaria possui apenas uma unidade de destilação e não possui unidades de conversão. Por esse motivo não são capazes de processar petróleos pesados, mas apenas petróleos leves, em geral importados. Essas unidades são capazes de produzir uma gama de produtos limitada. Por exemplo, as refinarias privadas da Univen e de Manguinhos possuem esse tipo de configuração.





Fonte: ANP, 2010

Figura 5.2 - Esquemas de Refino em Operação no Brasil

O esquema de nível 2 apresentado na figura anterior é o escolhido para as refinarias instaladas no Brasil nas décadas de 60 e 70. Ela possui unidades de destilação atmosférica e a

vácuo e unidade de FCC, cujo foco é a maximização da produção de gasolina automotiva. O foco principal dessas refinarias era o atendimento ao mercado brasileiro de veículos que passava por uma forte expansão naquele período. Pode-se dizer que esta é a configuração típica das refinarias da Petrobras antes de iniciado o Programa de Fundo de Barril iniciado em 1981.

O esquema de produção de nível 3 acrescenta às configurações de nível 2 unidades de coqueamento retardado e hidrotratamento, que conferem à refinaria a capacidade de processar petróleos nacionais mais pesados e aumentam a conversão em produtos de alto valor agregado, notadamente gasolina e destilados médios, reduzindo a produção de óleo combustível, substituído pela produção de coque de petróleo. As unidades de hidrotratamento também conferem maior flexibilidade na especificação de produtos, podendo por exemplo, reduzir a quantidade de enxofre na gasolina e no diesel.

Além das configurações de refino instaladas, estão em implantação duas novas refinarias, a RENEST e o COMPERJ. A RENEST apresenta uma configuração bastante original, com uma unidade de destilação atmosférica e uma unidade de coqueamento retardado e hidrotratamentos, que permitirão a conversão de petróleos pesados. Seu foco de mercado é a produção de destilados médios (diesel e QAV). Ressalte-se que a configuração não possui unidades de conversão. (Soares et al., 2008)

O COMPERJ, por sua vez terá unidades de Destilação atmosférica e à vácuo, unidade de coqueamento e hidrotratamento, além de uma unidade de HCC (primeira unidade no Brasil). Seu foco é a produção de combustíveis de baixíssimo teor de enxofre e matérias-primas para a produção de combustíveis. (Belato et al., 2010)

Pode ser observado que a configuração das refinarias brasileiras atuais tem como principal unidade de conversão uma unidade de FCC, com foco na produção de gasolina. Por outro lado, o consumo de destilados médios tem elevado sua participação no mercado

brasileiro de combustíveis. Por esse motivo, a Petrobras está investindo fortemente em aumento da capacidade de conversão, através da instalação de unidades de coqueamento retardado, para aumentar a produção de destilados médios, com bastante sucesso.

Por outro lado, a existência de unidades de FCC nas refinarias instaladas no Brasil é uma oportunidade para a integração refino petroquímica através da instalação de unidades de separação de propeno e da utilização de catalisadores ZSM-5 e alteração das variáveis de processo, como o objetivo de aumentar a produção de propeno no FCC. Essa estratégia já vem sendo implantada pela Petrobras, conforme pode ser observado na tabela 5.4 ao final deste capítulo.

A produção de derivados pelas refinarias brasileiras em 2009 foi de 1.835 mil b/d. A produção de diesel, principal produto de consumo nacional, foi de 40,3% deste total e a de gasolina A (sem mistura com etanol) de 18,6%, a produção de nafta petroquímica foi de 7,9% e a de QAV, de 4,1%. ANP (2010b)

5.1.1. Balança Comercial de Derivados no Brasil

Apesar do aumento da produção nacional de derivados, a importação total de derivados em 2009 foi de 271 mil b/d, com a nafta correspondendo a 26% do total, seguida do diesel, com 22%, e o QAV com 8% do total de importações.

A exportação de derivados, por sua vez, foi próxima à importação atingindo 265 mil b/d, em 2009. O principal produto de exportação é o óleo combustível, correspondendo a 28,5% do total das exportações, seguido do combustível para navios, com 27,4 e da gasolina, com 16,5%, do total. A balança comercial em dólares entre importações e exportações de derivados esteve equilibrada em 2009, com US\$ 5,57 bilhões em importações e US\$ 5,60 bilhões em exportações. (ANP, 2010)

A balança comercial de petróleo também esteve equilibrada em 2009 e pela primeira vez apresentou um pequeno superávit em valores monetários. A perspectiva é que este superávit se eleve substancialmente acompanhando o aumento da produção nacional de petróleo (Petrobras, 2010). As importações foram de US\$ 9,20 bilhões e as exportações de US\$ 9,37 bilhões. No entanto, devido ao menor valor do petróleo pesado nacional, para que esse resultado fosse obtido o país importou 393 mil b/d e exportou 526 mil b/d. O preço médio das importações de petróleo foram, portanto, de US\$ 64,1/b, enquanto o preço médios das exportações foi de US\$ 48,8/b, o que representa um desconto de 23,9% para o petróleo nacional sobre o petróleo importado. (ANP, 2010)

Note-se que os principais itens da pauta de importações em 2009 foram os destilados médios e a nafta. Por outro lado, o país exportou gasolina e óleos combustíveis. Essa situação é típica dos últimos anos e será utilizada como premissa para a determinação dos preços de venda nos modelos quantitativos descritos no capítulo 6.

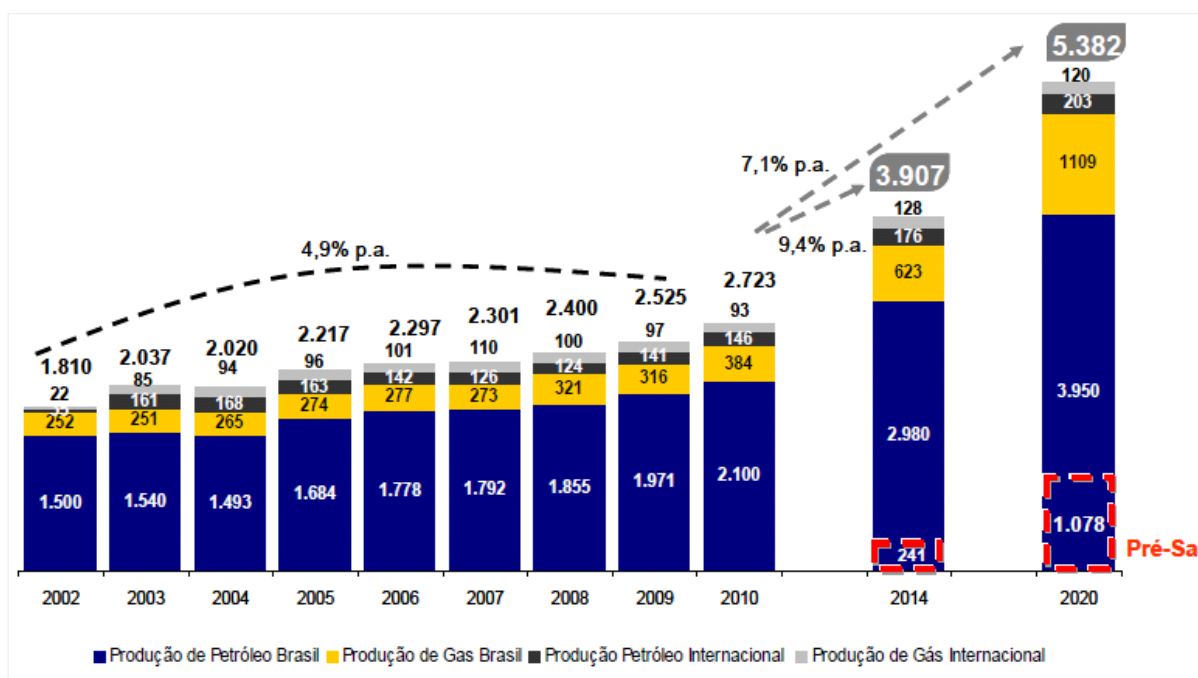
Nesse contexto, conforme observado no capítulo 4, a integração entre refino e petroquímica, através da modificação das unidades de FCC para a redução da produção de gasolina e aumento da produção de propeno, é uma alternativa tecnológica viável, para a redução da produção de gasolina e aumento da produção de matérias-primas petroquímicas, notadamente propeno.

O alto volume de nafta importada também inviabiliza a instalação de novas unidades petroquímicas isoladas com base nesse insumo no Brasil. Portanto, a instalação de unidades de produção de petroquímicos integradas com as refinarias, buscando o aproveitamento das diversas possibilidades de integração é uma alternativa possível e viável do ponto de vista tecnológico.

5.1.2. Perspectivas de Investimento no Refino no Brasil

As perspectivas futuras do mercado nacional de refino podem ser observadas a partir do plano de investimentos da Petrobras para o segmento de refino, no período 2010-2014 e são extremamente promissoras. A produção de petróleo da empresa deve crescer a uma taxa de 7,1% a.a. entre 2010 e 2020, conforme pode ser observado no gráfico 5.1 a seguir.

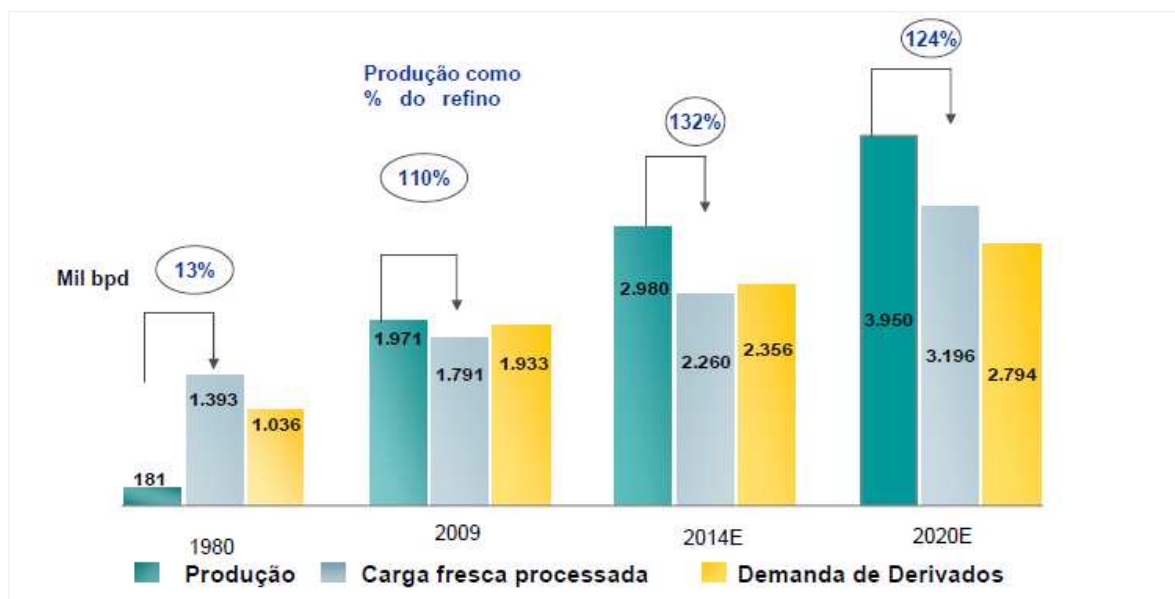
Gráfico 5.1 – Estimativa da produção de petróleo pela Petrobras (b/d).



Fonte: Petrobras, 2010.

A previsão de praticamente dobrar a produção de petróleo no Brasil entre 2009 e 2020, com uma produção adicional de cerca de 2000 b/d estimula o investimento em novas capacidades de refino nos próximos anos. Além disso, a previsão de crescimento econômico acelerado nesse período deve elevar o consumo de combustíveis e petroquímicos no país. A demanda de derivados deve elevar-se em 44,5% entre 2009 e 2020, e a Petrobras pretende realizar investimentos capazes de atender a esse aumento de demanda e ainda elevar a capacidade de exportação de derivados produzidos no Brasil a partir de petróleos nacionais, conforme pode ser observado no gráfico 5.2, a seguir:

Gráfico 5.2 – Produção de Petróleo, Refino e Demanda de Derivados no Brasil.



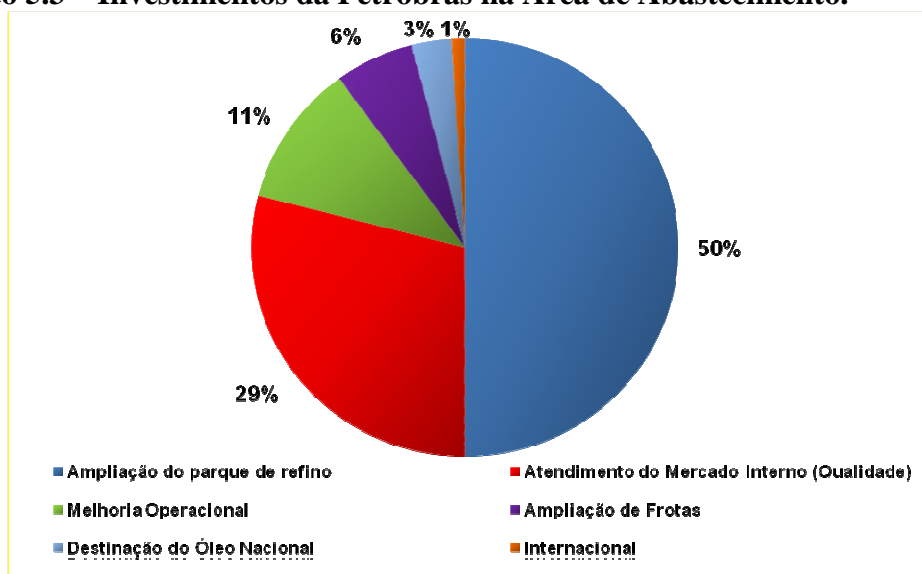
(E) Estimativas.

Fonte: Petrobras, 2010

A previsão da empresa é de aumentar a sua produção de derivados de 1.791 mil b/d para 3.196 mil b/d, um aumento de 78,4%.

Para realizar esse aumento substancial em sua capacidade de produção, a empresa destinará US\$ 73,6 bilhões para a sua Área de Abastecimento, Transporte e Comercialização, distribuídos conforme o Gráfico 5.3 a seguir.

Gráfico 5.3 – Investimentos da Petrobras na Área de Abastecimento.



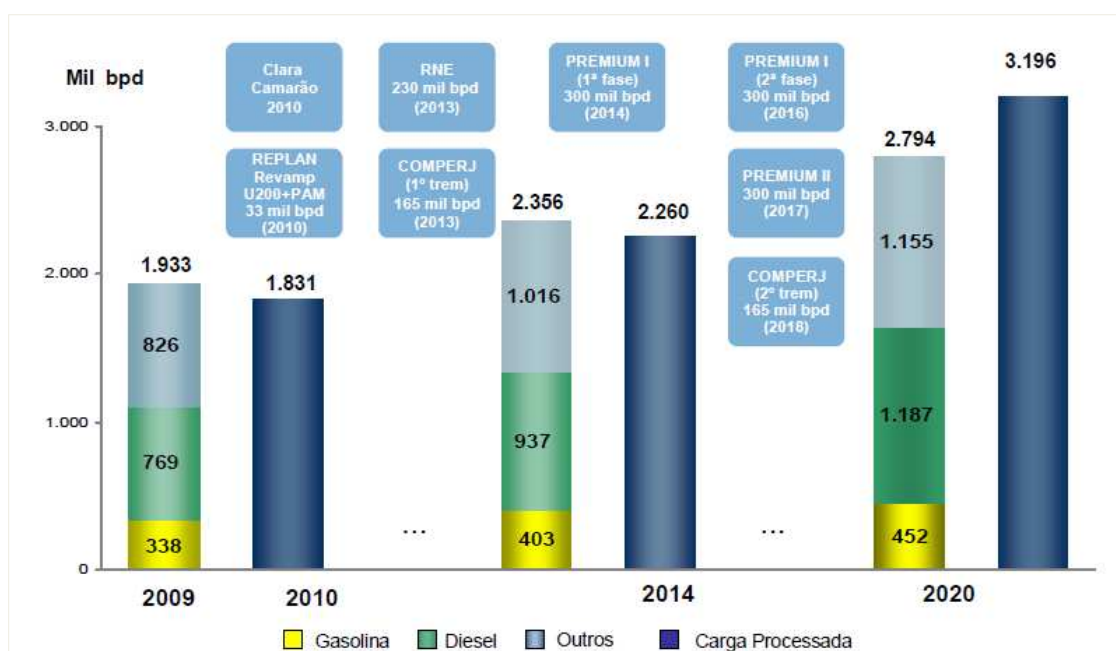
Fonte: Petrobras, 2010

A metade dos investimentos previstos para esta área é para a ampliação da capacidade de refino, principalmente através da construção de novas refinarias no Brasil. Além disso, 40% do total é destinado a investimentos nas unidades de refino existentes visando a melhoria da qualidade dos combustíveis e ganhos operacionais de processo.

As novas refinarias previstas no plano da Petrobras, até 2014, são a Refinaria Abreu Lima (RNEST), a Refinaria Premium I e a primeira fase do COMPERJ (com capacidade de processar 165 mil b/d, para a produção principalmente de diesel de alta qualidade). Com esses investimentos a carga processada passará a 2,3 milhões b/d. Após 2014, está prevista a segunda fase do COMPERJ (com capacidade adicional de 165 mil t/ano e a produção de petroquímicos básicos) e as Refinarias Premium I (segunda fase) e Premium II, que contribuirão para que seja alcançada a capacidade de processamento planejada de 3,2 milhões de b/d. (Petrobras, 2010)

A previsão dos projetos de refino e suas capacidades podem ser observadas no gráfico 5.4.

Gráfico 5.4 – Projetos de Refino da Petrobras 2010-2020.



Fonte: Petrobras, 2010

Além dos investimentos na área de Refino, a principal área de investimentos da empresa é a Exploração e Produção, que receberá US\$ 108,2 bilhões. Outros investimentos de destaque são os investimentos de US\$ 5,7 bilhões em unidades de fertilizantes (amônia e ureia), produzidos a partir do gás natural e os investimentos em biocombustíveis, no valor de US\$ 2,3 bilhões. Em todos os investimentos estão previstos critérios de compras no mercado nacional que visam aumentar o valor adicionado dos investimentos na economia brasileira, conforme destacado na tabela 5.3 a seguir.

Tabela 5.3 – Detalhamento dos Investimentos e do Conteúdo Nacional dos Investimentos da Petrobras.

Área de Negócio	Investimento Doméstico 2010-2014	Colocação No Mercado Nacional 2010-2014	Conteúdo Nacional (*)
E&P	108,2	57,8	53%
Abastecimento	78,6	62,8	80%
Gás e Energia e Gás Química	17,6	14,4	82%
Distribuição	2,3	2,3	100%
Petrobras Biocombustíveis	2,3	2,3	100%
Áreas Corporativas	3,3	2,6	79%
Total	212,3	142,2	67%

Fonte: Petrobras, 2010

O foco no desenvolvimento de fornecedores nacionais para elevar o efeito dos investimentos no refino é uma característica importante e relevante para a análise da integração refino-petroquímica. Isso porque os combustíveis são produtos finais, destinados à geração de energia através da queima. Portanto, seu efeito sobre outras atividades industriais é limitado. Por outro lado, como são necessários vultosos investimentos ao longo da cadeia do petróleo, desde a exploração e a produção até o refino e a distribuição, para o aumento da produção de combustíveis, a aplicação de políticas de compras e conteúdo nacional é essencial para maximizar o impacto desses investimentos na economia. A lógica da agregação

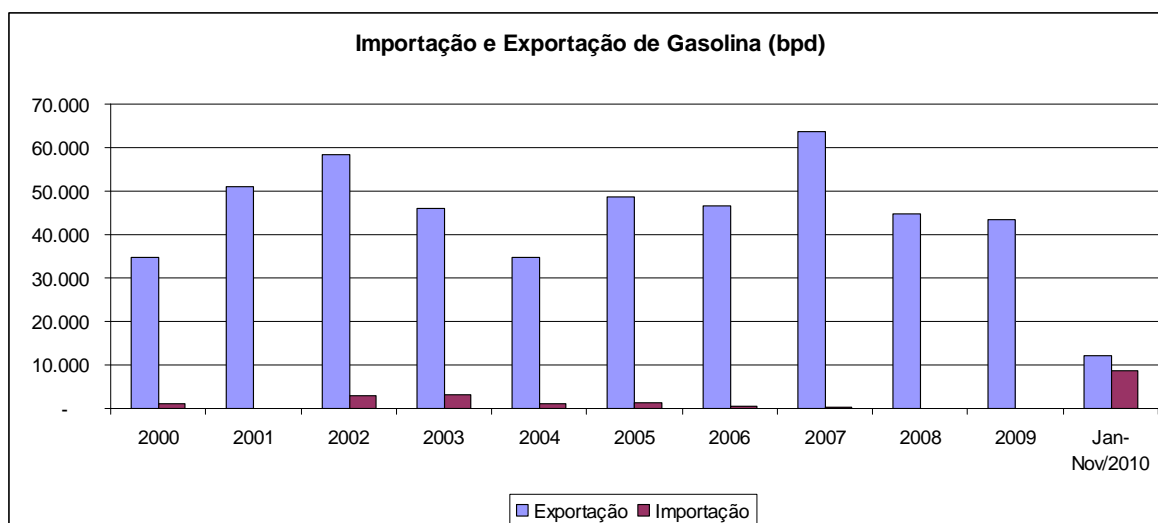
de valor na petroquímica é diferente, já que a maior parte de seus produtos são utilizados como insumos em outras atividades industriais.

5.1.3. A importância dos Biocombustíveis no Mercado Brasileiro de Refino.

Outra característica ímpar do mercado brasileiro de refino é a participação significativa do etanol como combustível utilizado em veículos flex. Essa característica, que dá enorme flexibilidade para o consumidor, gera enorme incerteza sobre a demanda para o refino. A demanda por gasolina no Brasil passou a ser determinada pela variação do preço do etanol, que é sazonal e varia de acordo com o clima (como qualquer produto agrícola) e com o preço do açúcar no mercado internacional.

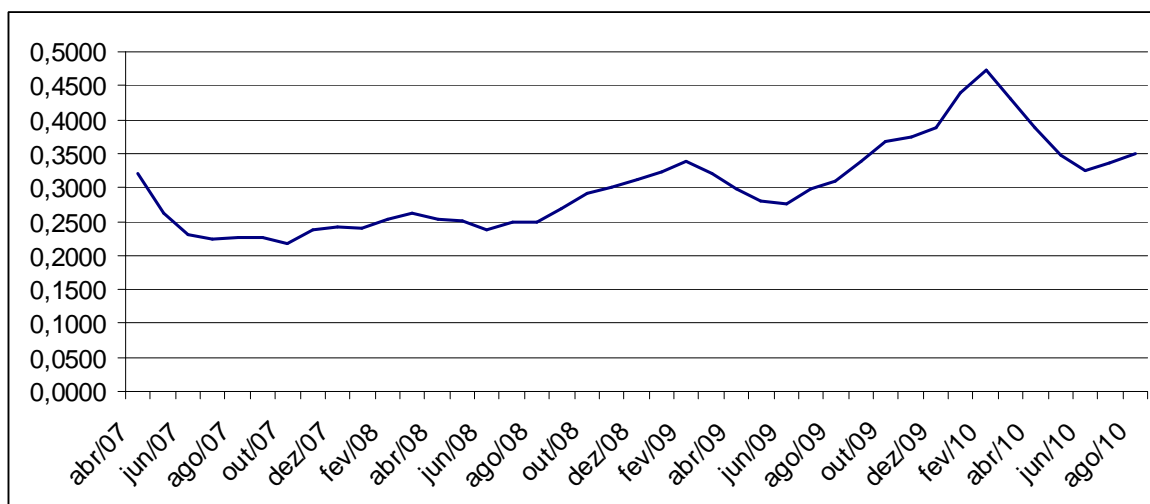
Em 2010, por exemplo, devido à alta de preços do etanol, o consumo de gasolina elevou-se substancialmente fazendo com que a Petrobras reduzisse fortemente suas exportações de gasolina e aumentasse as importações. Como podemos observar no gráfico a seguir, essa situação alterou momentaneamente uma característica estrutural do refino brasileiro, que é exportador de gasolina desde 2000. Contudo, isso mostra o efeito do etanol sobre a volatilidade de demanda no mercado de gasolina no Brasil. O preço do etanol mais elevado levou os consumidores proprietários de carros flex a abastecer gasolina, o que elevou rapidamente a demanda por esse derivado no primeiro semestre. (ANP, 2010)

Gráfico 5.5 – Balança Comercial de Gasolina no Brasil



Quando observamos as importações de gasolina em 2010 em detalhe, verificamos que 99% do volume importado foi adquirido no primeiro semestre, quando os preços da cana-de-açúcar atingiram recordes históricos, que se refletiram no preço do etanol, como pode ser observado no gráfico 5.6 (UNICA, 2010). O retorno a patamares menores, ainda que elevados no segundo semestre foi suficiente para reduzir as importações de gasolina no segundo semestre a praticamente zero. (ANP, 2010)

Gráfico 5.6 – Preço Mensal do Açúcar Total Recuperável da Cana



Fonte: UNICA (2010)

Apesar da dificuldade de avaliação das causas da importação de gasolina no primeiro semestre de 2010, pelo fato de ter sido um episódio recente, parece ter que não a tendência de produção de excedentes de gasolina no mercado brasileiro não se altera. Mesmo porque, conforme observado no capítulo 3, a substituição da gasolina pelo diesel e pelo etanol é uma tendência global do mercado de refino, devido à maior eficiência dos motores diesel e dos benefícios ambientais dos biocombustíveis. Sanderson (2010) ressalta que nos mercados do Atlântico (Américas, Europa e África), destinos tradicionais das exportações brasileiras, a demanda por destilados médios é maior do que a de gasolina e, enquanto a demanda por diesel é crescente, a demanda por gasolina é decrescente.

5.1.4 Perspectivas do Refino Brasileiro e a Integração Refino-Petroquímica

A integração refino-petroquímica pode ser uma alternativa interessante para as refinarias se adequarem aos desafios de mercado, tecnológicos e de meio ambiente, a serem enfrentados no futuro próximo. Por exemplo, a produção de petroquímicos pode ser uma alternativa à exportação de gasolina pelo refino nacional. Isso porque, frações de nafta atualmente destinadas à gasolina podem ser destinadas à produção de petroquímicos. Outra vantagem da integração é a possibilidade de valorização de correntes de menor valor, por exemplo a extração e separação de propeno e eteno dos gases de refinaria. Além disso, a integração das unidades de refino e petroquímica permite uma maior eficiência de processos e reduções de custos operacionais essenciais para a manutenção das margens e o atendimento às exigências ambientais. Adicionalmente, a integração aumenta a flexibilidade da refinaria, que pode preparar-se melhor para o atendimento das demandas mais voláteis de um mercado de gasolina nacional sujeito a variações do preço do etanol.²⁸

²⁸ Santos et al. (2006) apresenta diversas vantagens para a Refinaria Petroquímica Integrada do Rio de Janeiro (COMPERJ) : produção de derivados de maior valor agregado; economia de escala; otimização de processos e

Ressalte-se, ainda, que o fato de estarem sendo realizados grandes investimentos no parque de refino nacional pode ser uma oportunidade para a implantação de novos projetos de integração refino petroquímica. Esses projetos podem ser realizados em unidades existentes, como no caso de adaptações das unidades de FCC ou aproveitamento de gases de refinarias (HLR) para a produção de propeno e eteno, ou na concepção de novas unidades de refino integradas à produção de produtos petroquímicos, como no caso do COMPERJ.

5.2. Evolução e Estrutura atual da Indústria Petroquímica no Brasil

A Indústria Química Brasileira é a 8ª maior no mundo, tendo ultrapassado o Reino Unido em 2009, com um faturamento de US\$ 103 bilhões (ABIQUM, 2010). A indústria petroquímica é o maior segmento da indústria química brasileira, com cerca de 65% do faturamento total de US\$ 48,3 bilhões, estimado para o conjunto dos produtos químicos de uso industrial, em 2009, os quais representam, por seu turno, quase metade do faturamento total da indústria química brasileira. (Bastos e Costa, 2010)

Gomes et al. (2005) indicam os principais entraves ao crescimento e competitividade da indústria petroquímica brasileira. Dentre eles, destacava-se a falta de matérias-primas com custo competitivo e a pulverização da indústria. Bastos (2009) ressalta que a pulverização anteriormente existente evoluiu com a consolidação da indústria petroquímica. No entanto, ressalta que a indústria ainda não possui competitividade elevada frente à forte competição internacional.

melhor aproveitamento de utilidades; aumento da segurança energética do país; menores custos de transporte e de armazenamento; melhora na eficiência do processo de refino como um todo. Aponta também como principal desafio o custo de investimento elevado e dificuldades tecnológicas advindas principalmente das características do petróleo nacional.

5.2.1. Consolidação da Indústria Petroquímica no Brasil

A indústria petroquímica brasileira na sua origem era bastante pulverizada, com centrais de controle estatal e a maior parte das unidades de segunda geração de controle tripartite, compartilhado entre a Petrobras, um acionista nacional e um acionista estrangeiro, detentor da tecnologia (Montenegro, 2002).

O setor petroquímico brasileiro se consolidou nos últimos anos, através de um intenso processo de reestruturação. Esse processo teve início com a abertura comercial e a privatização, nos anos 90, das participações da Petrobras no setor, seguindo uma tendência internacional das empresas de petróleo de reforçar o seu “core business”. (Gomes et al., 2005; Santos e Ramos, 2010)

A pulverização societária com participações cruzadas no início dos anos 90 pode ser observada nas figura 5.3 a seguir:

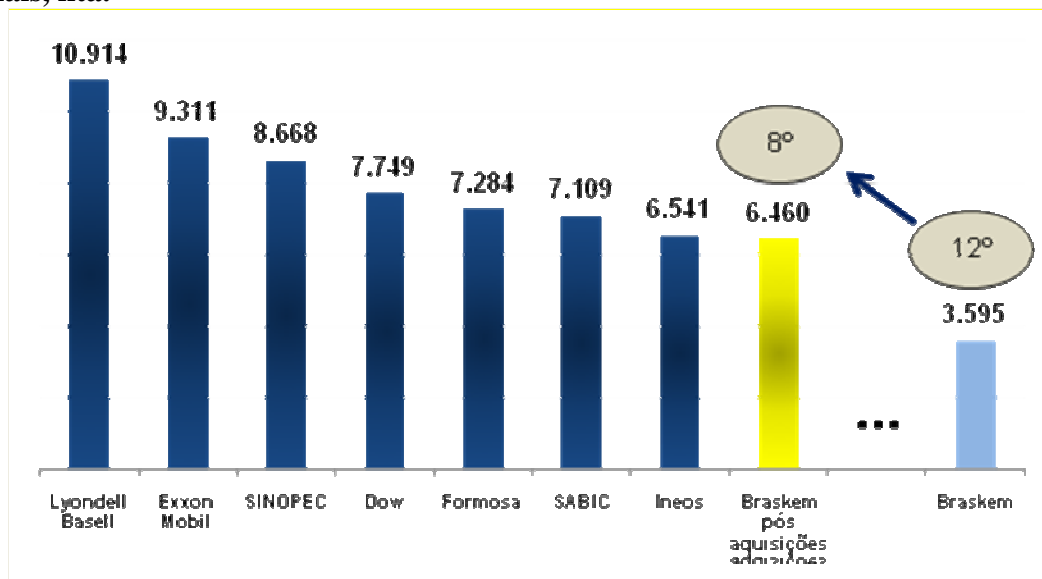
Após a privatização das participações da Petrobras, as empresas passaram, em sua maioria, a ter controle nacional, e foi iniciado um longo processo de integração através de fusões e aquisições. Em 2005, havia seis principais grupos nacionais atuantes no setor: Odebrecht (através da Braskem), Suzano, Ipiranga, Unipar, Ultra e Unigel. Além deles, existem empresas multinacionais que atuam no mercado brasileiro, em segmentos específicos (Gomes et al., 2005). Ao longo dos últimos anos os Grupos Ipiranga e Suzano se retiraram do setor e Ultra e Unigel concentraram-se em especialidades.

O processo reestruturação aumentou a competitividade da indústria petroquímica brasileira e foi acompanhado de expansões de capacidade em diversos segmentos. Com relação aos petroquímicos básicos, as principais expansões recentes foram a duplicação da central de Triunfo, RS (que utiliza atualmente cerca de 60% de matérias-primas importadas), a implantação da unidade integrada de eteno e polietilenos no Rio Polímeros (que utiliza o etano e o propano, extraído do gás natural da Bacia de Campos) e a construção das unidades de extração de propeno em refinarias da Petrobras para a produção de polipropileno em Mauá e Paulínia. (Perrone, 2010)

Nos últimos anos, o ciclo de alta de preços dos produtos petroquímicos e os bons resultados econômico-financeiros do setor colaboraram para a consolidação das empresas nacionais. A Braskem concluiu a incorporação de mais de uma dezena de unidades industriais em uma única empresa, a Suzano Petroquímica adquiriu a participação da Basell no negócio de polipropileno e tornou-se a maior produtora de polipropileno do país, sendo posteriormente vendida para a Quattor. A Rio Polímeros, produtora integrada de polietileno a partir do gás natural, iniciou suas atividades operacionais. (Bastos, 2009)

Em 2010, o processo de consolidação chega a sua etapa final com a aquisição da Quattor (antes controlada pelo Grupo Unipar) pela Braskem, com apoio da Petrobras. Após a aquisição a Braskem tornou-se a 8ª produtora mundial de resinas termoplásticas.

Gráfico 5.7 – Capacidade de Produção de Resinas dos Principais Produtores Mundiais, kta.



Fonte: Braskem, 2010

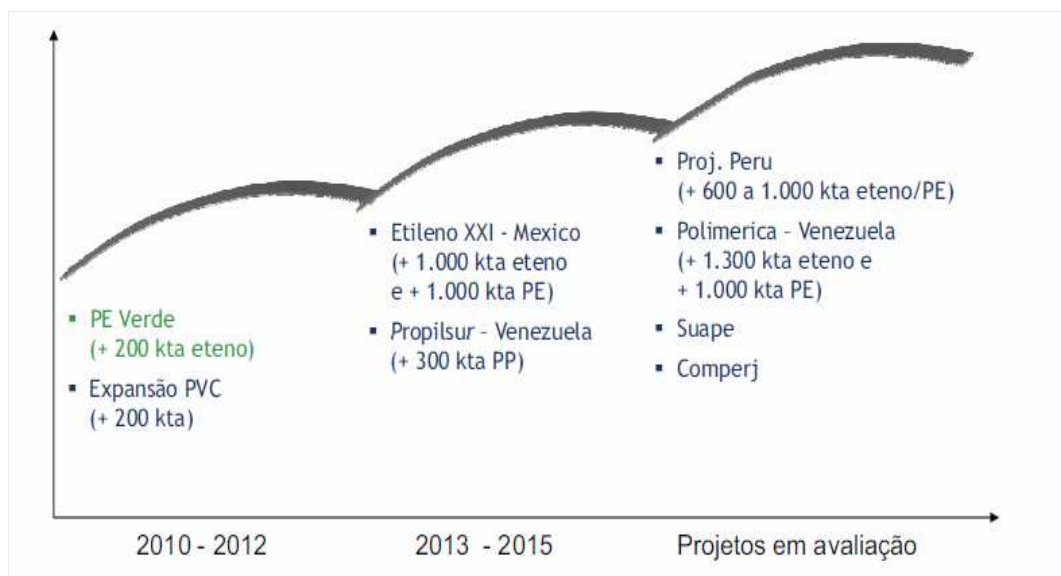
Os movimentos de consolidação corrigem uma distorção identificada por diversos autores como uma das principais razões a falta de competitividade da indústria petroquímica brasileira (Furtado, 2003; Gomes et al., 2005; Bastos, 2009). Contudo, outras condições para o aumento da competitividade, como o maior volume de investimentos em P&D, como a internacionalização e como a diversificação da produção para produtos com maior valor agregado do que as *commodities* petroquímicas, ainda não foram alcançadas pela indústria.

A integração refino-petroquímica no Brasil pode contribuir para a melhoria da capacitação de inovação e diversificação da produção da indústria petroquímica no Brasil pela maior capacitação tecnológica e escala da pesquisa da Petrobras, sobretudo no desenvolvimento de processos e catalisadores, que tem muitas sinergias com os processos químicos utilizados na fabricação de produtos químicos.

5.2.2. Previsão de Investimentos na Petroquímica Brasileira

Com a consolidação da petroquímica nacional em uma empresa principal, a previsão de investimentos na indústria passou a se confundir com a previsão de investimentos da empresa, que pode ser observada no gráfico 5.8.

Gráfico 5.8 - Plano de Investimentos da Braskem – Petroquímica.

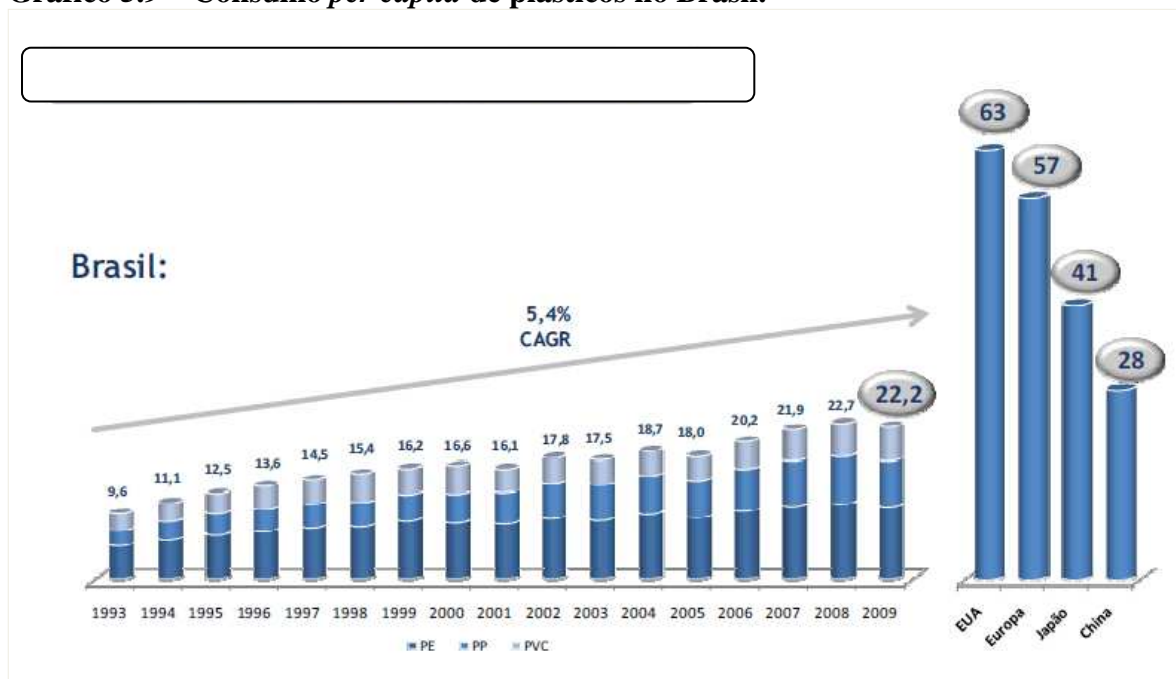


Fonte: Braskem, 2010.

A previsão de investimentos da Braskem tem como finalidade principal atender ao mercado interno, mas também aumentar a participação da empresa no mercado internacional. Esse movimento foi iniciado com a aquisição da Sunoco e com os projetos no México, Venezuela e Peru.

As perspectivas de aumento do consumo de petroquímicos no Brasil se mantêm para o futuro próximo devido à expectativa de crescimento econômico e devido ao baixo consumo per capita nacional, conforme observado no gráfico 5.9.

Gráfico 5.9 – Consumo *per capita* de plásticos no Brasil.



Fonte: Braskem, 2010.

5.2.3. A Questão da Disponibilidade e Preço das Matérias-primas petroquímicas no Brasil

Apesar da forte consolidação das empresas e das expansões realizadas, há algum tempo existe uma preocupação do mercado com o suprimento de matérias-primas. A expansão no Rio Grande do Sul foi feita com matérias-primas importadas, e a Braskem importou em 2009 cerca de 50% de suas matérias-primas. Esse cenário, em um mercado internacional com preços elevados e enorme demanda por derivados energéticos, concorrentes com a nafta petroquímica, é um fator de risco elevado para a indústria petroquímica nacional, sobretudo para os novos investimentos.

A principal matéria-prima utilizada pela indústria petroquímica brasileira é a nafta, cujo consumo atual está em torno de 10 milhões de t/ano. (ABIQUIM, 2009) Em 2009, cerca de 30% da matéria-prima utilizada para a produção de petroquímicos básicos foi importada (ANP, 2010) e os novos projetos utilizam matérias-primas

alternativas à nafta, como C₂ e C₃, extraídos do gás natural no Rio de Janeiro, e de correntes de refinarias em São Paulo. Essas soluções são, entretanto, limitadas pela quantidade disponível das matérias-primas e pela pequena diversidade de produtos que podem ser disponibilizados através dessas soluções (Gomes et al., 2005).

A escassez de matérias-primas petroquímicas, sobretudo a nafta, no Brasil, é resultante da extração de petróleos cada vez mais pesados, que têm menor rendimento de frações leves como a nafta e, sobretudo, pela inclusão da nafta na mistura da gasolina automotiva.²⁹ Além disso, as matérias-primas petroquímicas são vistas muitas vezes como um subproduto das refinarias, focadas no abastecimento de combustíveis. Por esse motivo, algumas oportunidades de maximização de produção de matérias-primas petroquímicas nem sempre são aproveitadas pela Petrobras. Com a entrada em produção do óleo do pré-sal, que deve ter características de peso intermediário e grau API médio, poderá haver um rendimento maior em matérias-primas petroquímicas.

Diante da escassez de matérias-primas convencionais para a produção de petroquímicos no Brasil, a expansão da indústria esteve ameaçada e alternativas começaram a ser estudadas e implantadas pelas empresas petroquímicas e pela Petrobras. Dentre as principais ações destacaram-se a utilização de matérias-primas importadas alternativas à nafta, como o condensado, e a implantação de separadores de propeno nas refinarias, destinados à produção de polipropileno. Essas soluções, no entanto, apenas mitigam o problema e têm limitações de volume disponível (ABIQUIM, 2007).

Por sua vez, também devido ao menor grau API dos novos petróleos extraídos da Bacia de Campos e às especificações mais rígidas para os combustíveis, conforme observado anteriormente, a Petrobras decidiu alterar o perfil de suas refinarias com a

²⁹ Em 2010, o volume de nafta importada aumentou devido à opção da Petrobras e destinar mais nafta petroquímica nacional para a produção de gasolina (ANP, 2010).

implantação de equipamentos para o processamento de petróleos pesados e eliminação de resíduos. Em diversas refinarias estão sendo implantadas unidades de HDT e coque. Além disso, a Petrobras possui tecnologia própria de craqueamento catalítico de cargas pesadas (RFCC), em operação (Perisse et al., 2004).

A alteração no perfil de processamento e, por conseguinte, nas correntes das refinarias trouxe novas oportunidades de aproveitamento dessas cargas para a produção de petroquímicos.

A Petrobras expressou desde o seu planejamento estratégico de 2005 a intenção de aumentar seletivamente sua participação no setor petroquímico. Além da diversificação de suas atividades, a atuação no setor petroquímico agrega valor aos produtos de refino fornecidos pela Petrobras e permite um melhor aproveitamento de petróleo nacional pesado, exportado com deságio pela empresa.

Por outro lado, devido ao esgotamento das fontes tradicionais de matérias-primas, a maior integração das empresas petroquímicas com as refinarias é vista como uma possível solução de suprimento pelo setor petroquímico (ABIQUIM, 2007).

As empresas petroquímicas brasileiras vêm adotando estratégia de busca por matérias-primas petroquímicas alternativas à nafta: etano, propano, propeno e buteno, além de outras frações do refino. Para o aproveitamento dessas matérias-primas estão sendo adotadas duas estratégias: a implantação de novos projetos próximos às fontes de etano (no Rio de Janeiro, na fronteira com a Bolívia e na Venezuela), ou o desenvolvimento e o uso de novas tecnologias de processo cujo objetivo é maximizar a eficiência da produção de petroquímicos básicos (propeno e eteno) em refinarias.

Dentre as iniciativas de aproveitamento de matérias-primas de refinarias destacam-se a construção de separadores de propeno em várias refinarias da Petrobras e

a utilização de correntes de refinaria para a expansão da Petroquímica União, em SP, conforme pode ser observado na tabela 5.4 a seguir.

Tabela 5.4 – Projetos de Aproveitamento do Propeno e Eteno de Refinaria.

Refinaria (Estado)	Capacidade de Produção	Cliente	Produto
PROPENO	ton/ano		
RLAM (BA)	212.000	DOW e QUATTOR	ÓXIDO DE PROPENO/ POLIPROPILENO
RECAP/RPBC (SP)	145.000	QUATTOR	POLIPROPILENO
REDUC (RJ)	140.000	QUATTOR	POLIPROPILENO
REFAP (RS)	135.000	BRASKEM/IPIRANGA	-
REVAP (SP)	140.000	Petroquímica de Paulínia S.A. e QUATTOR	POLIPROPILENO
REPLAN (SP)	200.000	Petroquímica de Paulínia S.A.	POLIPROPILENO
REPAR (PR)	110.000	QUATTOR	POLIPROPILENO
TOTAL	1.082.000		
HLR (ETENO/ETANO)	mil m ³ /dia		
REVAP/RECAP (SP)	800 a 1220	BRASKEM – SP	-

Fonte: Pinho, 2010

Outra inovação ocorrida no Brasil, no que se refere ao fornecimento de matérias-primas petroquímicas deverá ocorrer com a implantação de um complexo petroquímico integrado (COMPERJ) especialmente planejado para maximizar a fabricação de produtos petroquímicos, localizado no Rio de Janeiro. Esse projeto deverá utilizar óleos pesados extraídos da Bacia de Campos como matéria-prima e abarca uma refinaria, uma central petroquímica, uma central de utilidades e unidades de 2ª geração (Santos et al., 2006). Desde a origem, esse projeto visa integrar a produção de petroquímicos básicos e refino, a partir de petróleos pesados. No entanto, seu projeto foi modificado recentemente para ser feito em etapas. A primeira etapa, com capacidade de processamento de 165 mil b/d, deverá produzir apenas combustíveis e nafta. Na segunda

etapa, serão implantadas as unidades de petroquímicos básicos e de segunda geração e uma outra unidade de refino com capacidade de 165 mil b/d e.

O empreendimento, avaliado inicialmente em cerca de US\$ 8,3 bilhões (valor ainda preliminar referente à concepção anterior), poderá representar uma solução viável para o suprimento de matérias-primas petroquímicas, a partir de petróleos pesados. Além disso, certamente irá valorizar os petróleos produzidos na Bacia de Campos, e será uma oportunidade de desenvolvimento ainda maior de novas tecnologias de processo relacionadas à integração entre petroquímica e refino que já são dominadas pela Petrobras (Pinho, 2010).

A integração entre refino e petroquímica em uma nova refinaria (COMPERJ), com um FCC petroquímico e um HCC é uma das alternativas estratégicas escolhidas no Brasil para atender o suprimento de matérias-primas para a Petroquímica (Belato et al., 2010).

O cenário de escassez de matérias-primas petroquímicas no Brasil deve também ser alterado em função da exploração do petróleo da camada do pré-sal. As grandes reservas encontradas e a expectativa de existência de petróleos leves, que favorecem o rendimento em nafta petroquímica trazem novas oportunidades de aproveitamento desse recurso nacional em produtos petroquímicos.

Acreditava-se que a crescente escassez de matéria-prima convencional, nafta, e o esgotamento das alternativas (gás natural e gases de refinaria como o propeno) ao longo dos próximos anos, colocaria a expansão da indústria petroquímica em risco. No entanto, a construção de novas refinarias e a produção do pré-sal poderão disponibilizar maior quantidade de nafta e gás para a petroquímica no longo prazo. Os investimentos em refino da Petrobras foram apresentados em detalhe no início deste capítulo.

Quanto às descobertas do pré-sal, as grandes reservas encontradas, da ordem de 5 a 8 bilhões de barris em cada um dos campos de Lula, Iara, Guará e Cernambi, além de reservas possíveis ainda maiores em outros campos, como Carioca, as reservas totais poderiam chegar a 33 bilhões de bep. O pré-sal pode colocar o país entre os maiores produtores de petróleo do mundo, com fortes efeitos sobre o refino e a petroquímica. É ainda incerto o potencial de produção de gás natural do pré-sal, contudo essa também pode ser uma fonte importante de matérias-primas para a petroquímica brasileira.

Adicionalmente, o Brasil é o principal exportador de álcool, uma produção muito competitiva em relação aos demais produtores mundiais. Estão sendo previstos novos projetos no país de produção de materiais a partir do Etanol, que podem trazer bons resultados para as empresas instaladas no país. A Braskem implantou um projeto de produção de polietilenos a partir de etanol no Rio Grande do Sul e outras companhias também divulgaram a intenção de seguir esta rota para aproveitar o baixo custo de produção dessa matéria-prima renovável no Brasil. Além disso, existem boas perspectivas para o desenvolvimento da química verde no Brasil nos próximos anos baseada em diversas fontes renováveis de matérias-primas (CGEE, 2010).

Apesar da principal matéria-prima petroquímica (a nafta) ainda ser importada em grande quantidade para atender à demanda nacional, as boas perspectivas de aumento na produção de petróleo e na capacidade de refino poderão resolver a questão da disponibilidade de matérias-primas no futuro.

Apesar das boas perspectivas de disponibilidade de matérias-primas no futuro, conforme observado no capítulo 3 a petroquímica nacional terá que competir com um mercado globalizado, com novos produtores localizados no Oriente Médio. A disputa é dificultada pelo fato de que suas unidades possuem acesso a matérias-primas muito

baratas e escalas muito grandes. Portanto, para que a indústria nacional possa ser competitiva, deve existir uma política de preços compatível com essa realidade.

A mudança da situação de importador de petróleo e derivados para exportador de petróleo e derivados deve alterar a lógica de preços das matérias-primas petroquímicas, de modo a estimular o aumento da produção nacional de petroquímicos e estimular a indústria de bens de consumo final. Isso porque a alternativa a essa prática é a exportação de petróleo com desconto e derivados de baixo valor agregado no mercado internacional. Sob a mesma ótica do programa de compras e conteúdo nacional, que visa agregar valor e desenvolver a indústria de bens de capital a partir da cadeia do petróleo, deveria haver uma política de preços específica para as matérias-primas petroquímicas, visando estimular a internalização da produção de petroquímicos e de produtos baseados nessas matérias-primas, como os plásticos, visando aumentar a competitividade da indústria de bens de consumo final no Brasil.

Contudo, apesar das boas oportunidades o que vemos atualmente é uma balança comercial da indústria química deficitária no Brasil, com déficit crescente nos últimos 9 anos. Entre 1991 e 2009, o déficit passou de US\$ 1,5 bilhão para 15,7 bilhões. (ABIQUIM, 2010)

O déficit da indústria química é distribuído principalmente entre os seguintes segmentos: fertilizantes (39%), produtos orgânicos (18%), resinas e elastômeros (10%), Farmacêutica (22%) e defensivos agrícolas (7%), outros (4%). (Bastos e Costa, 2010)

5.2.4. Agregação de Valor e Diversificação da Petroquímica no Brasil

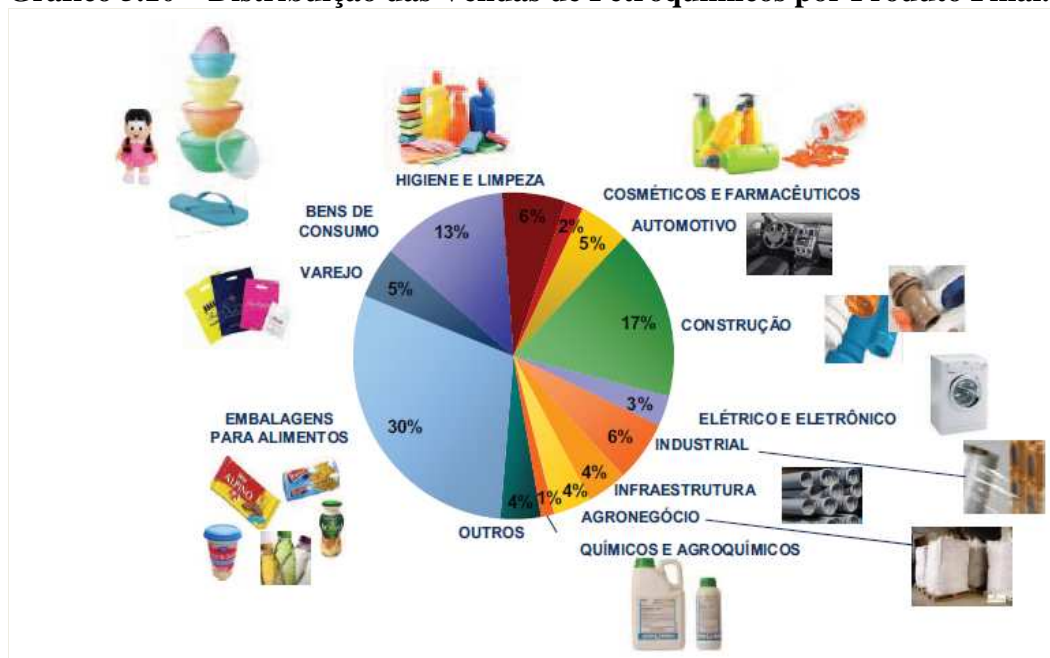
Enquanto no Oriente Médio, a indústria petroquímica é vista como uma forma de diversificação de suas economias, fortemente baseadas na exportação de petróleo e, portanto, existe um estímulo à implantação dessas unidades. No Brasil, a petroquímica é

considerada apenas um cliente do refino, cujo abastecimento não é prioritário, não sendo suprido por produção nacional, como fica evidente pelo volume elevado de importações.

A diferença, no entanto, está na capacidade da petroquímica de permear outras atividades, como fornecedor de embalagens, de peças e de insumos. Enquanto os combustíveis são destinados principalmente a consumidores finais no mercado de transportes.

Os produtos petroquímicos têm uma série de aplicações intermediárias que agregam valor na cadeia industrial em cada etapa subjacente. No Brasil, apenas no mercado de resinas termoplásticas, principais produtos petroquímicos, existem cerca de 11 mil empresas clientes, que geram 323,7 mil empregos. (ABIPLAST, 2009) Essas empresas, por sua vez fornecem produtos para as indústrias de alimentos, higiene e limpeza, construção civil, cosméticos, etc. conforme apresentado no gráfico 5.10.

Gráfico 5.10 – Distribuição das Vendas de Petroquímicos por Produto Final.



Fonte: ABQUIM, apud Braskem 2010.

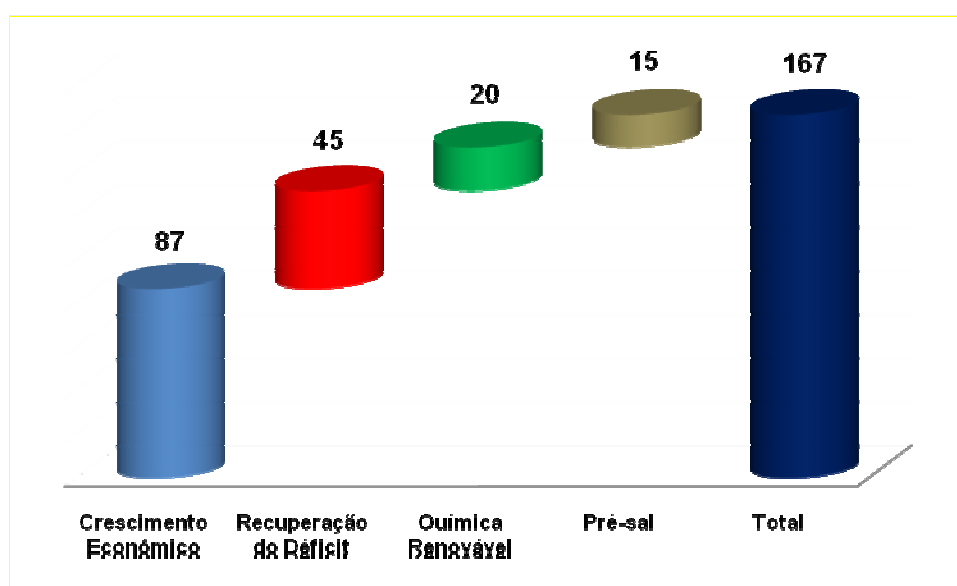
Bastos e Costa (2010) destacam o impacto da indústria química sobre a economia através da análise da matriz insumo-produto nacional. De acordo com as autoras “...a indústria química participa ativamente de quase todas as cadeias produtivas da indústria, da agricultura e de serviços e está presente em setores produtivos estratégicos. Nesse sentido, sua importância transcende os limites do próprio escopo, em função dos elevados encadeamentos na economia, tanto a montante quanto a jusante....Na indústria química, destacam-se os segmentos de produtos químicos (quarta posição no ranking de encadeamentos para frente e sexta nos encadeamentos para trás), resinas e elastômeros e produtos e preparados químicos diversos, resultando em importantes efeitos multiplicadores de produção e emprego... Os segmentos da indústria química apresentam elevados multiplicadores, com destaque para o segmento de fabricação de resinas e elastômeros... Nesse caso, para cada aumento de uma unidade monetária na demanda final do setor, a produção da economia aumentará em 2,37.”

Ainda que os impactos da indústria sobre a economia sejam significativos e que tenha havido forte consolidação da indústria petroquímica nacional, a produção nacional é pouco diversificada em termos de produtos. A Braskem possui um foco em resinas termoplásticas. Outros produtos petroquímicos são produzidos por outras empresas, como é o caso dos elastômeros, surfactantes, dentre outros diversos produzidos no Brasil e muitos outros que poderão vir a ser produzidos no Brasil.

Buscando estimar o impacto de incentivos ao desenvolvimento da indústria química no Brasil, a ABIQUIM elaborou um documento chamado de Pacto da Indústria Química, que visa estimar os investimentos necessários para aumentar o crescimento da indústria química no Brasil. A proposta consiste em aumentar a produção nacional de químicos que são importados atualmente para reduzir o déficit na balança comercial de químicos e aumentar a produção em segmentos de destaque, com vantagens

comparativas ou mercados em crescimento no Brasil, como químicos de origem renovável e químicos para a cadeia do petróleo. (ABIQUIM, 2010b) O gráfico 5.11 apresenta os valores estimados pela ABIQUIM para execução do plano de investimentos do Pacto, que totalizam R\$ 167 bilhões.

Gráfico 5.11 – Oportunidades de investimento na indústria química até 2020, em US\$ bilhões.



Fonte: ABQUIM, 2010b.

5.3. Conclusões do Capítulo 5

Existem grandes diferenças entre os mercados brasileiros de refino e petroquímica e os mercados mundiais. A primeira delas é o grau de concentração que em ambos os casos é muito elevado. A Petrobras e a Braskem praticamente dominam os mercados dos principais produtos. O que mitiga alguns dos possíveis efeitos negativos de poder de mercado oriundos desta concentração é a abertura do mercado brasileiro a produtos importados de diversas origens.

No caso específico do refino, o grau de complexidade das refinarias brasileiras é menor do que em países desenvolvidos, com unidades de FCC e coqueamento retardado como principais unidades de conversão, cuja tecnologia é dominada pela Petrobras. As especificações dos produtos são menos rígidas do que em países desenvolvidos, o que pode ser observado principalmente no mercado de combustíveis, onde níveis de enxofre e octanagem, por exemplo, são muito menos restritivos do que na Europa e EUA.³⁰

Para aumentar a qualidade do diesel e da gasolina, a Petrobras teria que reduzir a capacidade de produção do parque atual, devido às restrições impostas pelas unidades existentes. Portanto, investimentos em novas unidades seriam necessários mesmo para manter a capacidade de produção atual com maior qualidade.

Na petroquímica, o grau de desenvolvimento tecnológico é menor do que nos países desenvolvidos, o que limita a atuação das empresas a mercados de commodities com margens menores. Algumas exceções, que indicam o sucesso de esforços de P&D são o desenvolvimento do polietileno de ultra alta densidade e do polietileno verde pela Braskem. O aumento do esforço de desenvolvimento tecnológico e inovação deve ser uma prioridade no futuro para permitir a diversificação da indústria e a elevação das margens. Nesse sentido a integração com o Refino é importante no Brasil, pois permite acesso à infraestrutura de pesquisa da Petrobras, empresa com grandes investimentos em P&D e sucesso no desenvolvimento de novas tecnologias. Dentre as diversas tecnologias desenvolvidas pela empresa destaca-se a tecnologia de FCC petroquímico, importante alternativa para a integração refino-petroquímica.

³⁰ Nenhuma refinaria da Petrobras possui unidade de HCC necessária para obter combustíveis com baixíssimo teor de enxofre, a partir de petróleos pesados como o brasileiro. São também raras ou inexistentes as unidades de reforma, alquilação e isomerização, necessárias para a obtenção de gasolinas de alta octanagem.

Ao contrário da indústria petroquímica mundial, a petroquímica nacional não é globalizada e um esforço de internacionalização deve ser realizado para acesso a matérias-primas competitivas e mercados consumidores em crescimento.

Quanto às motivações para integração, a participação relevante da Petrobras na Braskem alinhou os objetivos do refino e da petroquímica no país. A forma de integração já foi, portanto, escolhida pelas companhias, através do compartilhamento do controle na atividade de petroquímica. Desta forma, a petroquímica nacional foi mantida privada, podendo, contudo compartilhar estratégias com a Petrobras. Essa solução permite o alinhamento das estratégias empresariais das duas companhias, reduzindo a assimetria de informações entre elas. Com isso, pode-se obter maior eficiência nos processos produtivos e reações mais rápidas às incertezas de mercado. Evitam-se também comportamentos oportunistas em uma relação onde a frequência das transações e a especificidade dos ativos são muito elevadas. Contudo esta atuação coordenada nas atividades de refino e petroquímica ainda não está sendo exercida pelas empresas como poderia.

A integração física das unidades de refino e petroquímica já vem sendo concretizada na prática através do aproveitamento de correntes de refinaria adequadas à petroquímica, mediante a implantação dos diversos projetos de separação de propeno para a produção de polipropileno e da separação de gás de refinaria para a produção de eteno, na central de São Paulo.

A alteração do projeto do COMPERJ, para um projeto em 3 etapas ao invés de uma unidade de produção dedicada à produção de petroquímicos foi resultado de uma avaliação conjunta das oportunidades nos mercados de refino e petroquímica pela Petrobras. A alteração do projeto pela Petrobras foi ocasionada pela avaliação da COMPERJ em conjunto com o parque instalado da companhia, que indicou uma maior

rentabilidade da produção de derivados (principalmente diesel de alta qualidade) e de petroquímicos, ao invés de uma produção exclusivamente dedicada a petroquímicos, conforme a configuração inicial.³¹

Por outro lado, a implantação do projeto em etapas reduz o risco de atrasos para os parceiros privados que deverão implantar as unidades petroquímicas e permitem uma reavaliação das unidades de petroquímica possíveis, diante das novas perspectivas de produção de gás natural do pré-sal. Finalmente, a maior escala o projeto permitirá a otimização das correntes de refino, direcionando frações leves parafínicas e pesadas aromáticas para a produção de petroquímicos e frações médias e pesadas parafínicas para a produção de diesel e QAV. É importante, contudo, evitar que os projetos de engenharia de refino e de produção de petroquímicos do COMPERJ sejam realizados separadamente, pois nesse caso as sinergias da integração não seriam plenamente aproveitadas.

Em países em desenvolvimento, com mercados em expansão, acesso a matérias-primas e novos investimentos, a integração refino-petroquímica é uma tendência, que permite agregar valor ao petróleo, aproveitam sinergias das duas atividades e diversificar a produção, com efeitos positivos sobre as economias nacionais. Conforme observado no capítulo 3, diversos complexos integrados de refino e petroquímica estão em operação e implantação nesses países (Santos et al., 2010).

Buscando analisar as alternativas de integração entre o refino e a petroquímica no Brasil, o próximo capítulo apresenta modelos construídos a partir das informações descritas neste capítulo e nos capítulos anteriores. São simuladas alternativas possíveis para duas unidades de refino. Uma unidade integrada de produção de combustíveis e petroquímicos e outra dedicada à produção de combustíveis, ambas localizada no Brasil

³¹ Como será observado através dos modelos do capítulo 6, existem diversas configurações possíveis para aproveitar as sinergias da integração refino-petroquímica, sendo ideal definir a configuração ideal através da otimização conjunta da produção de combustíveis e petroquímicos.

e processando petróleo nacional para atender às especificações locais de produtos. Desta forma, podem ser obtidos resultados comparativos entre as configurações de refino integrado com petroquímica e isolado, considerando as características de mercado e do petróleo pesado nacional, utilizado nos modelos.

Capítulo 6 – Modelagem de Alternativas de Configurações de Refino e de Integração Refino-Petroquímica em uma Refinaria Hipotética Brasileira. Metodologia, Descrição e Resultados dos Modelos.

Como vimos no capítulo 1, a teoria econômica elege diversas justificativas para a integração vertical das firmas. Entre elas, destacam-se a especificidade dos ativos, o nível de incerteza, a frequência das transações e a assimetria das informações. Ademais, externalidades, como as questões ambientais, também podem influenciar sobre a decisão de integração vertical. Nos capítulos anteriores, buscou-se avaliar se estas características existem na inter-relação entre os mercados de refino e petroquímica.

Contudo, além das justificativas da teoria econômica, podem existir razões decorrentes da otimização de custos e eficiência de processos, que justificariam a integração física das unidades de refino e petroquímica. Este capítulo busca testar a hipótese de viabilidade da integração das atividades de refino e petroquímica, diante das restrições tecnológicas existentes, das características das unidades de processo individuais e das alternativas de configurações dessas unidades em uma refinaria integrada. Essas premissas e restrições, que afetam os custos e a eficiência dos processos, foram utilizadas para formatar modelos representativos de unidades integradas de refino e petroquímica.

As informações dos capítulos anteriores foram utilizadas para definir as premissas dos modelos de simulação e otimização elaborados nesta Tese, e descritos e analisados neste capítulo. Para que seja possível uma avaliação integrada dos aspectos financeiros, tecnológicos e ambientais, modelos de simulação e otimização foram desenvolvidos, buscando representar unidades integradas de refino e petroquímica e compará-las com unidades de refino dedicadas à produção de combustíveis, todas projetadas para atender ao mercado brasileiro.

A partir das premissas definidas nos capítulos anteriores, este capítulo busca testar a hipótese de viabilidade da estratégia de integração refino-petroquímica, através da comparação de configurações de refino alternativas para uma nova refinaria hipotética no Brasil, que permitam atender aos objetivos de processar petróleos pesados nacionais para a produção de combustíveis e/ou petroquímicos, ambos produtos com demanda crescente no país.

As unidades hipotéticas comparadas nos modelos a seguir buscam atender as demandas por combustíveis e petroquímicos no país, principalmente destilados médios, eteno, propeno e aromáticos. Elas são em certa medida compatíveis com as proposições da Petrobras de atender ao mercado com novas unidades voltadas para a produção de diesel, como é o caso da RNEST e das refinarias Premium, e com a proposição de uma refinaria para a produção de combustíveis e petroquímicos, como é o caso do COMPERJ. Nesse contexto, os modelos propõem a simulação e a otimização de configurações de refino dedicadas à produção de combustíveis ou integradas com petroquímica.

A metodologia de análise é comparativa. Pretende-se testar cada uma das configurações propostas, comparando-a com as demais, com o objetivo de destacar vantagens e desvantagens do modelo integrado em relação ao modelo isolado. Os principais itens a serem analisados são a viabilidade técnica, a rentabilidade e as emissões de CO₂ de cada uma das configurações propostas. Pretende-se também comparar a magnitude dos investimentos necessários para cada configuração e analisar a contribuição de algumas das unidades de processo para o desempenho das configurações sugeridas.

Os modelos pretendem, portanto, testar sobretudo a hipótese de que se justifica o projeto e implantação de uma unidade de refino e petroquímica fisicamente integrada no Brasil.

6.1 Construção dos Modelos

Para testar as configurações propostas de refino e petroquímica integrados, foram construídos 2 modelos. O primeiro tem como base um modelo de simulação de refino, desenvolvido em planilha eletrônica e apresentado em Gomes (2008) e em Szklo et al. (2007).

O modelo de simulação permite que seja testado o desempenho da refinaria a partir de alterações nas configurações de processo. O modelo foi utilizado inicialmente para a comparação entre as opções das principais unidades de conversão na refinaria: FCC ou HCC. Em seguida foi avaliada a alternativa de um FCC petroquímico, com maior rendimento em propeno alternativamente ao FCC convencional, o que consubstancia uma das alternativas tecnológicas de integração refino-petroquímica. Cada uma dessas 3 alternativas foi, então, testada em associação com uma unidade de craqueamento a vapor para a nafta produzida na refinaria (outra alternativa de integração refino-petroquímica). Os fluxos entre as unidades, as capacidades e os rendimentos das unidades são premissas no modelo de simulação e o produto da refinaria varia em cada alternativa de configuração. Além disso, devido a sua maior simplicidade e facilidade operacional, o modelo de simulação ajudou na definição e verificação da consistência das premissas utilizadas nos modelos de simulação e otimização.

O segundo modelo tem como base um modelo em programação linear desenvolvido pelo IFP (Lantz et al., 2005; Saint-Antonin, 1998) e adaptado para as

condições de refino brasileiras, sobretudo as características e rendimentos do petróleo brasileiro Marlim e a inclusão de unidades de processo petroquímicas, como o craqueamento a vapor e o FCC petroquímico. Os modelos de otimização possuem uma lógica bastante diferente dos modelos de simulação. A configuração das unidades de processo, não é definida *a priori*, apenas os limites de capacidade e os fluxos possíveis entre as unidades, além dos rendimentos e qualidades de cada produto produzido em cada unidade de processo. O modelo determina a configuração mais eficiente (de menor custo) para atender a uma determinada demanda. Desta forma, é possível, não só comparar unidades de processo como o FCC e HCC, mas também identificar a configuração mais eficiente (em termos de capacidade das unidades e fluxos entre elas) utilizando as diversas alternativas possíveis.

Portanto, o modelo de otimização permite testar não só se a alternativa de integração é viável, ou comparativamente melhor do que a alternativa dedicada à produção de combustíveis, mas também qual a configuração de integração refino-petroquímica seria a alternativa mais eficiente. Adicionalmente, a análise dos modelos de otimização sugere outros resultados interessantes para a estratégia de integração refino-petroquímica, descritos no capítulo 6, como por exemplo os custos marginais de produção de cada produto e o impacto de futuras restrições à emissão de CO₂ sobre as configurações de processo e a rentabilidade das refinarias.

Note-se que a utilização de modelos de simulação e otimização, que buscam um entendimento completo do processo de refino e petroquímica de forma integrada é uma ferramenta adequada para auxiliar na decisão de investimentos nesses dois setores. Usualmente, os modelos de simulação e otimização são utilizados nas refinarias de petróleo, apenas para otimizar a programação da produção de unidades existentes. Eventualmente, os modelos de simulação ou otimização são utilizados para comparar

alternativas tecnológicas de projeto, a partir de premissas previamente definidas. No entanto, a utilização de um modelo de otimização para analisar aspectos tecnológicos, econômicos, financeiros e ambientais, considerando a demanda de mercados de combustíveis e de produtos petroquímicos de forma integrada representa uma novidade na forma de avaliação de projetos, já que, em geral, a análise financeira é realizada separadamente, em etapa subsequente à definição da configuração técnica otimizada pelo modelo. Os aspectos ambientais, por sua vez, são muitas vezes negligenciados na fase de projeto, sendo analisados em relatórios de impacto ambiental, totalmente destacados dos modelos que determinam a configuração técnica otimizada da refinaria. A análise dos modelos de otimização permite avaliar e medir o impacto de fatores ambientais, como a emissão de CO₂. (Manne, 1958; Saint-Antonin, 1998; Babusiaux, 2003; Babusiaux e Pierru, 2007; Tehrani, 2007).

A escolha do petróleo tipo Marlim como único petróleo utilizado como insumo foi decorrente do aumento do volume de exportação deste petróleo pela Petrobras, com desconto sobre os petróleos de referência devido às suas características de baixo grau API e alto teor de nitrogenados e alta acidez (Machado, 2004). A utilização deste petróleo em unidades de refino no Brasil permitiria reduzir o volume de exportação e absorver esse diferencial de preço, contribuindo para a rentabilidade da refinaria. Além disso, a utilização de um único petróleo como insumo para as configurações propostas simplifica o modelo e permite focar a análise nas características das unidades de processo. Em contrapartida a essa simplificação, os modelos consideram em detalhe os rendimentos e qualidades de produtos intermediários e finais correspondentes ao petróleo Marlim para cada uma das unidades de processo, visando uma maior adequação do modelo à realidade de uma unidade de refino. Os parâmetros de

rendimento e qualidades de cada uma das correntes de hidrocarbonetos produzidas nas diversas unidades estão descritas no anexo I ao modelo de simulação.

6.2. Descrição das principais unidades de processo de refino e petroquímica dos modelos

As principais unidades de processo que constituem os modelos são: Destilação atmosférica e a vácuo; FCC, Coqueamento retardado, Hidrotratamentos, Reforma catalítica, Alquilação, Isomerização e Craqueamento a vapor.³² As características destas unidades, seus consumos de utilidades, custos de investimento e de produção, rendimentos e qualidades de seus produtos foram parametrizados durante o doutorado no PPE/COPPE e no estágio doutoral realizado no IFP.

Uma breve descrição das principais características das unidades, utilizadas nos modelos de simulação e otimização, é realizada a seguir. Os quadros de rendimentos das unidades foram elaborados à partir de informações obtidas de diversas fontes, entre elas, publicações, estudos técnicos e entrevistas.

6.2.1. Destilação Atmosférica e Destilação a Vácuo

A unidade de destilação atmosférica é a primeira unidade de processo e, portanto, aquela que determina a capacidade de processamento de petróleo da refinaria. O processo de separação ocorre na coluna de destilação onde o petróleo preaquecido a cerca de 300 a 400°C. Em cada estágio da coluna de destilação é então retirado uma corrente de hidrocarbonetos, de acordo com a sua temperatura de ebulição. No topo da coluna são extraídos gás combustível (com H₂S e NH₃), C₂ e C₃ e C₄. De cima para

³² As descrições das unidades foram baseadas em Szklo e Uller (2008).

baixo em cada estágio são extraídas as seguintes correntes, com pontos de ebulição e composição típicas:

- Nafta, gasolina e compostos leves (temperatura de ebulição: $< 180^{\circ}\text{C}$; $\text{C}_3\text{-C}_{12}$);
- Querosene (temperatura de ebulição: $180\text{-}240^{\circ}\text{C}$; $\text{C}_8\text{-C}_{17}$);
- Gasóleo leve (temperatura de ebulição: $240\text{-}300^{\circ}\text{C}$; $\text{C}_8\text{-C}_{25}$);
- Gasóleo Pesado (temperatura de ebulição: $300\text{-}360^{\circ}\text{C}$; $\text{C}_{20}\text{-C}_{25}$);
- Resíduo atmosférico (temperatura de ebulição: $> 360^{\circ}\text{C}$; $> \text{C}_{22}$).

A unidade de destilação a vácuo utiliza temperatura semelhante, de cerca de 400°C , contudo utiliza o vácuo como forma de diminuir a temperatura de ebulição de frações mais pesadas. Com isso é possível o aproveitamento do resíduo atmosférico para a produção de frações mais leves, notadamente gasóleo leve de vácuo e gasóleo pesado de vácuo, destinados para unidades de craqueamento e de coqueamento retardado.

Ressalte-se que por serem unidades energo-intensivas, as unidades de destilação em conjunto consomem cerca de 30% da energia em uma refinaria complexa a 60% em uma refinaria simples. (Reinaud, 2005)

Os rendimentos específicos das unidades de processo, utilizando como carga o petróleo Marlim, utilizados no modelo de simulação, podem ser observados nas tabelas 6.1 e 6.2, a seguir.

Tabela 6.1 - Rendimentos da Destilação Atmosférica para o Petróleo Marlim.

Rendimento	t %
GLP	0,27
Nafta leve	4,24
Nafta pesada	2,91
Querosene	5,97
Gasóleo leve	9,89
Gasóleo pesado	12,22
Resíduo atmosférico	64,50
Total	100,00

Fonte : Elaboração própria

Tabela 6.2 - Rendimentos da Destilação a Vácuo para o Petróleo Marlim.

Rendimento	t %
Gasóleo leve de vácuo	16,96
Gasóleo pesado de vácuo	33,59
Resíduo de vácuo	49,45
Total	100,00

Fonte : Elaboração própria

6.2.2. Coqueamento Retardado

A unidade de coqueamento retardado é uma unidade de craqueamento térmico não catalítico. Por esse motivo, a qualidade da carga não é um fator restritivo ao craqueamento. Em geral, a unidade recebe como carga o resíduo de vácuo, que é fracionado em uma torre que separa gases combustíveis, gasolina de coque, gasóleo de coque e coque de petróleo.

O coque de petróleo é um sólido composto essencialmente carbono puro e impurezas. Ele pode ser utilizado como energético, dentro ou fora da refinaria, ou pode ser vendido comercialmente como matéria-prima para a indústria siderúrgica. Uma das principais utilizações do coque de petróleo é na indústria de alumínio, após sofrer um processo de calcinação para reduzir a umidade.

A temperatura da unidade de coqueamento retardado é de cerca de 500°C. Seu processo visa quebrar as moléculas grandes de resíduos em moléculas menores com maior valor agregado para a refinaria, como gasolina que podem ser utilizadas para a produção de diesel e gasolina. Em geral os produtos de uma unidade de coqueamento devem ser tratados em unidades de hidrocrackeamento para a retirada de impurezas antes de serem misturados para a produção de diesel e gasolina.

A conversão de uma unidade de coqueamento retardado em produtos é alta, sendo cerca de 30% em coque e 70% em outros produtos mais leves. O rendimento dessa unidade para o petróleo Marlim, pode ser observado na tabela 6.3 a seguir:

Tabela 6.3 - Rendimentos do Coqueamento Retardado para o Petróleo Marlim.

Rendimento	t %
H₂S	
Gás	7
GLP	4
Nafta leve	10
Nafta pesada	3
Gasóleo leve de coque	30
Gasóleo pesado de coque	12
Coque	34
Total	100

Fonte : elaboração própria

6.2.3. Craqueamento Catalítico (FCC)

As unidades de craqueamento catalítico (FCC) atuam em condições menos rigorosas de temperatura, sendo mais seletivas, através da utilização de catalisadores que estimulam a quebra de moléculas maiores em produtos de maior valor agregado para a refinaria.

A unidade de FCC é a principal unidade de processo das refinarias em operação no Brasil. Sua função principal é transformar cargas pesadas (principalmente gasóleos pesados) em gasolina e leves (C3 e C4). Em geral mais de 50% da carga de uma unidade de FCC é transformada em correntes adequadas para a mistura de gasolina.

Apesar de ser uma unidade fundamental para o aumento da produção de gasolina na refinaria, o FCC convencional não consegue quebrar os anéis aromáticos de cargas pesadas. Por esse motivo, foram desenvolvidos RFCC (FCC para resíduos pesados) capazes de realizar esta tarefa e aumentar o rendimento em leves de cargas aromáticas, através da operação em condições mais rigorosas e alterações nos catalisadores e na engenharia das unidades.

Além disso, com o aumento do consumo de derivados médios como o diesel e o QAV, em relação ao consumo de gasolina, as unidades de FCC vêm sendo modificadas para aumentar o rendimento em médios e reduzir o rendimento em gasolina. Uma

alternativa que vem sendo desenvolvida com sucesso por diversas empresas, entre elas a Petrobras, a UOP e a KBR é o desenvolvimento de um FCC Petroquímico, que maximiza a produção de olefinas leves (notadamente C3 e C4) em detrimento da produção de gasolina. (Pimenta e Pinho, 2004) Essa tecnologia é uma das alternativas de produção de petroquímicos (principalmente propeno) dentro da refinaria e é discutida mais adiante neste capítulo.

O FCC é também uma unidade que produz a maior parte da energia que consome, sobre a forma de coque, consumido no processo e sob a forma de gases combustíveis disponibilizados para a refinaria.

Os rendimentos da unidade de FCC convencional e do FCC petroquímico para o petróleo Marlim são apresentados nas tabelas 6.4 e 6.5 a seguir.

Tabela 6.4 - Rendimentos do FCC Convencional para o Petróleo Marlim.

Rendimento	t %
Gás	4
GLP	20
Nafta	55
Óleo leve de FCC	10
Resíduo de FCC	5
Coque	6
Total	100

Fonte : elaboração própria

Tabela 6.5 - Rendimentos do FCC Petroquímico para o Petróleo Marlim.

Rendimento (*)	t %
Gás	9
GLP	41
Nafta	28
Óleo leve de FCC	9,5
Resíduo de FCC	5
Coque	7,5
Total	100

(*) Da parcela de 41% em GLP na tabela acima, 20,5% são propeno e 4% eteno.

Fonte : elaboração própria

6.2.4. Hidrocraqueamento (HCC) e Hidrotratamentos

Os processos de hidrocraqueamento utilizam um reator sob pressão e temperatura até 500°C, na presença de catalisador metálico e de hidrogênio. Devido à presença do hidrogênio, impurezas na corrente de hidrocarbonetos podem gerar compostos sulfurados, nitrogenados e oxigenados que contaminam o catalisador. Portanto, suas cargas devem ser purificadas, normalmente por unidades de hidrotratamento.

A unidade de HCC é uma das mais flexíveis de uma refinaria. As cargas processadas podem ser diversas, por exemplo, resíduo de FCC ou gasóleo pesado de coque. Ao utilizar temperaturas, catalisadores e quantidades de hidrogênio diversas, também podem ser alterados substancialmente os rendimentos da unidade. Enquanto nos EUA muitas unidades de HCC recebem o resíduo de FCC com o objetivo de maximizar a produção de gasolina, na Europa, outras unidades recebem resíduo de vácuo para maximizar a produção de médios.

Além da flexibilidade operacional, a qualidade dos produtos do HCC é excepcional, produzindo destilados médios com baixíssimo teor de enxofre (< 10 ppm) e alto nível de cetanas.

Ao contrário da unidade de FCC, a unidade de HCC consome energia. Contudo a principal demanda energética da unidade recai sobre a produção do hidrogênio, em geral produzido em unidades de reforma catalítica ou reforma de gás natural.

O HCC utilizado nos modelos do capítulo 6 da Tese é uma HCC ajustado para a produção de derivados médios, conforme os rendimentos mostrados na tabela 6.6, a seguir.

Tabela 6.6 - Rendimentos do HCC Petroquímico para o Petróleo Marlim.

Rendimento	t %
H ₂	-3,3
Gás	2,5
GLP	7,5
Gasolina leve	13,5
Gasolina Pesada	30,7
Querosene	22
Diesel	18
Resíduo de HCC	9,1
Total	100

Fonte : elaboração própria

As unidades de hidrotratamento se diferenciam do HCC principalmente no que diz respeito aos catalisadores, que são seletivos para os contaminantes (enxofre, nitrogênio, metais etc.). Unidades mais brandas em geral são para remoção de enxofre e conversão de olefinas em parafinas enquanto unidades mais severas removem compostos nitrogenados, compostos sulfurados maiores e podem quebrar até mesmo anéis aromáticos.

6.2.5. Reforma Catalítica

A unidade de reforma catalítica é uma unidade complexa que têm como principal função na refinaria alterar a geometria das moléculas, de modo a elevar a octanagem de frações leves da gasolina, convertendo-as em aromáticos.

A unidade é composta de reatores em série onde ocorrem as seguintes reações principais:

- Parafinas são isomerizadas e posteriormente transformadas em naftênicos;
- Desidrogenação de Naftênicos, que são convertidos em Aromáticos;
- Desidrociclicização de parafinas em aromáticos;
- Hidrocraqueamento.

As três primeiras reações produzem hidrogênio, utilizado como insumo nas unidades de hidrocrackeamento e hidrotratamento da refinaria.

A unidade de reforma produz gasolina de alta qualidade, H₂, GLP e Butanos. Os aromáticos produzidos (reformado) pode ser adicional à mistura de gasolina ou separado em Benzeno, Tolueno e Xilenos (BTX).

Os rendimentos da unidade de Reforma Catalítica são apresentadas na tabela 6.7 a seguir.

Tabela 6.7 - Rendimentos da Unidade de Reforma Catalítica.

Rendimento	t %
Gás	5
GLP	9
Reformado	82
H ₂	4
Total	100

6.2.6. Craqueamento a vapor

A unidade de craqueamento a vapor é a principal unidade de produção de petroquímicos básicos. Ela é em geral utilizada pela refinaria para a transformação de frações leves e parafínicas (em geral nafta leve de destilação), de baixo valor para a mistura de gasolina, em olefinas (eteno e propeno) de alto valor agregado, principalmente para a produção de polímeros pela indústria petroquímica.

Essas unidades se constituem de fornos de pirólise, que quebram as moléculas a uma temperatura de cerca de 700°C, e de uma área fria, onde são separadas as frações leves e pesadas formadas no craqueamento.

Unidades de craqueamento a vapor capazes de utilizar cargas mais pesadas do que nafta leve, como nafta pesada ou gasóleo, têm sido estudadas e construídas. Essas

unidades possuem rendimentos bastante diferenciados de acordo com a carga processada.

Com o objetivo de testar a utilização de uma unidade de craqueamento integrada à refinaria, foram utilizadas no modelo as alternativas de craqueamento de nafta leve, nafta e gasóleo de destilação como cargas, de acordo com os rendimentos apresentados na tabela 4.8 a seguir.

Tabela 6.8 - Rendimentos da Unidade de Craqueamento a Vapor.

Rendimento t %	Nafta leve	Nafta	Gasóleo
Gás	17,80%	12,0%	9,00%
H ₂ (95%)	0,30%	0,6%	1,30%
Eteno	33,00%	30,1%	28,00%
Propeno	17,80%	16,1%	14,30%
C ₄ (butadieno 40%)	10,50%	10,5%	7,80%
Gasolina de pirólise	2,40%	5,0%	5,90%
Óleo de pirólise	2,20%	4,7%	17,00%
Olefinas	5,50%	5,5%	1,70%
Aromáticos	10,50%	15,5%	15,00%
Total	100%	100%	100%

6.2.7. Outros Processos

Diversas outras unidades de processo existem em uma refinaria. No entanto, seu impacto sobre a discussão do tema desta Tese são menores. Dentre estas unidades destacam-se as unidades de isomerização e alquilação, ambas utilizadas para melhorar a qualidade da gasolina. Unidades de reforma de gás natural e gasificação de resíduos, utilizadas para a produção de hidrogênio e geração de energia. Unidade de recuperação de enxofre, que remove o enxofre dos gases de refaria, transformando-o em ácido sulfúrico ou enxofre elementar.

6.2. Modelo de simulação em Excel

As configurações de refino e as alternativas de integração com petroquímica foram inicialmente avaliadas através de um modelo de simulação, desenvolvido em parte no PPE/COPPE e em parte no período de estágio doutoral na Direção de Economia do Instituto Francês do Petróleo – IFP, sob orientação do Prof. Alexandre Szklo. O modelo apresenta as configurações propostas a partir de uma série de premissas de rendimentos das unidades, de qualidades dos produtos, de mercado, de preços, de custos e de investimentos, entre outras.

6.2.2. Definição das Configurações de Refino do modelo de Simulação

6.2.2.1. Projeção da demanda futura de combustíveis e petroquímicos no Brasil

Visando definir algumas das características fundamentais da refinaria hipotética proposta, foi feita uma revisão de estudos da Matriz Energética 2030 (EPE, 2007) e da Demanda de Matérias-Primas Petroquímicas e Provável Origem até 2020 (ABIQUIM, 2007). Como o objetivo principal deste capítulo é comparar as possíveis configurações de oferta de derivados e petroquímicos, não foi realizada uma nova projeção de demanda, mas foram utilizados como referência alguns dos resultados desses dois estudos recentes.

Segundo o cenário de referência do estudo da EPE (2007), a demanda por combustíveis derivados do petróleo no Brasil crescerá a uma taxa de 3,4% a.a. entre 2005-2030, com destaque para o querosene e o diesel, ambos com crescimento acima da média. O quadro 6.9 a seguir apresenta o detalhamento da projeção do consumo de derivados. O consumo previsto para 2010 é de 97 milhões de t e o de 2030, 184 milhões de t. Ressalte-se que o crescimento de 3,4% a.a. é semelhante ao crescimento de

mercado previsto pela Petrobras para o mercado de derivados no período 2009 – 2020, conforme apresentado no capítulo 5.

Tabela 6.9 - Previsão do Consumo de Combustíveis Derivados de Petróleo no Brasil, em mil t.

Derivado	2005	2010	2020	2030	Δ % ao ano 2005-2030
Óleo Diesel	40.421	51.243	69.087	97.876	3,6%
Gasolina	17.712	10.580	26.220	42.100	3,5%
GLP	11.655	13.866	10.227	24.888	3,1%
Óleo Combustível	7.581	8.070	8.225	9.112	0,7%
Querosene	3.165	3.868	6.227	9.902	4,7%
Total	80.534	96.636	128.995	183.968	3,4%

Fonte: EPE, 2007

O estudo da ABIQUIM (2007), por sua vez, prevê um crescimento entre 4,8% a.a. (benzeno) e 7,2% a.a. (propeno) do consumo de petroquímicos básicos no Brasil. O crescimento do consumo de eteno, produto de maior produção e consumo esta previsto em 5,7% a.a. A tabela 6.10 a seguir apresenta alguns dados relativos à projeção de demanda de petroquímicos básicos do referido estudo.

A necessidade de importação de cerca de 1900 mil t/ano de eteno (sob a forma de produtos derivados como o polietileno e o PVC) poderá ser reduzida, no entanto, pela entrada em operação de projetos de produção de eteno e derivados a partir do etanol, não considerados no cálculo da ABIQUIM (2007). Até o final de 2009, o único projeto de eteno a partir de etanol em implantação no Brasil era o projeto de eteno verde da Braskem com capacidade de 200 mil t/ano, localizado no pólo de Triunfo – RS. (Braskem, 2010)

Tabela 6.10 - Previsão de Demanda de Petroquímicos Básicos no Brasil.

Mil t/ano	2006	2010	2015	2020
Eteno				
Demanda	3448	3917	5170	6873
Oferta	3435	3710	5010	5010
Saldo	13	207	160	1863
Propeno				
Demanda	1918	2346	3325	4730
Oferta	1915	2483	3364	3364
Saldo	3	-137	-39	1366
Benzeno				
Demanda	743	916	1157	1474
Oferta	954	954	1562	1562
Saldo	-211	-38	-405	-88
Paraxileno				
Demanda	203	203	903	903
Oferta	71	430	765	765
Saldo	132	-227	138	138
Butadieno				
Demanda	282	347	444	563
Oferta	374	374	531	531
Saldo	-92	-27	-87	32

Fonte: ABIQUIM, 2007.

Do ponto de vista da oferta de derivados, o estudo da EPE (2007) prevê a implantação de 4 refinarias, entre 2010 e 2020. As duas primeiras (RNEST e COMPERJ) se encontram em fase inicial de implantação pela Petrobras e têm o início de operações previsto para 2013/2014. As unidades seguintes ainda estão em fase de estudo e a presente seção visa contribuir para a discussão da configuração ideal de refino das duas novas unidades com início de operações previsto a partir de 2014. Conforme colocado no capítulo 5, após a divulgação do trabalho da EPE, a Petrobras anunciou alterações no projeto do COMPERJ, que prevê uma implantação em 3 etapas. A primeira, com previsão de início de operações em 2014, com nova capacidade de 165 mil b/d será voltada para a produção de combustíveis. A segunda e a terceira etapas, com configuração ainda indefinida, seriam voltadas para a produção de petroquímicos

básicos e combustíveis. Desta forma, a discussão dos modelos a seguir contribui também para a discussão da configuração ideal das etapas subsequentes do COMPERJ.



Nota: Os números no interior das indicações das novas refinarias correspondem à capacidade nominal da instalação, em milhares de barris por dia.

Fonte: EPE, 2007.

Figura 6.1 - Previsão de Expansão da Capacidade de Refino no Brasil, por 10⁶bpd.

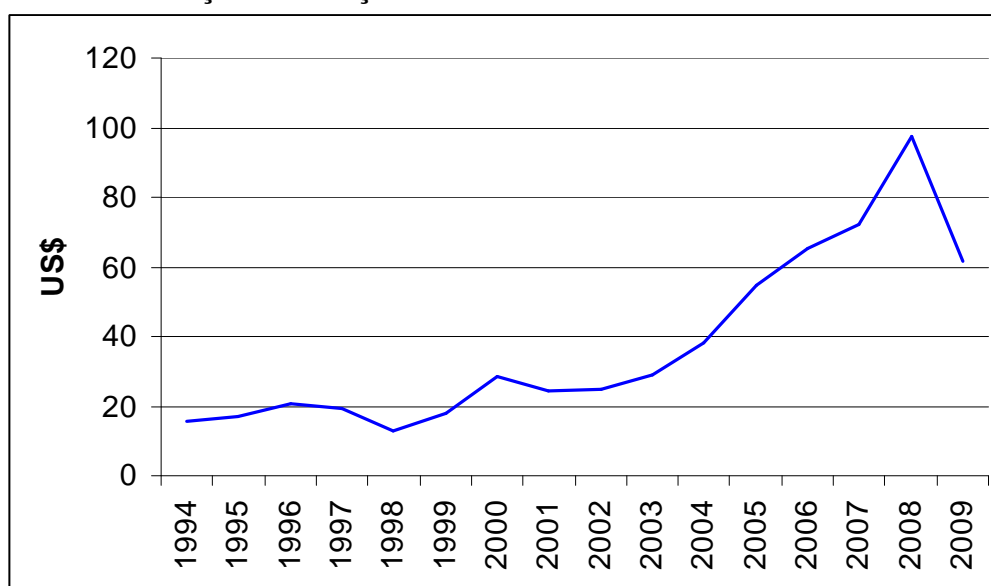
Apos a revisão dos dois estudos mencionados e das projeções da Petrobras, pode-se verificar que a demanda por combustíveis e petroquímicos no Brasil apresenta uma previsão de crescimento acelerado. Dentre os combustíveis, o maior crescimento é do querosene de aviação, seguido pelo diesel, especialmente o diesel com baixo teor de enxofre. O consumo de produtos petroquímicos cresce ainda mais rapidamente, com destaque para o propeno e o eteno. Os demais petroquímicos (paraxileno, benzeno e butadieno) crescerão a uma taxa menor e sua demanda será atendida até 2020 pelo investimento na segunda etapa do COMPERJ. Diante do exposto, o objetivo principal das refinarias hipotéticas do presente estudo é o de atender à demanda crescente por derivados e petroquímicos, principalmente querosene, diesel, propeno e eteno.

6.2.2.2. Evolução dos preços de derivados e petroquímicos

O impacto da elevação dos preços do petróleo sobre o consumo de derivados foi pequeno, devido à característica de inelasticidade de curto prazo da demanda, em relação aos preços, sobretudo no setor de transportes, onde a frota instalada utiliza esses produtos como fonte de energia. Ressalte-se que a queda de preços para patamares abaixo de 30 ou 40 dólares o barril parece bastante improvável, dada a escalada de custos de produção, relativa limitação da expansão da oferta e dificuldade de encontrar produtos substitutos em larga escala. (EIA, 2010)

Foram considerados dois cenários de preços. O primeiro utiliza os preços médios de 2002 (petróleo Brent em torno de US\$ 26,0/barril), e o segundo utiliza preços médios de 2006 (Brent em torno de US\$ 69,0/barril). No ano de 2008, os preços do petróleo (e derivados) subiram ainda mais ultrapassando a barreira dos US\$ 100,00 por barril. Após a crise financeira no final de 2008 e ao longo do ano de 2009, os preços retornaram ao patamar entre US\$ 60,0 e 80,0/barril. Os gráficos 6.1 e 6.2 a seguir apresentam a evolução do preço do petróleo entre 1994 e 2007 a evolução das margens petroquímicas entre 2002 e 2008.

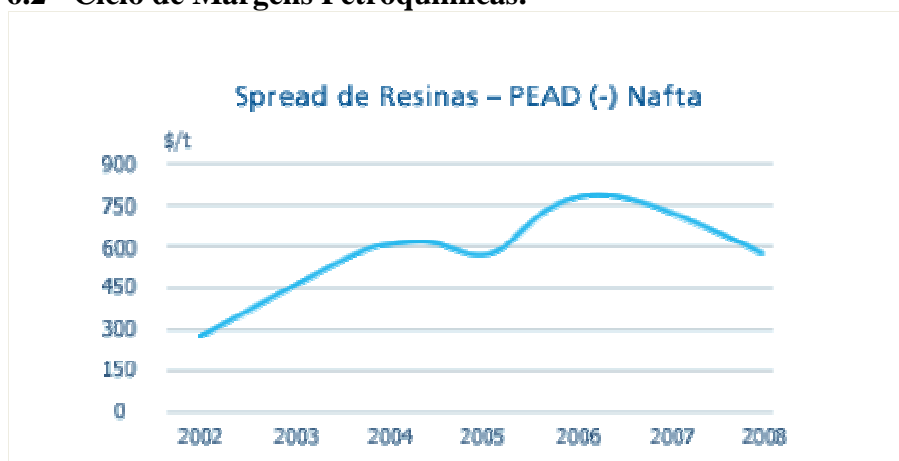
Gráfico 6.1 - Evolução dos Preços do Petróleo entre 1994 e 2007.



Fonte BP, 2010.

O gráfico 6.3 a seguir apresenta as diferenças entre o preço do polietileno de alta densidade e a nafta, utilizada para representar a margem de empresas petroquímicas integradas na primeira e segunda gerações.

Gráfico 6.2 - Ciclo de Margens Petroquímicas.



Fonte: Braskem, 2010

Observa-se no gráfico 6.3 que o último ano de margens reduzidas, que caracterizam a fase de baixa do ciclo petroquímico ocorreu em 2002, desde então, as margens elevaram-se e mantiveram-se em patamares acima de US\$ 500/t, até o ano de 2008.³³ Para que o desempenho das unidades de processamento de refinarias e complexos petroquímicos, nas fases de alta e baixa do ciclo petroquímico possa ser testado, foram utilizados preços relativos aos anos de 2002 e 2006 na modelagem das unidades de refino testadas.

Os preços utilizados nos modelos estão listados na Tabela 6.11, a seguir.

³³ Uma análise detalhada do mercado internacional de petroquímicos foi feita no capítulo 3.

Tabela 6.11 - Preços do Petróleo e Derivados.

Preços - US\$ / t	2006	2002	Mercado
Brent	494,67	189,84	
Marlin	403,11	154,71	
Gasolina	569,08	223,20	US
Diesel (50 ppm S)	598,19	209,16	US
QAV	639,27	228,91	US
Óleo Combustível (< 1% S)	296,76	133,85	US
Óleo Combustível (> 1% S)	271,26	115,54	US
Coque	37,89	9,55	US
Gás Natural	282,24	142,80	US
Eletricidade (US\$ / MWh)	60,50	48,00	US
Nafta	564,64	222,68	Europa
GLP (1/2 propano butano)	513,50	224,51	Europa
Eteno	1132,04	395,79	Korea
Propeno	1000,09	402,80	Korea
Butadieno	1353,67	552,94	Korea
Benzeno	860,48	346,76	Korea
Tolueno	823,93	301,10	Korea
Paraxileno	1154,50	422,58	Korea

Fonte: elaboração própria a partir de banco de dados do IFP.

6.2.2.3. Descrição das Configurações de Refino Propostas

O principal objetivo da refinaria proposta é o de atender à demanda crescente por combustíveis e/ou por produtos petroquímicos básicos no Brasil. Os destilados médios produzidos devem antecipar especificações de qualidade futuras para o mercado brasileiro (diesel com 50-10 ppm de enxofre). A produção de gasolina da refinaria, por sua vez, devido à possibilidade de restrição do crescimento da demanda no mercado interno (em função do aumento da participação do etanol), deve atender às especificações do mercado dos EUA (30 ppm de enxofre). Os produtos petroquímicos

produzidos nos casos de integração com petroquímica são o eteno, o propeno, butanos (C4s) e aromáticos.

Como configuração de base, é proposta uma unidade de destilação atmosférica com capacidade de 10.000 mil t/ano de processamento de petróleo Marlim. Uma unidade de destilação atmosférica com capacidade de 6.450 mil t/ano, uma unidade de coqueamento retardado de 3.200 mil t/ano e três unidades de hidrotratamento de destilados médios, de nafta de destilação e de coque, e de gasolina de FCC, cuja capacidade varia em função da configuração final da refinaria. Essa configuração foi escolhida como ponto de partida, considerando-se uma escala mínima adequada à construção de uma nova refinaria e a utilização de um petróleo pesado, que produz uma quantidade considerável de frações pesadas, recuperadas através da unidade de coqueamento. Porém, essa escolha preliminar é dotada de um grande grau de arbitrariedade e diversas outras alternativas poderiam ter sido consideradas.

A análise de casos se inicia com a comparação das duas alternativas de unidades de conversão, FCC e HCC. A unidade de FCC está presente na maior parte das unidades de refino brasileiras, e se origina de um modelo voltado primordialmente para a produção de gasolina automotiva. (Szklo e Uller, 2008) Por sua vez, a unidade de HCC é muito utilizada para aumentar a produção de destilados médios, notadamente na Europa. (Saint-Antonin, 1998) O principal motivo para definir dois casos, FCC e HCC independentes, é possibilitar a comparação dessas alternativas para o caso brasileiro. O HCC é representativo de uma configuração focada na produção de diesel, o FCC é a unidade principal para a produção de gasolina, enquanto o FCC petroquímico é uma das alternativas de integração com petroquímica ao lado da integração através de uma unidade de craqueamento a vapor. Contudo, vale ressaltar que também seria possível haver unidades de FCC e HCC complementares em uma mesma configuração de refino.

Em seguida, são analisadas as duas possibilidades de integração com a produção de petroquímicos básicos:

1. A primeira se dá através de uma unidade de FCC petroquímico (em substituição ao FCC convencional³⁴),
2. A segunda deriva da inclusão de uma unidade de craqueamento a vapor e de extração de aromáticos, incluída como alternativa para os três casos: FCC, HCC e FCC Petroquímico. Os fornos de pirólise propostos são flexíveis, podendo receber nafta leve, nafta pesada, gasolina de HCC e gasóleo de destilação.

A configuração inicial das unidades de processo proposta nos modelos está representada na Figura 6.2. O petróleo Marlim é carga de uma unidade de destilação atmosférica com capacidade de processamento de 10 mil t/ano de carga. O resíduo atmosférico é processado em uma unidade de destilação a vácuo e o resíduo de vácuo vai para uma unidade de Coque. No modelo de simulação, os gasóleos de destilação e de coque podem ser processados em uma das unidades de conversão do modelo: FCC, FCC petroquímico ou HCC. No modelo de otimização, os esses gasóleos podem ir para essas unidades em qualquer proporção, determinada na fase de otimização do modelo. Além disso, os modelos possuem a opção de unidades de craqueamento a vapor e de reforma catalítica.

³⁴ As características e diferenças entre um FCC convencional e um FCC petroquímico são discutidas no capítulo 4.

Em seguida são apresentados os resultados encontrados na comparação dos retornos entre as configurações com o FCC e com o HCC, como principal unidade de conversão da refinaria. Em 2002, o baixo preço dos derivados, em relação ao petróleo, leva a uma rentabilidade negativa em ambas as opções e desestimula o investimento na atividade de refino. No caso do FCC, o retorno sobre o investimento é negativo em 3,4%, enquanto que no caso do HCC é negativa em 7,3%. Naquela época, devido ao preço elevado da gasolina, em relação ao diesel, a opção FCC apresentava uma rentabilidade menos negativa do que a do HCC.

Em 2006, em contrapartida, o preço do diesel se eleva, superando o da gasolina e a rentabilidade sobre o investimento das opções FCC e HCC mostraram-se equivalentes, com ligeira vantagem para o HCC. A opção HCC apresenta um custo de investimento e de operação mais elevados, principalmente devido ao maior consumo de gás natural, no entanto o custo alto é compensado pelo aumento no faturamento em cerca de US\$ 700 milhões. O retorno sobre investimento da opção FCC é de 27,9%, enquanto a da opção HCC é de 29,0%.

Apesar da equivalência em termos de rentabilidade das opções HCC e FCC, a produção de destilados médios da refinaria com HCC é de cerca de 6,4 milhões de t/ano, enquanto o FCC permite a produção de apenas 4,2 milhões de t/ano. A produção de diesel alcança cerca de 5000 mil t/ano e de querosene 1400 mil t/ano. Além disso, a produção de gasolina é menor. Essas duas características são bastante positivas, pois como vimos nos capítulos de mercado anteriores, a demanda mundial por gasolina deverá diminuir, nos próximos anos, principalmente nos EUA. No Brasil, existe grande incerteza quanto à demanda futura de gasolina, pois esta dependerá do preço do etanol, substituto perfeito para a gasolina em carros flex-fuel, no mercado nacional.

Portanto, o déficit estrutural de destilados médios no Brasil justificaria a escolha do HCC para uma nova refinaria. Em contrapartida, o elevado consumo de gás natural da unidade de HCC triplica o consumo total da refinaria e, portanto, a disponibilidade desse insumo constitui um fator essencial na viabilidade dessa opção. Uma alternativa para o fornecimento de hidrogênio para a refinaria poderá ser a gasificação do coque produzido na refinaria, conforme proposto em Szklo et al. (2007).

Ressalte-se que a opção entre o HCC e o FCC é utilizada apenas para facilitar a comparação. Em uma unidade de refino poderia ser considerada a utilização de ambas as unidades, convertendo cargas em paralelo ou em sequência, opções que não foram consideradas no estudo.

6.2.3.2. FCC Petroquímico – Produção de Propeno

A opção por um FCC petroquímico é a primeira alternativa de integração com petroquímica testada. Ela apresentou a melhor rentabilidade dentre todas as analisadas, 34,3% de retorno sobre o investimento em 2006. O preço elevado do propeno é o principal fator que aumenta a sua rentabilidade, alternativamente ao FCC convencional e ao HCC. Ressalte-se a manutenção da quantidade produzida de destilados médios, com relação à opção do FCC convencional e a forte redução da produção de gasolina.

O faturamento da refinaria é de R\$ 5 bilhões, da mesma ordem de grandeza que na opção HCC e o caixa operacional é o mais elevado, atingindo R\$ 959 milhões.

A alternativa de FCC petroquímico atende à demanda futura de propeno e apresenta uma relação de produção entre diesel e gasolina mais elevada do que a alternativa do FCC convencional. Possui também nível de investimento menor que a

opção HCC e também menor consumo de gás natural. Por esses motivos representa uma excelente opção para atender à demanda no mercado brasileiro.

A tabela 6.12 resume os principais resultados comparativos entre as alternativas de refino propostas.

Tabela 6.12 - Comparação entre Configuração FCC, HCC e Petro FCC.

Configuração	Produção (mil t/ano)		
	HCC	FCC	Petro FCC
Gasolina	992	2504	1520
Médios	6437	4225	4207
Propeno	-	145	852
Relação Médios/Gasolina	6,49	1,69	2,78

Indicadores	2006			2002		
Configuração	HCC	FCC	Petro FCC	HCC	FCC	Petro FCC
(US\$ milhões)						
Receita Total	5108	4928	5067	1850	1842	1909
Caixa Operacional*	902	827	959	200	246	306
Investimento	1893	1778	1817	1578	1482	1514

(%)						
Margem Operacional	22,4	20,5	23,8	12,9	15,9	19,8
Retorno sobre Investimento *	28	27	33	-7	-3	0

*O caixa operacional é a receita líquida menos os custos de produção. O retorno sobre investimentos considera o caixa operacional sobre valor da depreciação do investimento a uma taxa de 10% a.a.

Fonte: elaboração própria

6.2.3.3. Craqueamento a vapor – Produção de Eteno, Propeno e Aromáticos

A unidade de craqueamento a vapor e extração de aromáticos proposta tem como objetivo principal a produção de eteno, propeno e subprodutos. Para atingir uma escala de cerca de 1000 t/ano (a escala econômica razoável seria de cerca de 700 t/ano de eteno e novas plantas chegam a 2.000 t/ano (Nexant, 2006)³⁵), foi necessário definir

³⁵ Conforme discutido no capítulo 3, as novas unidades de craqueamento a vapor em construção e instalação no Oriente Médio possuem capacidades acima de 1.000 t/ano.

uma unidade capaz de processar naftas leve e pesada, assim como gasóleo de destilação. A utilização do gasóleo de destilação para a produção de petroquímicos reduz substancialmente a produção de diesel da refinaria. Essa capacidade de processar cargas relativamente pesadas e a flexibilidade operacional eleva consideravelmente os custos de investimento, quando comparados a uma unidade cuja carga é nafta leve. Como alternativa, poderia ter sido considerado o processamento de nafta leve, ou etano, externos à refinaria, para atingir a escala mínima, o que não afetaria a produção de destilados médios.

A opção por uma unidade de craqueamento a vapor e separação de aromáticos apresentou uma rentabilidade menor do que a rentabilidade do refino em todos os casos analisados com preços de 2006. Quando utilizados os preços de 2002, o desempenho foi um pouco melhor com o craqueamento a vapor, porém ainda bem abaixo do retorno mínimo para justificar qualquer investimento. A opção pelo FCC apresentou retorno negativo de -3,2% em 2002 e 23,0% em 2006, enquanto a opção pelo HCC apresentou retorno negativo de -4,8% e, 2002 e de 25,3% em 2006. Os principais fatores que penalizam o retorno dessa unidade são o investimento elevado, da mesma ordem de grandeza do investimento nas demais unidades de refino e a redução da produção de destilados médios utilizados como carga da unidade de craqueamento com a nafta. O investimento previsto na unidade de craqueamento e separação de aromáticos no modelo seria de cerca de US\$ 1,5 bilhão, enquanto a configuração de refino com FCC seria de cerca de 1,8 bilhão. Por outro lado, os preços por tonelada dos produtos petroquímicos são cerca de duas vezes mais elevados do que os preços dos derivados, o que eleva a margem operacional da refinaria em todos os casos.

Tabela 6.13 - Comparação entre Configurações com Craqueamento a Vapor.

Configuração	Produção (mil t/ano)		
	Com Craqueamento a Vapor		
	FCC	HCC	Petro FCC
Gasolina	2.219	240	1.236
Médios	2.014	4.226	1.996
Eteno	943	1091	943
Propeno	755	697	1.314
Aromáticos	426	502	426

Indicadores	2006			2002		
Configuração	Com Craqueamento a Vapor			Com Craqueamento a Vapor		
	FCC	HCC	Petro FCC	FCC	HCC	Petro FCC
(US\$ milhões)						
Receita Total	5.658	5.977	5.791	2.159	2.218	2.224
Caixa Operacional	1.497	1.704	1.623	522	522	580
Investimento	3.457	3.740	3.495	2.881	3.117	2.913
(%)						
Margem Operacional	37,1	42,3	40,3	33,8	33,7	37,5
Retorno sobre Investimento	23	26	26	-2	-3	0

Fonte: elaboração própria

Do ponto de vista de mercado, o mercado petroquímico brasileiro, no horizonte 2020, poderá absorver o produto de duas unidades de craqueamento a vapor com capacidade de 1000 mil t/ano. De acordo com os resultados do estudo de demanda da ABIQUIM (2007), descritos na Tabela 6.10, o mercado brasileiro será deficitário em cerca de 1900 mil t/ano de eteno (sem considerar os novos projetos de eteno a partir de etanol) e 1.400 mil t/ ano de propeno em 2020. Por outro lado, a demanda por aromáticos permanecerá comportaria a oferta de uma unidade de 1000 mil t/ano, conforme prevista no projeto do COMPERJ. Portanto, a evolução do consumo de petroquímicos, diretamente relacionada ao crescimento econômico e o ritmo de implantação dos projetos de eteno a partir de etanol será essencial para determinar a viabilidade de implantação de uma nova unidade de craqueamento a vapor integrada à refinaria.

6.2.4. Principais Resultados e Considerações sobre Limitações da Análise do Modelo de Simulação.

Os testes realizados através do modelo de simulação indicam que a alternativa de integração com petroquímica é viável. Contudo o melhor desempenho é o da integração através de uma unidade de FCC petroquímico, focada na produção de propeno. A rentabilidade da unidade de craqueamento é prejudicada pela necessidade de utilizar cargas médias para atingir uma escala econômica adequada. Ressalte-se que do ponto de vista de mercado, a produção de propeno mostra-se mais interessante do que a produção de eteno, pois as novas produções no Oriente Médio são mais competitivas em eteno, como vimos no capítulo 3.

Diante das premissas consideradas, dentre os resultados obtidos destacam-se a maior rentabilidade da alternativa do FCC Petroquímico, a equivalência do retorno entre as unidades de FCC e HCC, com as vantagens de maior produção de destilados médios pelo HCC e de melhor integração entre o HCC e a unidade de craqueamento a vapor. Ambas as alternativas, Petro FCC e HCC, seriam interessantes para atender ao mercado brasileiro altamente demandante de destilados médios e olefinas, dependendo dos objetivos principais definidos e da evolução dos mercados de combustíveis e de petroquímicos.

A integração do refino com a petroquímica através do FCC Petroquímico obteve o melhor retorno nos modelos analisados. A integração através de uma unidade de craqueamento a vapor obteve retorno menor no cenário de preços altos e resultado pouco melhor no cenário de preços baixos.

Cumprе ressaltar que a escolha das configurações é bastante arbitrária e os critérios de escolha foram: a facilidade de comparação dos casos, a relativa semelhança

com as unidades de refino existentes no Brasil, as unidades alternativas mais utilizadas no mundo, como no caso do HCC, os objetivos de produção para atender à demanda do mercado brasileiro de derivados e de petroquímicos. Nesse sentido, uma infinidade de outras possibilidades poderiam ter sido consideradas. Dentre elas, em uma análise preliminar, foram descartadas, a inclusão de unidades de FCC de resíduo atmosférico (existentes no Brasil), de HCC com conversão parcial e de gasificação de coque.

A última opção citada pode ser bastante interessante para a produção de insumos, notadamente o hidrogênio necessário nas unidades de hidrotratamento e HCC, principalmente no caso de o suprimento de gás natural ser limitado. No entanto, seu custo de investimento é ainda extremamente elevado quando comparado ao custo de produção de hidrogênio e de energia em uma unidade convencional de reforma de gás natural. (Szklo et al. 2007)

Além dos resultados apresentados neste capítulo, o modelo de simulação descrito foi aplicado em um caso prático: a análise de alternativas de investimento em ampliação da Refinaria Alberto Pasqualini (REGAP). Determinadas configurações de refino foram comparadas e os resultados foram publicados em Szklo et al. (2007).

A planilha de simulação com o detalhamento das premissas e resultados encontrados encontra-se no anexo I da Tese.

6.3. Modelo de otimização em Programação Linear (PL)

Com o objetivo de aprimorar a análise descrita na seção anterior, foi desenvolvido durante estágio doutoral no Instituto Francês do Petróleo - IFP um modelo de otimização em programação linear, baseado em modelo existente daquela instituição, chamado *Genérateur de Matrices pour Modèles de Energie* (Gemme). Foi realizada uma adaptação desse modelo para o caso de uma refinaria brasileira, atendendo à demanda

por combustíveis e petroquímicos no mercado brasileiro, a partir do processamento de petróleo nacional Marlim.

O modelo de otimização proposto é bastante mais complexo do que o modelo de simulação descrito na seção anterior. Algumas das premissas básicas do modelo de simulação foram mantidas, contudo a lógica do modelo é bastante diferente. Além de comparar o retorno das alternativas, o modelo de simulação permite otimizar a configuração de refino, a partir da escolha das unidades de processo e de suas capacidades, minimizando o custo de produção para uma determinada demanda de mercado. Além disso, esse tipo de modelo permite o cálculo de uma proxy do custo marginal de produção dos diferentes produtos do refino e o cálculo das emissões de CO₂ da refinaria, conforme detalhado a seguir.

O modelo de otimização foi utilizado para testar a hipótese de integração de refino e petroquímica. Para que isso fosse possível, o modelo foi rodado para atender demandas específicas do mercado de combustíveis e demandas conjuntas dos mercados de combustíveis e de petroquímicos (eteno e propeno). através da comparação de alternativas otimizadas para atender.

6.3.1. Metodologia do modelo de otimização

Os modelos de otimização em programação linear são uma ferramenta adequada para solucionar problemas complexos de alocação de recursos. A utilização principal de modelos de otimização na indústria de petróleo é para a programação de produção periódica nas refinarias. Dentre as principais funções dos modelos destaca-se a escolha de tipos de petróleo consumidos e a composição ótima de produtos refinados (Symonds, 1955; Shah, 1996).

Existem diversos tipos de modelos de otimização, que podem simular uma única refinaria (Moro et al., 1998) ou múltiplas refinarias, considerando custos de transporte entre unidades e mercados consumidores, de modo a representar a produção agregada de uma região (Babusiaux et al., 1983; Saint-Antonin, 1998). Os modelos podem também ser estáticos (por exemplo, como em Babusiaux, 2003), ou dinâmicos, considerando a transferência de estoques e alteração de premissas entre períodos de tempo determinados (Lee et al., 1996). Ademais, diversas técnicas são utilizadas para reduzir as limitações de modelos lineares, como a simulação de relações não lineares (Moro et al., 1998) e a utilização de modelagem inteira (Zhang and Huaa, 2007).

Além da utilização convencional, modelos de otimização tem sido utilizados para testar alterações na regulamentação. No final da década de 50, Manne (1958) propôs um modelo de programação linear para analisar a capacidade, estrutura de oferta e regulamentação para a indústria de refino norte-americana.

Outra utilização mais recente dos modelos de otimização tem sido na determinação da alocação de custos e emissões de gases de efeito estufa entre os produtos do refino. Diversos autores, têm proposto metodologias para determinar essa alocação através de modelos de otimização (Babusiaux, 2003; Babusiaux e Pierru, 2007; Pierru, 2007; Tehrani, 2007; Tehrani e Saint-Antonin, 2007).

A presente tese busca utilizar um modelo de otimização para testar a viabilidade econômico-financeira e tecnológica da integração refino-petroquímica. Essa abordagem é original, pois esse tipo de modelo nunca foi utilizado para comparar de forma estruturada as opções de integração refino-petroquímica.

A principal diferença entre os modelos de simulação e de programação linear está na capacidade do modelo de PL de encontrar uma solução ótima para o conjunto de equações de produção, de restrições operacionais e de qualidade de produtos, buscando

maximizar o lucro, ou minimizar o custo de produção, para uma determinada demanda de produtos. A partir da inclusão de um fator de investimento para a construção das unidades sobre o custo é possível também encontrar uma configuração ótima entre as unidades da configuração inicial selecionada e também as suas capacidades ideais para atender ao mercado.

O modelo de otimização baseia-se em uma série de equações lineares, conforme apresentadas a seguir:

Equação 6.1 - Equação Básica do Modelo de Programação Linear.

$$\begin{array}{l} \text{Max } Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad \left. \vphantom{\sum_{j=1}^n} \right\} \text{ Função Objetivo} \\ \\ \text{s.c.} \\ \\ \left. \begin{array}{ll} \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i & (i = 1, 2, \dots, m) \\ x_j \geq 0 & (j = 1, 2, \dots, n) \end{array} \right\} \text{ Restrições} \end{array}$$

Na equação acima, (x) é o vetor de quantidade de produtos vendidos; (c) é o vetor do lucro unitário obtido na venda dos produtos; (b) é o vetor de quantidade de recursos disponíveis para a produção dos produtos; (a) é o coeficiente que determina a quantidade de recursos consumidos na produção de cada produto.

O objetivo do modelo de PL é maximizar o lucro das refinarias, ou atender uma certa demanda a um custo mínimo. Devido à propriedade da Dualidade dos modelos de programação linear, ambos os modelos (de maximização de lucros ou de minimização de custos) podem ser utilizados para encontrar a mesma solução ótima, e a escolha entre eles em geral se dá pela maior facilidade operacional em um dos casos.

Equação 6.2 - Propriedade da Dualidade da Programação Linear.

PRIMAL	DUAL
Max $Z = c \cdot x$	Min $D = b^T \cdot \pi$
s.c.	s.c.
$A \cdot x \leq b$	$A^T \cdot \pi \geq c^T$
$x \geq 0$	$\pi \geq 0$

Na equação Dual, os vetores têm os mesmos significados daqueles da equação Primal, exceto pelo vetor π , que representa o valor unitário dos recursos (ou preço sombra).

As variáveis principais são os fluxos de petróleo e os produtos correspondentes que circulam entre as unidades de processo da refinaria. As principais equações de restrição, por sua vez, são de balanço de materiais, que determinam as eficiências de conversão de cada processo na refinaria. Outras restrições são expressas por equações de demanda e qualidade dos derivados e intermediários, capacidade das unidades e disponibilidade e características dos petróleos. O detalhamento das equações do modelo de base do IFP está descrito em Saint-Antonin (1998). Resumidamente, as principais equações do modelo são:

- a) Equações de balanço de massa, estabelecidas de acordo com os rendimentos das unidades de processo;
- b) Equações de qualidade dos produtos intermediários e finais;
- c) Equações de demanda de produtos finais;
- d) Equações de capacidade das unidades de processo;
- e) Equações de disponibilidade de petróleos.

Modelos de otimização em programação linear são ferramentas adequadas para a gestão da produção e para a alocação de custos, mas também podem ser utilizados para a decisão sobre investimentos. Para que isso seja possível, acrescentamos às equações de custo de produção de cada unidade de processo um fator de investimento,

que corresponde ao valor do investimento na unidade respectiva dividido por uma taxa de desconto, o que simula o custo de depreciação das unidades. (Lantz et al., 2005)

Os custos de investimento e a rentabilidade financeira são, em geral, testados separadamente da determinação da solução tecnológica ótima obtida em modelos de simulação ou de programação linear. Isso porque os modelos tradicionais de otimização não levam em conta os custos de investimento; consideram apenas a minimização do custo direto de produção (como consumo de energia, vapor, catalisadores, entre outros, das unidades de processo). A modelagem proposta acrescenta aos custos diretos um fator de custo de investimento³⁶ utilizado como proxy para determinar a depreciação dos ativos adquiridos. Com isso, o custo do investimento é considerado na otimização do modelo e na determinação da solução de menor custo.

O modelo construído é um modelo de programação linear de minimização de custo para uma determinada demanda, estático e para um único projeto de refinaria no Brasil. As principais características das configurações de refino propostas e testadas pelo modelo estão descritas na seção a seguir.

6.3.2. Definição das Configurações de Refino do modelo de Otimização

Novamente, as premissas de preços utilizadas no modelo foram os preços médios de 2006 (representativos da fase de alta do ciclo de preços), com preço do petróleo Brent em torno de 69,00 US\$/t, conforme apresentados na tabela 6.11. Para testar o efeito do ciclo de baixa sobre a configuração final e a rentabilidade das refinarias foram também utilizados preços de 2002, preço do Brent de US\$ 26,00/t. Esse último cenário possui probabilidade pequena de se repetir no futuro, conforme discutido

³⁶ O fator de investimento utilizado nos modelos para que o custo de investimento fosse considerado na otimização dos modelos foi calculado da seguinte forma. O valor do investimento das unidades produtivas foi acrescido ao custo das unidades do modelo através da soma de um fator de investimento, calculado a partir do valor do investimento amortizado em 20 anos a uma taxa de desconto real de 12% a.a.

no capítulo 2, porém reflete o último período de ciclo de baixa de margens dos produtos petroquímicos e foi utilizado para testar o comportamento do modelo nesta fase do ciclo de preços. No entanto, ele é válido como forma de avaliar a segurança das alternativas em um cenário de crise, através do que as empresas de petróleo chamam de preço de robustez. (Branco, 2008).

A configuração inicial de refino utilizada no modelo de otimização também foi a mesma do modelo de simulação elaborado em planilha eletrônica, conforme apresentada na figura 6.2.

A capacidade de processamento determinada foi de 10.000 mil t/ano de petróleo Marlim, cujo preço tem um desconto em relação ao Brent, pela sua característica de ser um petróleo pesado e ácido. As suas principais características são apresentadas na tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Características do Petróleo Marlim.

	Unidade	Valor
Densidade	API	19.2
Viscosidade a 20 °C	CSt	544.6
Fator de Caracterização (KUOP)		11.6
Enxofre	% m/m	0.78
Resíduos Sólidos	% m/m	0.012
Água e Sedimentos	% vol	<1.0
Acidez Total	mg KOH/g	1.26
Parafinicidade	% m/m	<1.7
Asfaltenos	% m/m	2.6
Vanádio	ppm	25
Níquel	ppm	20
Nitrogênio	% m/m	0.49
Naftenos	% t	53
Aromáticos	% t	42
Parafinas	% t	3

Fonte: Petrobras

Com base nas projeções da EPE (2007) e da ABIQUIM (2007), foi definida a demanda de produtos das duas configurações de refino propostas, focadas na produção de destilados médios e de petroquímicos. O perfil de demanda final foi definido a partir

de uma série de experimentações ao longo do período de calibragem do modelo. O processo de calibragem busca aproximar ao máximo o modelo do perfil de produção de uma refinaria real.

A tabela 6.15 a seguir apresenta o perfil de demanda estimado para as configurações de refino e utilizado no modelo de otimização.

Tabela 6.15 - Demanda Estimada para a Refinaria.

mil t/ano	Petroquímica	Diesel
Diesel 50 ppm	3.500	4.000
Diesel 500 ppm	-	1.000
Querosene de aviação	700	700
Gasolina 50 ppm	1.000	700
Gasolina 500ppm	700	1.000
Nafta		500
Eteno	500	
Propeno	500	
Óleo	500	500
Coque	500	500
Propano	150	300
Butano	150	150
Total	8.200	9.350

Fonte: elaboração própria

Dentre as tarefas mais trabalhosas da construção do modelo de otimização, destaca-se a determinação dos rendimentos das principais unidades de processo. Como os rendimentos variam em função do tipo de petróleo utilizado, os rendimentos de todas as unidades foram adaptados para o processamento do Marlim e de seus produtos intermediários. As informações utilizadas nos modelos foram obtidas em diversas fontes, entre elas bancos de dados do IFP e do PPE/UFRJ, e publicações como Meyers (2003), Gary et al. (2007) e Szklo e Uller (2008).

A tabela 6.16 a seguir resume os rendimentos percentuais em massa das principais unidades de processo utilizadas no modelo.

Tabela 6.16 - Rendimento das Principais Unidades do Modelo de otimização.

Distribuição - % peso	DA	DV	CR	RC	FCC	PFCC	HCC	GH
Hidrogênio				4,0			-3,3	28,5
Gás combustível			7,0	5,0	4,0	9,0	2,5	
GLP	0,3		4,0	9,0	20,0	41,0	7,5	
Nafta leve	4,2		10,0				13,5	
Nafta pesada	2,9		3,0		55,0	28,0	30,7	
Reformado				82,0				
QAV	6,0						22,0	
Diesel	22,1		30,0				18,0	
Gasóleo FCC					10,0	9,5		
Resíduo atmosférico	64,5							
Gasóleo leve de vácuo		17,0						
Gasóleo pesado de vácuo		33,6						
Resíduo de vácuo		49,4						
Óleo combustível			12,0		5,0	5,0	9,1	
Coque			34,0		6,0	7,5		
CO ₂								71,5
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

DA	Destilação atmosférica
DV	Destilação a vácuo
CR	Coqueamento retardado
RC	Reforma catalítica
FCC	FCC
PFCC	Petro FCC
HCC	Hidrocraqueamento
GH	Geração de hidrogênio

Fonte: elaboração própria

Além dos rendimentos, o consumo de insumos das unidades e as qualidades dos produtos intermediários e finais também foram adaptados para corresponder às características do petróleo Marlim. As informações utilizadas nos modelos foram obtidas em diversas fontes, entre elas bancos de dados do IFP e do PPE/UFRJ, e publicações como Meyers (2003) e Gary et al. (2007). As informações premissas utilizadas nos modelos encontram-se nos anexos I e II.

Conforme observado anteriormente, o valor do investimento das unidades produtivas foi acrescido ao custo das unidades do modelo. Dessa forma foi possível

considerar os custos do investimento sobre a escolha da solução ótima do modelo. Essa metodologia não é normalmente utilizada para análises em unidades de refino em operação, onde o custo de investimento nas unidades é irrelevante para a determinação da solução otimizada. Contudo, sua utilização é útil para que a otimização leve em consideração o valor de construção das unidades no caso de projetos de refino que se encontram em fase de projeto.

A tabela 6.17, a seguir, apresenta os valores de investimento, que foram retirados de Meyers (2003) e atualizados para 2006, de modo a ficarem compatíveis com as premissas de preços, através do índice de custos Nelson Farrar, publicado em Oil and Gas Journal (2007). Também são apresentados os fatores de investimento calculados e utilizados no modelo.

Tabela 6.17 - Investimentos nas Unidades de Processo.

Unidades	mil t/ano	Investimento	Investimento/t carga	Fator anual
		US\$ milhões	US\$ mil	Amortização 20 anos
Destilação atmosférica	10.000	113	11	1,51
Destilação a vácuo	6.500	74	11	1,53
Reforma catalítica	700	49	70	9,33
FCC	3.700	197	53	7,13
FCC – Petro	3.700	219	59	7,92
Hidrocrackeamento	3.700	263	71	9,51
Alquilação	355	42	118	15,85
Coqueamento retardado	3.200	269	84	11,25
HDT diesel e querosene	4.300	127	30	3,96
HDS nafta de FCC	2.000	59	30	3,96
HDT nafta	700	21	30	3,96
Reforma de GN	30	36	360	48,20
Recuperação de enxofre	-	-	77,75	10,41
Subtotal ISBL		1.009		12% a.a.
OSBL	40%	404		
Gerenciamento e outros	25%	353		
Total Refino		1.766		

	mil t/ano	Investimento
Craqueamento a Vapor (eteno)	633	US\$ milhões
ISBL		687
OSBL		347
Gerenciamento e outros	25%	260
Total		1.294

Investimento/t carga	Fator anual
US\$ mil	Amortização 20 anos
1.085	145,28
	12% a.a.

Fonte: elaboração própria

As folhas de entrada e de resultado do modelo de otimização com todas as informações utilizadas no modelo de otimização encontram-se no anexo II.

6.3.3. Análise do Modelo de Otimização

A partir da configuração básica descrita na figura 6.2 e dos dois cenários de demanda reproduzidos na tabela 6.15, foram otimizadas as configurações para as duas unidades de refino propostas: 1) Integração com Petroquímica - PETROQUÍMICA e 2) Dedicção à produção de combustíveis com ênfase em Diesel e QAV - DIESEL.

A tabela 6.18, a seguir, apresenta as capacidades das unidades otimizadas pelo modelo em PL.

Tabela 6.18 – Capacidade de Produção das Unidades após a Otimização.

Mil t/ano	Petroquímica	Diesel
Destilação atmosférica	10.000	10.000
Destilação a vácuo	6.450	6.431
Reforma catalítica	820	941
FCC	2.175	845
HCC	1.085	2.406
Alquilação	120	69
Coque	2.668	2.723
HDT diesel	3.598	3.424
HDT nafta FCC	129	62
HDS nafta destilação e coque	487	272
HU (reforma a vapor)	210	325
CL (tratamento de enxofre)	318	150
SK (craqueamento a vapor)	1.372	-

Fonte: elaboração própria

A tecnologia das unidades de refino é determinada no modelo de otimização

através da escolha das melhores opções de configuração e capacidades para atender às demandas determinadas nas premissas do modelo. Podemos observar que a refinaria Diesel apresenta a unidade de HCC como principal unidade de conversão, enquanto a refinaria petroquímica apresenta a unidade de FCC como principal unidade de conversão, para atender sobretudo à demanda por propeno. Em ambos os casos as configurações otimizadas possuem as duas unidades, apenas com capacidades diferentes. Também nos dois casos, as unidades de FCC produzem propeno para o mercado, buscando aproveitar o seu maior preço em comparação aos combustíveis.

Além disso, para atender as especificações de combustíveis e de pureza necessária para a carga do craqueamento a vapor, as duas configurações apresentam unidades de hidrotratamento para o diesel, a nafta de FCC e as naftas de destilação e coque. A unidade de craqueamento a vapor da configuração petroquímica é necessária para atender à demanda por eteno, estabelecida nas premissas da alternativa petroquímica.

Diante da convergência do modelo para uma solução otimizada, que atende à demanda por combustíveis e produtos petroquímicos, conforme estabelecidas nas premissas, pode ser concluído que existem soluções tecnicamente viáveis para a produção de combustíveis e petroquímicos em uma unidade fisicamente integrada, confirmando a hipótese central da Tese.

Apesar de o modelo encontrar uma solução com viabilidade tecnológica para a integração refino-petroquímica, ainda seria necessário avaliar se esta solução encontrada é economicamente viável. Para que isso seja possível, foi realizada uma comparação das rentabilidades das duas alternativas de configurações de refino otimizadas.

Considerando-se os preços e as vendas do modelo, foi possível estabelecer a receita das unidades de refino propostas e os seus custos totais anuais. A tabela 6.19

apresenta estes resultados.

Tabela 6.19 - Resultados de Receitas e Custos das Unidades Otimizadas.

Receitas (US\$ mil/ano)	Ciclo de Alta		Ciclo de Baixa	
	Petroquímica	Diesel	Petroquímica	Diesel
Diesel 50 ppm	2.093.664	2.392.759	732.058	836.638
Diesel 500 ppm	-	98.190	-	209.159
QAV	447.492	447.492	160.236	160.236
Gasolina 50 ppm	569.084	398.358	223.199	156.239
Gasolina 500ppm	398.358	569.084	156.239	223.199
Nafta	-	282.320	-	111.338
Eteno	566.021	-	197.896	-
Propeno	500.043	-	201.400	-
Óleo	135.631	135.631	57.770	57.770
Coque	18.944	18.944	5.000	5.000
Propano	77.025	154.050	33.677	67.354
Butano	77.025	77.025	33.677	33.677
Exportação				
Propeno	129.011	-	60.420	-
Aromáticos	184.371	-	74.242	-
C5 Olefínico	14.245	-	9.600	-
Coque	15.421	16.141	4.940	5.670
Total	5.226.334	5.089.993	1.950.353	1.866.279
Custo Total	4.235.000	4.419.000	1.935.000	1.935.001
Lucro Bruto	991.334	670.993	15.353	(68.722)
Margem Bruta	19,0%	13,2%	0,8%	-3,7%

Fonte: elaboração própria

Considerando as premissas de preço descritas na tabela 6.11, no cenário de ciclo de alta, a refinaria Diesel apresentou custo total de operação anual, incluindo o fator de investimentos, de R\$ 4,4 bilhões, enquanto a refinaria Petroquímica apresentou custos menores, de R\$ 4,2 bilhões. A receita da refinaria petroquímica, por sua vez, foi maior, o que levou a uma maior rentabilidade, de 19% a.a., comparada à rentabilidade de 13,2% a.a. para a refinaria diesel.

No cenário de ciclo de baixa, com preços de petróleo mais baixos, os custos das duas configurações foram semelhantes, em torno de R\$ 1,9 bilhão. Contudo, uma

receita um pouco mais elevada da refinaria petroquímica levou a uma rentabilidade maior, de 0,8% a.a., comparada a um prejuízo de -3,7% a.a. para a refinaria diesel.

O principal resultado encontrado pela otimização das configurações propostas é a maior lucratividade da unidade integrada com petroquímica, em relação à unidade dedicada à produção de diesel e QAV. O resultado encontrado considera, inclusive, o custo de amortização do investimento, simulado através de um fator de investimentos. Esse resultado se deve principalmente ao maior valor agregado dos produtos petroquímicos em relação aos derivados e ao menor custo, principalmente devido ao menor consumo de hidrogênio do gás natural.³⁷ Ressalte-se que um resultado comparativo favorável à alternativa integrada também foi encontrado no caso do ciclo de baixa de preços petroquímicos.

Portanto, é possível concluir, diante das premissas e cenários propostos, que a alternativa de integração refino-petroquímica é viável também do ponto de vista econômico-financeiro, quando comparada à alternativa de uma refinaria integrada para a produção de diesel.

6.3.4. Avaliação das emissões de CO₂ das configurações propostas

Dentre as externalidades propostas pela teoria econômica que influenciam a decisão da integração vertical das firmas, destacam-se as questões ambientais. Nesse sentido, as emissões de CO₂ das unidades de refino poderão, no futuro, causar alterações nas decisões de investimento e nas configurações das unidades de refino propostas. Visando testar o impacto ambiental em termos de emissões de CO₂ das duas

³⁷ A utilização de outras premissas de preços poderia levar a resultados diferentes. Notadamente a maior disponibilidade e redução dos preços do gás natural poderia reduzir os custos da alternativa diesel. O objetivo principal, contudo não é saber se a alternativa petroquímica é mais ou menos rentável do que a alternativa diesel, mas verificar se ela possui níveis de rentabilidade semelhantes. Isso porque, no Brasil está prevista a construção de quatro novas refinarias, portanto, para atender aos mercados de combustíveis e produtos petroquímicos adequadamente poderão ser construídas refinarias com configurações diferentes.

alternativas testadas, foram calculadas as emissões por unidade de processo, calculadas a partir de seu consumo energético.

A tabela 6.20, a seguir apresenta os principais resultados encontrados para os dois casos analisados.

Tabela 6.20 - Emissões de CO₂ das Unidades Otimizadas.

Mil t/ano	Petroquímica	Diesel
Consumo Petróleo	10.000	10.000
Consumo GN	210	325
Consumo GN (Mm3/dia)	0,80	1,24
Importação	462	474
Total	10.672	10.799
Produção Total	9.265	9.917
Autoconsumo	1.229	687
Produção Bruta	10.494	10.604
Perdas	178	195
Emissões CO ₂	3.944	2.210

Fonte: elaboração própria

Conforme podemos observar na tabela anterior, a emissão direta de CO₂ da refinaria petroquímica é maior do que a da refinaria diesel. Os resultados encontrados indicam que as emissões da refinaria petroquímica totalizam 54,8 kg CO₂/barril, enquanto que as da refinaria diesel totalizam 30,7 kg CO₂/barril, valores compatíveis com os encontrados em Szklo e Schaeffer (2007). A emissão de CO₂ da unidade petroquímica é maior principalmente devido ao autoconsumo mais elevado de derivados de petróleo, consumidos nas unidades de craqueamento a vapor e FCC. Por outro lado, o seu consumo de gás natural é menor devido ao menor porte das unidades de hidrocraqueamento e hidrotratamento.

Embora as emissões diretas de CO₂ da unidade de refino integrada à petroquímica sejam maiores do que aquelas da refinaria otimizada para combustíveis, o uso final dos produtos da segunda alternativa de refinaria leva a consideráveis emissões de carbono (combustão dos derivados de petróleo), enquanto os produtos petroquímicos

são “estoques de carbono”. Quando são consideradas apenas as emissões do uso final dos produtos de cada refinaria, temos uma emissão total de 23,9 milhões de t CO₂ da unidade de refino integrada à petroquímica, e de 29,2 milhões de t CO₂ da unidade dedicada para combustíveis. Somando-se as emissões diretas de cada unidade, temos um total de 27,8 milhões t/CO₂ para a unidade integrada com petroquímicos e 31,4 milhões de t CO₂ para a unidade dedicada a combustíveis.

A emissão total das refinarias, incluindo a emissão de seus produtos, poderá ser importante se critérios de alocação, conforme aqueles determinados nas propostas da lei de cap-and-trade americana, se concretizarem no futuro. Isso porque, de acordo com a proposta da lei, as emissões do consumo de combustíveis seriam alocadas para as refinarias de petróleo. Provavelmente, a razão desta alocação é a busca da transferência direta dos custos de emissão para o preço dos combustíveis (Montgomery et al., 2009).

Dessa forma, em um cenário de futuro como o da proposta de lei de cap-and-trade americana, onde as refinarias arcariam com os custos das emissões integrais da combustão de seus produtos, uma refinaria petroquímica teria contabilizadas emissões menores, pois os produtos petroquímicos produzidos funcionam como estoques de carbono por um longo período. Nesse sentido, o aumento das restrições às emissões de carbono pode vir a representar uma vantagem para as refinarias integradas com petroquímica. Portanto, a menor emissão de CO₂ de seus produtos poderia vir a se tornar uma justificativa para a hipótese de integração refino-petroquímica, com o objetivo de reduzir as emissões globais em uma refinaria.

Maiores detalhes sobre o impacto das emissões de CO₂ sobre as configurações de refino propostas podem ser encontrados em Gomes et al. (2009). Nesse artigo, os autores discutem em que medida um custo de carbono de até US\$ 100/t CO₂ afetaria a configuração de refino ótima para os casos das refinarias diesel e petroquímica. Os

resultados encontrados, indicam que apenas com a cobrança de valores superiores a US\$ 50/t CO₂ as refinarias buscam alternativas para reduzir suas emissões, principalmente através do aumento do consumo de gás natural. Os modelos indicam que no caso da cobrança de valores menores, a refinaria apenas paga a taxa reduzindo sua rentabilidade, sem alterar substancialmente sua configuração de refino.

6.3.5. Avaliação da Unidade de Craqueamento a Vapor

A partir da análise dos resultados obtidos na otimização, verificou-se, apesar da margem mais elevada da configuração de refino petroquímica, um custo marginal elevado para a produção do eteno obtido naquela configuração. Isto indicaria ser a unidade de craqueamento a vapor uma unidade que agrega pouco valor à refinaria. Visando testar essa hipótese, foi feita nova rodada do modelo com alteração na demanda onde foi desconsiderada a demanda por eteno, mantendo-se apenas a demanda por propeno e derivados e aumentando, em contrapartida, a produção de gasolina. A produção de eteno foi mantida apenas como alternativa de exportação pela refinaria, no caso de ser esta uma alternativa mais favorável.

De forma bastante interessante, a hipótese de que a unidade de craqueamento a vapor agrega pouco valor à refinaria não foi confirmada. Isso porque a solução ótima considerou a produção de eteno para exportação, através de uma unidade de craqueamento a vapor menor, que processa apenas frações leves de refino. Essa alternativa é diferente da proposta originalmente para a refinaria petroquímica, pois para atender a demanda estabelecida de eteno na configuração original (cerca de 500 mil t/ano de eteno) a unidade de craqueamento a vapor tinha que processar cargas leves (naftas) e médias (gasóleos).

Os resultados obtidos estão descritos na tabela 6.21. Note-se que a rentabilidade dessa alternativa foi a maior comparada com os casos anteriores.

Tabela 6.21 - Rentabilidade do Caso Especial.

Receitas	US\$ mil/ano
Diesel 50 ppm	2.093.664
Diesel 500 ppm	-
Jet	447.492
Gasolina 50 ppm	569.084
Gasolina 500ppm	398.358
Nafta	-
Eteno	-
Propeno	500.043
Óleo	135.631
Coque	18.944
Propano	77.025
Butano	77.025
Exportação	
Eteno	358.857
Propeno	73.006
Aromáticos	82.614
C5 olefínico	9.200
Coque	17.201
Total	4.858.144
Custo Total	3.551.000
Lucro Bruto	1.307.144
Margem Bruta	26,9%

Fonte: elaboração própria

O resultado obtido no caso especial, de uma elevada rentabilidade operacional, de 26,9%, indica que a refinaria mais rentável, dentre os casos estudados, seria voltada principalmente para a produção de propeno e derivados médios, no entanto também produz eteno a partir de frações leves do petróleo. Essa solução, no entanto, indica uma unidade de craqueamento a vapor abaixo do tamanho ideal do ponto de vista de ganhos de escala (a produção de eteno seria de apenas cerca de 320 mil t/ano a partir de cargas leves). Isso poderia indicar a necessidade de elevação da escala da refinaria ou o

aproveitamento das correntes leves em uma unidade de craqueamento a vapor previamente existente, para maximizar o potencial de rentabilidade do projeto.

Esse resultado do modelo está de acordo com as recentes alterações que estão sendo propostas para o COMPERJ pela Petrobras, com a ampliação da capacidade de refino (em duas etapas) e revisão das características das unidades petroquímicas. A Petrobras anunciou que primeira etapa do COMPERJ será exclusivamente voltada para a produção de combustíveis. Contudo, em seguida serão construídas uma segunda unidade de refino e unidades petroquímicas. De acordo com os resultados encontrados nos modelos, é fundamental que esta segunda etapa de refino e as unidades de petroquímica sejam concebidas de forma integrada, visando um melhor aproveitamento das unidades de processo e a elevação da rentabilidade do projeto como um todo.

6.3.6. Custos Marginais Encontrados

A partir da propriedade da dualidade dos modelos de programação linear é possível estabelecer o preço sombra para cada produto produzido. Esse preço representa qual seria o custo de produção de uma unidade adicional daquele produto específico, mantendo-se inalterados todos os outros fatores do modelo, inclusive a produção dos demais produtos. O preço sombra é portanto, uma proxy do custo marginal de produção, que seria o custo da última unidade produzida, que é difícil de determinar em unidades que produzem muitos produtos, como é o caso de uma refinaria.

Os preços sombra, ou os custos marginais, obtidos a partir do modelo de programação linear, para os principais produtos das três configurações testadas são apresentados na tabela 6.22.

Tabela 6.22 - Custos Marginais dos Principais Produtos.

	Diesel	Petroquímica	Caso Especial
Gasolina	754	787	569
Diesel	699	699	468
QAV	720	719	485
Eteno		1.956	1.132
Propeno		1.000	1.000

Fonte: elaboração própria

Observa-se que todos os custos marginais da refinaria são menores na alternativa do caso especial (onde a unidade de craqueamento a vapor processa apenas cargas leves). Isto indica uma refinaria mais eficiente. Tal fato deve ocorrer porque frações leves são encaminhadas para a produção de eteno na unidade de craqueamento a vapor, enquanto frações pesadas são direcionadas para a fabricação de diesel, reduzindo ambos os custos marginais. A alternativa diesel aloca cargas leves e pesadas para a produção de diesel, exigindo altos custos de conversão de cargas leves para a especificação de derivados médios. Da mesma forma, a refinaria petroquímica aloca cargas médias de alto valor, como carga para o craqueamento a vapor, com alto custo de conversão.

Por outro lado, deve ser ressaltado que a unidade de craqueamento a vapor proposta no caso especial não possui escala eficiente. Portanto, para que essa alternativa fosse utilizada haveria necessidade de elevar a capacidade de processamento da refinaria como um todo, para elevar a produção de cargas leves, ou a unidade de craqueamento a vapor deveria receber outras cargas, como por exemplo etano e propano extraídos do gás natural, em complemento às cargas leves da refinaria proposta no modelo.

6.3.7. Resumo dos Principais Resultados e Considerações sobre Limitações dos Modelos Quantitativos.

As folhas de entrada de dados e de resultados do modelo completas, onde podem ser observadas em detalhe as cargas, custos e rendimentos das unidades de processo e as

quantidades e qualidades de cada produto intermediário e final das alternativas propostas, encontram-se no anexo II.

Os resultados econômicos encontrados em ambos os modelos apresentados confirmam de uma forma geral as hipóteses de viabilidade econômica da refinaria integrada com petroquímica e de maior rentabilidade quando comparada à refinaria dedicada à produção de combustíveis, a partir das premissas propostas nos modelos.

Dentre os diversos aspectos que contribuem para esse resultado, destaca-se o maior valor agregado dos petroquímicos básicos, eteno e propeno. Do ponto de vista tecnológico, outras vantagens verificadas estão na otimização do uso de energia e dos fluxos de produtos intermediários dentro da refinaria. Na alternativa integrada mais alternativas de fluxos estão disponíveis e ganhos de escopo são capturados pelas unidades de refino integradas.

Nos dois modelos, a integração através de um FCC petroquímico apresentou resultados melhores do que a integração através de uma unidade de craqueamento a vapor. O FCC petroquímico aumenta a produção de propeno, de alto valor agregado, na refinaria e reduz a proporção gasolina/diesel na refinaria, permitindo uma melhor adequação do mix de produção ao mercado.

O modelo de otimização indica uma vantagem para a instalação de um forno de pirólise na refinaria integrada, exclusivamente para o aproveitamento de frações leves de refino. No entanto, para que essa unidade de craqueamento a vapor de nafta leve se justifique é necessário ampliar a capacidade da refinaria proposta nos modelos.

Também nos cenários de ciclo de baixa de preços as configurações integradas com petroquímica têm um desempenho melhor, indicando robustez desta alternativa, quando comparada à refinaria dedicada à produção de combustíveis.

Do ponto de vista das externalidades relacionadas ao meio ambiente, o desempenho das emissões, a refinaria integrada emite mais CO₂ direto. Contudo, quando contabilizadas as emissões referentes à utilização dos produtos finais, esse quadro se reverte, com emissões menores para a refinaria integrada.

Os modelos apresentados indicam vantagens da integração física das unidades de refino e petroquímica e, sobretudo da concepção de projeto integrada para as suas atividades. Através dessa prática é possível capturar sinergias entre as duas atividades e otimizar a conversão de hidrocarbonetos derivados do petróleo em produtos finais, de acordo com a demanda do mercado, de forma mais eficiente em termos de consumo de energia e emissões de CO₂.

Ressalte-se que os resultados encontrados estão sujeitos às limitações da metodologia de análise e dos dados utilizados. O modelo de programação linear utilizado buscou simular o comportamento de refinarias que poderão ser construídas no Brasil nos próximos anos, no entanto, suas limitações permitem apenas aproximações restritas da realidade. O modelo de base utilizado elaborado pelo IFP já foi utilizado e validado pela sua utilização em diversos estudos, por exemplo, em Lantz et al. (2005). As adaptações para representar o processamento do petróleo brasileiro foram elaboradas pelo autor e baseiam-se nas melhores informações disponíveis encontradas em fontes diversas, entre elas livros, artigos, bancos de dados do PPE e do IFP e informações de empresas.

Buscando minimizar os impactos de falhas derivadas dos dados ou da modelagem nos resultados encontrados e nos modelos utilizados, os resultados apresentados foram sempre analisados de forma comparativa, entre as configurações propostas. A pesquisa contribuir para o desenvolvimento de metodologias de avaliação de investimentos em refino e para a discussão em torno das alternativas de

configurações de refino ajustadas à realidade dos mercados e das características do petróleo no Brasil. Os resultados encontrados indicam algumas questões que devem ser testadas em profundidade pelos agentes que possuem acesso a informações e modelos mais confiáveis e calibrados.

Os cenários foram arbitrariamente escolhidos, assim como diversas premissas. Por exemplo, diversas outras alternativas de configurações iniciais ou de demanda poderiam ter sido aplicadas ao modelo. No entanto, a escolha foi baseada na tentativa de simular projetos de refino que se aproximassem aos previstos para o Brasil e limitada pelas restrições de recursos e informações para elaboração do estudo.

Apesar dos resultados favoráveis à hipótese de integração refino-petroquímica encontrados nos modelos, essa integração pode ser concretizada de várias formas. Através de uma unidade fisicamente integrada, através de unidades distintas em um único polo, ou através de unidades separadas ligadas por infraestrutura logística e contratos. Essa discussão e uma síntese dos resultados encontrados referentes aos aspectos econômicos, de mercado, tecnológicos, financeiros e externalidades ambientais que impactam a estratégia de integração vertical das atividades de refino e petroquímica estão na conclusão da Tese.

7. Conclusões da Tese

7.1. Conclusão

Conforme observado no Capítulo 1, a teoria econômica considera que a integração vertical é mais adequada para a regulação das transações do que o mercado, quando estão presentes algumas características, a saber: elevado nível de incerteza das transações, assimetria de informações sobre o preço e disponibilidade dos insumos, especificidade dos ativos envolvidos, alta frequência das transações e externalidades diversas.

Ao longo da Tese, foram analisados os mercados de refino e petroquímica mundiais e brasileiros, para saber se estes aspectos estão neles presentes.

Os mercados mundiais de refino e de petroquímica passam por uma fase de enorme incerteza, diante da dinâmica e da alteração do eixo do crescimento econômico mundial, anteriormente concentrado nos países desenvolvidos, que se transfere para países em desenvolvimento. As incertezas existem atualmente sobre os fatores determinantes da demanda (sobretudo o nível e a distribuição do crescimento global) e da oferta mundial (grande número de novos projetos e custos de investimento elevados) em ambos os setores.

A questão dos insumos, por sua vez é fundamental para a Petroquímica, cuja disponibilidade e preços das matérias-primas dependem dos mercados de petróleo e gás, muito maiores e, portanto, definidores desses fatores. A assimetria de informações é clara, nesse caso, com ampla vantagem para as empresas de petróleo sobre as petroquímicas.

Por outro lado, a atividade de refino avalia a entrada na Petroquímica como uma oportunidade de acesso a mercados de crescimento acelerado e margens mais elevadas, assim como de valorização de seus produtos. A questão ambiental também é

determinante para o interesse das refinarias na petroquímica, já que a integração permite otimizações energéticas e um melhor aproveitamento dos recursos na cadeia de valor. Estes e outros fatores estão detalhados nos capítulos 2 e 3.

A especificidade dos ativos das duas atividades é claramente elevada, pois seus equipamentos são dedicados e altamente especializados, visando alta eficiência na produção, conforme ressaltado no capítulo 4. Além disso, por serem indústrias de processo contínuo, a frequência das transações é praticamente ininterrupta. As externalidades regulatórias, principalmente relacionadas a questões ambientais, também afetam as atividades de refino e petroquímica. A flexibilidade entre a produção de combustíveis e petroquímicos, existente em uma unidade integrada melhora a performance operacional. Nesse contexto, a integração física entre as atividades aumenta a flexibilidade operacional e permite uma maior gama de alternativas de produção e atendimento ao mercado.

As características e a evolução histórica dos mercados brasileiros de petróleo e de petroquímica, analisados no capítulo 5, apontam também alguns estímulos adicionais à integração vertical entre as atividades de refino e petroquímica. Por exemplo, devido à alta concentração do setor de refino no Brasil e à sua característica de controle acionário do Estado sobre a principal empresa envolvida, a Petrobras, a integração com a petroquímica pode ser uma forma de transferir ao outro setor industrial a capacidade de apropriação de lucros extraordinários de monopólio e de ampliar a atuação estratégica do Estado na definição de políticas públicas. Nesse sentido, diante da expectativa de forte elevação da produção e exportação de petróleo no Brasil, existe a intenção do governo de estimular a valorização do petróleo bruto através da expansão das atividades de refino e de petroquímica no país. Por outro lado, a dependência de nafta da petroquímica brasileira e o aumento da competitividade do gás natural no mundo levam

à busca por uma aliança estratégica com o fornecedor de matérias-primas. Finalmente, a baixa capacitação tecnológica da petroquímica nacional também poderá ser revertida com a capacitação, investimentos e infraestrutura da Petrobras nesta área.

O futuro das atividades de refino e petroquímica no Brasil também deverá sofrer influência da evolução das tecnologias e dos mercados de combustíveis e de petroquímicos de fontes renováveis, em franco crescimento no Brasil, devido à competitividade agrícola do país. Atualmente, o mercado de etanol é um fator de incerteza adicional e ímpar para o refino brasileiro, sobretudo devido à sua influência sobre o mercado nacional de gasolina, em virtude do crescimento da frota de carros flex-fuel. Por outro lado, esses mercados têm enorme potencial de expansão e vão gerar excelentes oportunidades de negócios que, em parte, já estão sendo aproveitadas pelas refinarias e pela indústria petroquímica (por exemplo a produção de H-BIO e de polímeros verdes). Uma questão a ser discutida no futuro é se as vantagens da integração entre o refino e a petroquímica também podem ser observadas em unidades produtoras de biocombustíveis e produtos químicos de origem renovável.

Os resultados apresentados nos modelos do capítulo 6 de viabilidade econômico-financeira da alternativa de integração e maior rentabilidade das configurações de refino integradas, calculada a partir das premissas propostas, indicam o melhor aproveitamento das alternativas operacionais e maior agregação de valor sobre as matérias-primas utilizadas na alternativa integrada. Vale ressaltar que as alternativas tecnológicas de integração são inúmeras, tendo sido testadas no capítulo 6 as opções de um FCC petroquímico e de uma unidade de craqueamento a vapor, com foco na produção de eteno.

Os resultados encontrados nos modelos de simulação e otimização indicaram a integração refino-petroquímica como uma alternativa mais rentável tanto em períodos de alta, quanto em períodos de baixa do ciclo de preços.

A alternativa de integração através de um FCC petroquímico mostrou-se como a mais rentável no modelo de simulação, capaz de comparar as unidades de processo individualmente. O modelo de otimização também indicou boa rentabilidade para a configuração de refino com uma unidade de FCC petroquímico. A unidade de craqueamento a vapor, por sua vez, apresentou resultado satisfatório no modelo de otimização apenas após a adequação do tipo de carga e da escala dessa unidade. Isso porque o custo marginal de produção de eteno nesta unidade mostrou-se muito elevado no modelo de otimização a partir das premissas iniciais propostas. O custo marginal de produção de eteno foi reduzido no modelo a partir do processamento exclusivo de cargas leves na unidade de craqueamento. Nesse caso, para que a unidade de craqueamento atingisse escala adequada, seria necessário aumentar a capacidade de processamento da refinaria.

Ressalte-se que a metodologia aplicada na Tese, conjugando modelos de simulação e otimização para analisar unidades e configurações de refino e de produção de petroquímicos de forma integrada é original e pode ser utilizada para testar outras hipóteses de pesquisa, como por exemplo o impacto de taxa de CO₂ sobre as configurações de refino analisado em Gomes et al. (2009).

O cálculo das emissões de CO₂ das alternativas de refino dentro do modelo de otimização apontou para uma maior emissão direta da alternativa integrada. Contudo, se considerarmos a emissão dos produtos ao longo da cadeia de valor, a alternativa petroquímica é menos impactante, na medida em que os petroquímicos constituem estoques de carbono. Além disso, conforme vimos no capítulo 3, os produtos

petroquímicos apresentam diversas soluções tecnológicas que reduzem a emissão de CO₂ em aplicações finais, comparados com as alternativas existentes – por exemplo, na substituição de ligas metálicas por plásticos dentro da indústria automobilística. Foge ao escopo desta tese analisar este efeito indireto, que poderia ser tema de um estudo futuro.

Em um ambiente de incerteza elevada, com forte volatilidade de preços e mudanças no ambiente regulatório, notadamente na área ambiental, as relações frequentes através do mercado tornam-se mais instáveis e os contratos mais complexos e sujeitos a rompimentos unilaterais. Dessa forma, existe um incentivo adicional à realização de transações dentro da mesma empresa ou de empresas sob mesmo controle, conforme proposto por Williamson (1996). Essa condição de incerteza estimula a integração refino-petroquímica, não só do ponto de vista físico e tecnológico, mas também do ponto de vista de gestão. Essas incertezas podem ser minimizadas quando as ações para compensar variações de preços e alterações de regulação podem ser tomadas de forma integrada ao longo da cadeia de produção ou internamente a uma única empresa.

O processo de integração refino-petroquímica segue a estratégia comum a outros países produtores de petróleo, de aumento e de busca pela eficiência de seus parques de refino para atender a mercados consumidores de produtos de maior qualidade e de valorização de seus recursos naturais não renováveis. Por um lado, interessa às refinarias pela diversificação de sua produção com a entrada em novos mercados de alto crescimento, de alto valor agregado e menor incerteza de demanda. Por outro lado, interessa à indústria petroquímica, pois permite o acesso a fontes de matéria-prima, reduzindo a assimetria de informações com relação à disponibilidade e preço de insumos.

Além disso, a similaridade tecnológica de ativos específicos de refino e petroquímica alavanca oportunidades de desenvolvimento tecnológico em diversas áreas. Enquanto a indústria petroquímica brasileira, recentemente consolidada, tem foco em commodities e investe pouco em pesquisa e desenvolvimento, a Petrobras ocupa uma posição de destaque no desenvolvimento de novas tecnologias no setor de Petróleo e mais especificamente no refino. Portanto, a existência de infraestrutura própria (centros de tecnologia), parcerias, recursos humanos e financeiros vultosos dedicados à pesquisa e desenvolvimento, pode acelerar o desenvolvimento de tecnologia em petroquímica, a partir da integração refino-petroquímica no Brasil.

Finalmente, podemos observar que a integração das atividades do refino e da Petroquímica no Brasil é, não apenas uma tendência de longo prazo, mas uma realidade efetiva em implantação. Como evidências deste processo podemos ressaltar: o aumento da utilização de correntes de refinaria para a produção de petroquímicos, notadamente o propeno e o eteno; a existência de projetos de novas unidades de refino integradas com a produção de petroquímicos (COMPERJ); e a participação da Petrobras na consolidação e no controle da indústria petroquímica brasileira.

Ressalte-se que no caso do COMPERJ, houve uma recente alteração do projeto original para um projeto em 3 etapas, sendo a primeira exclusivamente voltada para a produção de combustíveis, a segunda e a terceira voltadas para a produção de petroquímicos e a ampliação da refinaria. De acordo com os resultados obtidos nos modelos, a ampliação da capacidade poderá ser bastante benéfica ao projeto por alcançar uma capacidade de produção de nafta mais elevada, adequada para a produção de petroquímicos através de unidades de craqueamento a vapor convencionais. Contudo, visando otimizar a rentabilidade do projeto como um todo, através da captura das

sinergias operacionais, é necessário que as unidades de petroquímica e a ampliação do refino sejam concebidas de forma integrada.

Ainda que o processo de integração esteja em curso no Brasil, ele merece ser mais bem estudado e discutido. Nesse contexto, a tese contribuiu exatamente com o desenvolvimento de uma metodologia para o aprofundamento do tema e com a análise de questões relevantes relacionadas à integração. As principais contribuições da Tese para a discussão do tema estão listadas a seguir:

1. Revisão das discussões da teoria econômica sobre integração vertical;
2. Análise dos aspectos de mercado relacionados à integração refino-petroquímica;
3. Avaliação dos aspectos tecnológicos da integração refino-petroquímica;
4. Observação das características específicas do caso brasileiro;
5. Teste de alternativas de configurações possíveis para a integração;
6. Verificação das escalas das unidades e do custo marginal dos produtos;
7. Observação dos impactos de ciclos de alta e baixa de preços de petróleo e petroquímicos sobre a rentabilidade das configurações;
8. Discussão das questões ambientais que permeiam a integração refino-petroquímica.

O desenvolvimento da metodologia de análise baseada nas modelagens de simulação e otimização propostas também permitiu o desenvolvimento de outras pesquisas complementares à Tese, com os seguintes resultados:

- a. Estudo de alternativas de ampliação de uma refinaria existente, testando novas possibilidades tecnológicas ainda não plenamente maduras do ponto de vista comercial, como a gasificação, utilizando o modelo de simulação elaborado para a Tese (Branco et al., 2010);

- b. Análise dos impactos de externalidades sobre a configuração de refino, advindas da cobrança de uma taxa de CO₂ sobre as emissões de refino (Gomes et al., 2009);
- c. Cálculo do custo marginal de abatimento de emissões de CO₂ nas novas unidades de refino no Brasil (Schaeffer et al., 2009)

7.2 Oportunidades de Desenvolvimento Futuro da Pesquisa

A Tese teve um caráter multidisciplinar, buscando analisar um conjunto de fatores que influenciam a estratégia de integração refino-petroquímica. Foram identificadas justificativas econômicas, de mercado, tecnológicas e ambientais para a integração refino-petroquímica no Brasil. Portanto, pesquisas adicionais poderiam ser conduzidas para analisar apenas uma destas questões com maior profundidade.

Por exemplo, a Tese focou sua análise na integração do refino com unidades produtoras de olefinas (eteno e propeno). Portanto, poderia ser aprofundada a integração com unidades dedicadas à produção de petroquímicos aromáticos. Outro detalhamento interessante seria o impacto da integração com as unidades de segunda geração de petroquímicos. Por exemplo, poderia ser estudada qual unidade de segunda geração geraria maior valor em uma unidade integrada. Neste caso, recomenda-se estudar unidades de produção das seguintes resinas e intermediários químicos: polietilenos, polipropileno, MVC e PVC, estireno e poliestirenos, ácido acrílico e SAP, óxido de eteno e derivados, entre outros.

Além disso, por se tratar de uma pesquisa aplicada sobre a integração das atividades de refino e petroquímica no Brasil, alterações nos cenários de contorno, como mudanças nos mercados de refino e petroquímica, o desenvolvimento de novas

tecnologias, ou modificações nas regulações ambientais poderiam vir a modificar as conclusões do estudo, levando à oportunidade de atualizá-lo.

Por exemplo, o avanço dos processos biotecnológicos de produção de materiais poderá competir diretamente com a indústria petroquímica no futuro. Suas rotas e seu impacto sobre a estratégia de integração poderia ser um tópico interessante para o desenvolvimento de novos estudos.

Na verdade, valeria a pena estudar até mesmo as possibilidades de integração de combustíveis e materiais a partir de matérias-primas como biomassa, carvão e gás natural - e mesmo, no futuro, o CO₂. Como vimos na figura de Ren et al (2006) no capítulo 4 (figura 4.5), existem diferentes rotas para materiais e combustíveis. Esta tese enfatizou a integração de rotas convencionais a partir do petróleo, ainda que explorasse avanços tecnológicos destas rotas. Estudos poderiam ser desenvolvidos para as outras rotas alternativas, que não necessariamente seguem as mesmas características das rotas associadas ao óleo bruto. Por exemplo, Cherubini e Stromman (2010) discutem a possibilidade de as biorrefinarias produzirem combustíveis e químicos de forma integrada para a maximização de rendimentos. Neste caso, a questão da escala e da agregação de valor em unidades integradas a partir da biomassa merece estudos futuros mais aprofundados.

Ainda nesta linha, o recente aumento da participação do gás natural não convencional na produção de gás nos EUA e as possibilidades de produção de gases não convencionais no Brasil, sobretudo a partir do pré-sal, poderão afetar as indústrias de refino e petroquímica no Brasil. Contudo, as informações disponíveis não permitem ainda definir a quantidade e o preço deste gás que poderá estar disponível no futuro para a produção de petroquímicos. Quando houver disponibilidade dessas informações,

poderia ser realizado um estudo para investigar o impacto dessa nova produção sobre a estratégia de integração refino-petroquímica no Brasil.

Rotas inovadoras a partir de processos como gasificação também mereceriam ser estudadas. O próprio modelo de simulação desenvolvido na tese já foi usado neste sentido, conforme antes mencionado – vide Branco et al. (2010). Isto é válido até porque a gasificação poderia ser analisada como uma unidade multi-insumo/multiproduto, levando à discussão novamente para a questão de novas matérias-primas e seu impacto sobre a integração de plantas para combustíveis e plantas para químicos.

Como dito antes, a questão das emissões de CO₂ também poderia ensejar diferentes estudos no futuro. Nesta tese, foi estimado o balanço de emissões de CO₂ considerando-se apenas as emissões do processo de refino e da combustão dos seus produtos. Não foi feita a análise de ciclo de vida. Tampouco foi analisado em que medida os plásticos reduzem a emissões de CO₂ de diferentes produtos, ao substituírem outros materiais.

A metodologia proposta poderia também ser utilizada ainda para verificar a existência de abuso de poder de mercado por parte de empresas integradas, na medida em que a modelagem possibilita estimar custos marginais e margens operacionais. Nesse sentido seria também oportuno discutir os efeitos da integração refino-petroquímica sobre a concorrência no Brasil.

Uma última proposta de continuidade do estudo seria o aperfeiçoamento dos modelos quantitativos de simulação e otimização desenvolvidos na Tese. Por exemplo, as premissas assumidas poderiam ser alteradas para testar outros cenários ou outras alternativas de integração refino-petroquímica. Uma outra possibilidade é analisar múltiplas opções de refinarias e integrar estas opções ao mercado, considerando a questão logística. Apesar de os modelos utilizados terem atendido plenamente os

objetivos propostos na Tese, novas pesquisas poderiam considerar outras técnicas de simulação e otimização, como por exemplo modelos de programação não lineares.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDI – AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL.

“Caracterização da Cadeia Petroquímica e da Transformação de Plásticos”,
concorrência ABDI nº 01/2009, processo nº 116/08, Brasília, 2010.

ABDI – AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL.

“Panorama Setorial de Plásticos”, Série Cadernos da Indústria ABDI, Brasília, 2008.

ABIQUIM – Associação Brasileira de Indústria Química, “Anuário da Abiquim - 2009”,
2009.

ABIQUIM – Associação Brasileira de Indústria Química, “Demanda de Matérias-

Primas Petroquímicas e Provável Origem até 2020.”, Novembro, 2007. Disponível
em:

<http://www.abiquim.org.br/geral.asp?pag=/publicacoes_migra/info&str_ID=74S>.

Acessado em: 09 jul. 2010.

ABIQUIM – Associação Brasileira de Indústria Química, “O Desempenho da Indústria
Química Brasileira em 2010”, mimeo, 2010.

ABIQUIM – Associação Brasileira de Indústria Química, “Pacto Nacional da Indústria
Química”, mimeo, junho de 2010b.

ACC – American Chemical Council, “Innovations for Greenhouse Gas Reductions: A
life cycle quantification of carbon abatement solutions enabled by the chemical
industry”, July, 2009.

ADAMS, G. “State of the Industry. Exploring Tomorrow's Why's”. World
Petrochemical Conference, CMAI, Houston, March, 2010.

ADELMAN, M. A., “The Real Oil Problem”. Regulation, p. 16-21, Spring 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS –

ANP. “Esquemas de Produção no Refino de Petróleo”, Disponível em:

<www.anp.gov.br>. Acessada em: 15 jul. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS –

ANP. “Produção Nacional de Derivados de Petróleo”, planilhas de dados, 2010.

Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acessadas em: 10 jul. 2010b e 12 jan. 2011.

ALAZARD, N.; MASSONIER, G. “L'Offre et la Demande de Pétrole” Panorama, IFP, 2009.

ALCHIAN, A. e DEMSETZ, H. “Production, Information Costs, and Economic

Organization”, The American Economic Review, Vol. 62, No. 5, Dezembro, 1972.

AL-QAHTANI, H., “Refining & Petrochemicals Integration: Drives and Challenges”,

27th JCCP International Symposium, Japão, 2009. Acessado em: 10 de abril de 2010,

Disponível em: http://www.jccp.or.jp/english/wp-content/uploads/27th_10.pdf

ANTUNES, A. M. S. “Indústria Petroquímica Brasileira: Estrutura, Desempenho e

Relação com a Química Fina”, Tese (Doutorado). Programa de Engenharia

Química/COPPE/UFRJ, 1987.

API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. “The people of Missouri Will be hurt

by the Waxman-Markey Climate Bill”. 2009. Disponível em: <www.api.org>.

Acessado em: 10 jan. 2010.

AQUINO, J., MEDEIROS, L., CALMON, S., “REFINARIA ABREU E LIMA – UMA

FÁBRICA DE DIESEL”, Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro, 2010.

ARENA, B.; HOLMGREN, J.; MARINANGELI, R.; MARKER, T.; MCCALL, M.;

PETRI, J.; CZERNIK, S.; ELLIOT, D.; SHONNARD, D. “Opportunities for

Biorenewables in Petroleum Refineries”. Rio Oil and Gas Conference, 2006.

- ARROW, K. “Vertical Integration and Communication”. The Bell Journal of Economics, vol. 6, No. 1, spring, 1975.
- ARTEMOV, A. V.; BRYKIN, A. V.; IVANOV, M. N.; SHELYAKOV, O. V.; E SHUMAEV V. A. “Analysis of Strategy of the Petrochemistry Development till 2015”. Russian Journal of General Chemistry, vol. 79, No. 6, p. 1231–1243, 2009.
- ASSUNÇÃO, F, 2010 “Química Verde no Brasil 2010-2030”. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE, Brasília, 2010.
- AZEVEDO, F. “A Tecnologia de FCC no Novo Cenário Do Refino” Apresentação - Gerente de Tecnologia de Processos Catalíticos, Petrobras, sem data.
- BABUSIAUX, D. “Allocation of the CO₂ and pollutant emissions of a refinery to petroleum finished products”. Oil & Gas Science and Technology—Revue IFP 6(58), p. 685–692, 2003.
- BABUSIAUX, D. e BAUQUIS, P.R. “Depletion of Petroleum Reserves and Oil Price trends”, Institute Français du Pétrole – IFP, French Academy of Technology Energy and Climate Change Commission - Report of the Petroleum Working Group, 2007.
- BABUSIAUX, D.; CHAMPLON, D.; VALAIS, V. “Aggregate oil refining models, the case of energy economy interactions in France”. Energy Exploration and Exploitation 2 (2), p. 143–153, 1983.
- BABUSIAUX, D.; PIERRU A. “Modeling and Allocation of CO₂ Emissions in a Multiproduct Industry: The Case of Oil Refining” Applied Energy Vol. 84, p. 828-841, 2007.
- BAKER, G.; GIBBONS, R. E.; MURPHY, K. “Relational Contracts and the Theory of the Firm”. The Quarterly Journal of Economics, Fev. 2002.
- BASSO, J., FELTRAN, M., BECKER, P., ROCHA, P., “Produção de Olefinas a Partir de Corrente C₄”, Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro, 2008.

- BASTIN, C., "Perspectivas da Demanda de Derivados de Petróleo no Setor Automotivo Chinês", Rio Oil & Gas - IBP, 2006.
- BASTOS V. e COSTA, L., "Balança comercial e perspectivas do investimento 2010-2013 na indústria química brasileira", em "Perspectivas do Investimento – 2010 – 2013", Mimeo, 2010.
- BASTOS, V., "Biopolímeros e Polímeros de Matérias-Primas Renováveis Alternativos aos Petroquímicos", Revista do BNDES, Rio de Janeiro, vol. 14, No. 28, p. 201-234, dez. 2007.
- BASTOS, V., "Desafios da Petroquímica Brasileira no Cenário Global". BNDES Setorial, 2009.
- BELATO, D. LIMA, J., MONTEIRO, D. GOMES, J., ALT, B. SOUZA, R. "O Processo de Hidrocrackeamento em uma Refinaria Petroquímica", Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro, Setembro, 2010.
- BENNETT, S., PEARSON, P., "From petrochemical complexes to biorefineries? The past and prospective co-evolution of liquid fuels and chemicals production in the UK", Chemical engineering research and design, 87, p. 1120–1139, 2009.
- BENTLEY, R. W. "Global Oil & Gas Depletion: an Overview". Energy Policy, No 30, p. 189-205, 2002.
- BOSCO, F. "O Combustível que Move o País", Revista Petro & Química, junho, 2007.
- BP - BRITISH PETROLEUM, "Statistical Review of World Energy 2009". 2009.
- Disponível em: <<http://www.bp.com/>>. Acessado em 18 dez. 2009.
- BRANCO D., "Análise Técnica e Econômica da Aplicação da Tecnologia GTL de Pequena Escala para a Monetização do Gás Natural Associado Remoto Offshore no Brasil". Programa de Planejamento Energético- PPE/COPPE, UFRJ, Fevereiro, 2008.

- BRANCO D., GOMES, G. e SZKLO, A. “Challenges and technological opportunities for the oil refining industry: A Brazilian refinery case”, *Energy Policy*, V. 38, p. 3098-3105, Junho, 2010.
- BRASKEM. “Apresentação para Investidores”. Apresentado em junho de 2010.
Disponível em: <www.braskem.com.br>. Acessado em: 20 jul. 2010.
- BRITISH PETROLEUM – BP. “Statistical Review of World Energy, 2010”. Disponível em <
<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9023773&contentId=7044469>>. Acessado em: 09 set. 2010.
- BUTLER, M.; GARNETT, R. “Teaching the Coase Theorem: Are We Getting It Right?”, *Atlantic Economic Journal*, vol. 31, No. 2, p. 133-145, Jun. 2003.
- CARR, C. “Global Propylene Update - Shifting Gears”, *World Petrochemical Conference - CMAI, Houston, 2010*
- CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, “Química Verde no Brasil 2010-2030”, Brasília, 2010.
- CHANDLER, A. “Organizational Capabilities and the Economic History of the Industrial Enterprise”. *Journal of Economic Perspectives*, vol. 6, No.3, summer, 1992.
- CHERUBINI, F. e STROMMAN, A., “Production of Biofuels and Biochemicals from Lignocellulosic Biomass: Estimation of Maximum Theoretical Yields and Efficiencies Using Matrix Algebra”, *Energy Fuels*, 2010, 24 (4), pp 2657–2666, Março, 2010.
- CLAYTON, S. J.; STIEGEL, G. J.; WIMER, J. G. “Gasification Technologies - Gasification Markets and Technologies - Present and Future An Industry Perspective”. *Gasification Technologies Product Team, Coal & Power Systems*

- Program, Office of Fossil Energy National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, 2002.
- COASE, R. “The Problem of Social Cost”. The Journal of Law and Economics, Out. 1960.
- COASE, R., "The Nature of the Firm, *Economica*". New Series, Vol. 4, No. 16., Nov. 1937.
- COLLINS, G., “China’s Refining Expansions to Reshape Global Oil Trade”, Oil and Gas Journal, V. 106, 2008.
- CORNELL, S. “From refinery to polymers: the case for integration”. Total Petrochemicals, Gulf Petrochemicals and Chemicals Association, Dubai, 2007.
- Disponível em :
 <<http://www.gpca.org.ae/newgpca/downloads/pdfs/presentations/forum02/Cornell.pdf>>. Acessado em jul, 2010.
- COUTINHO, L. “A transição da petroquímica brasileira em direção ao paradigma mundial: uma avaliação do ato de concentração que originou a Braskem S.A.”, sem data.
- COUTINHO, P., “Estratégia Tecnológica e Gestão da Inovação: Estrutura Analítica Voltada para os Administradores das Empresas.”, Tese de Doutorado - Escola de Química, UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.
- DAVIS, S. “Petrochemical Industry Overview” CHE Marketing Research Report, SRI consulting, 2008.
- DE AZEVEDO, J., “Apresentação da Petrobras”. Apresentação, 26ª Reunião Anual da APLA – Associação Petroquímica e Química Latino-americana, realizada, Rio de Janeiro, 2006.

DOSI, G. e NELSON, R., “An introduction to evolutionary theories in economics”,

Journal of Evolutionary Economics, volume 4, número 3, 1994.

EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, “International Energy

Outlook 2010”, 2010. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>>.

Acessado em: 12 ago. 2010.

EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, “International Energy

Outlook 2009”, 2009. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>>.

Acessado em: 12 ago. 2010.

EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, “International Energy

Outlook 1999”, 1999. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>>.

Acessado em: 20 dez. 2008.

EIA. - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, "Annual Energy Outlook".

2009. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>>. Acessado em 20 jan. 2010.

EIPCCB, “Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). Reference Document for

Best Available Technologies for Mineral Oil and Gas Refineries.”, European

Comission, 2003. Disponível em: ftp://ftp.jrc.es/pub/eippcb/doc/ref_bref_0203.pdf,

Acessado em 10/11/2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. “Matriz Energética Nacional,

2030”. Nov. 2007. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>>. Acessado em: xx jul. 2010.

ERAMO, M. “Global Ethylene Market Outlook: Exceeding Expectations in the Downturn”. World Petrochemical Conference, CMAI, Houston, March, 2010.

- ERBER, F. S. “A Indústria Petroquímica Brasileira: uma perspectiva histórica”. Parecer anexo ao Ato de Concentração no 08012.005799/2001-92 do CADE, 2002.
- FAN, J.; HUANG, J.; MORCK, R. E.; YEUNG, B. “Vertical Integration, Institutional Determinants and Impact: Evidence from China”. 2008. Disponível em: http://ihome.cuhk.edu.hk/~b109671/wp/2008_10_21_China_VI.pdf. Acessado em 03 abr. 2010.
- FENG, P. “Base Camp, Preparing For The Ascent”, World Petrochemical Conference – CMAI, Houston, 2010.
- FONTES, A., Lima, A. Lima, M. Pereira N., “New Petrobras technology for normal paraffins production from vegetable oils”, 19th World Petroleum Congress, Madrid, 2008.
- FURTADO, J. “ESTUDO DA COMPETITIVIDADE DE CADEIAS INTEGRADAS NO BRASIL: impactos das zonas de livre comércio - Cadeia: Petroquímica”, UNICAMP, 2003.
- FYFE, D., LOPEZ, E., WALKER, J., MUNRO, D. MARTIN, D., WALDRON, M. REPIKOVA, M. MATSUOKA, T., MAYNE, A., “Medium-Term Oil Market Report”, IEA, 2009.
- GARY, J.; HANDWERK, G.; KAISER, M. “Petroleum Refining: Technology and Economics”. Marcel Dekker Inc., New York, 2007.
- GELLER, H.S. “Revolução Energética – Políticas para um Futuro Sustentável”, Ed. Relume Dumará, 2003
- GILBERT, W., BAPTISTA, C., PINHO, A., CASAVECHIA, L. C., “Oportunidades para o RFCC: Geração de Propeno e Eteno ou LCO de Alto Cetano”, Rio oil and Gás Conference, 2006.

- GIST, R. "North America Ethylene Feedstocks in a Low Gas Price Environment"
World Petrochemical Conference – CMAI, Houston, 2010.
- GOMES G., DVORSAK, P., HEIL T., "Indústria Petroquímica Brasileira: Situação Atual e Perspectivas". BNDES Setorial. No. 21, Rio de Janeiro, p. 75-104, 2005.
- GOMES, G. "Configurações alternativas de refino e integração com petroquímica no Brasil". Rio Oil and Gas, 2008.
- GOMES, G., SZKLO, A., MACHADO, G., "A influência das alterações nos mercados mundiais de petroquímicos sobre a integração refino-petroquímica no Brasil.", 4o PDPETRO, Campinas, SP, 2007.
- GOMES, G.; BRANCO, D.; SZKLO, A. "Challenges and Technological Opportunities for the Oil Refining Industry: A Brazilian Refinery Case". World Petroleum Congress, 2008.
- GOMES, G.; SZKLO, A. SCHAEFFER, R. "The impact of CO2 taxation on the configuration of new refineries: An application to Brazil". Energy Policy 37, p. 5519–5529, 2009.
- GROOTJANS, J., VANRYSELBERGHE, V., VERMEIREN W., "Integration of the TOTAL PETROCHEMICALS-UOP Olefins Conversion Process into a Naphtha Steam Cracker Facility", TOTAL PETROCHEMICALS RESEARCH FELUY-Belgium, sem data.
- HASENCLEVER, L., KUPFER, D. "Economia Industrial" Editora Campus, 2002.
- HIGGINS, T. "Global Demand For Clean Fuels: What It Means For The Refinery", Crude to Biofuels Conference, Hart Energy, Set. 2009.
- IBAW. "Highlights in Bioplastics, International Biodegradable Polymers Association and Working Groups (IBAW)". Berlim, jan. 2005. Disponível em: <<http://www.ibaw.org>>. Acessado em: 29 mai. 2007.

IEA – International Energy Agency, “Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions”, 2008. Disponível em:

<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/tracking_emissions.pdf>. Acessado em: mar, 2010.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “Technology Roadmaps Electric and plug-in hybrid electric vehicles (EV/PHEV)”, 2008.

IPCC—Intergovernmental Panel on Climate Change. “Climate Change 2007: Synthesis Report”. Geneva, Switzerland: WMO, 2007. Disponível em <http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.htm#1>. Acessado em: 15 mar. 2010.

JAWAD, R. “Refining and Petrochemicals Integration”, UOP, SAS-AIChE Meeting, Al-Khobar, KSA, 2007. Acessado em: 10 de abril de 2010, Disponível em:

http://www.kfupm.edu.sa/sas-aiche/Extra%20Files/Refining_Petrochemicals_Integration.ppt

JOHSON, A. R.; LETSZCH, W. S.; SWATY T. E.; BOWEN, C. P. “Emerging Technologies in the Petrochemical Refinery”, Stone & Webster, INC, 2002.

KAPUSTIN, V. M. Kh.; BAGMANOV, A.; VAISMAN, A. F.; KUTIKOVA, V. N.

“Complex of Petroleum-Refining and Petrochemical Plants Operated by The Taneko Company”. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, Vol. 45, No. 1, 2009.

KAUFMANN, R. e ULLMAN, B. “Oil Prices, Speculation, and Fundamentals:

Interpreting Causal Relations Among Spot and Futures Prices“, Energy Economics, 31, 2009.

KAUFMANN, R., “The Role of Market Fundamentals and Speculation in Recent Price Changes for Crude Oil”, Energy Policy, 39, 2011.

KBC MARKET SERVICES. “Outlook for the Refining Industry”. March, 2007.

KON, A. "Economia Industrial". Editora Nobel, São Paulo, 1999.

- KUPFER, D. “Estrutura e estratégia na cadeia petroquímica: plástico.” Fórum LatinoPlast, Gramado, 2004. Disponível em:
http://www.ie.ufrj.br/gic/pdfs/a_integracao_na_cadeia_petroquimica_plastico.pdf.
Acesso em 06 de julho de 2010.
- LANTZ, F.; GRUSON, J. F; SAINT-ANTONIN, V. “Development of a model of the World Refining for the POLES model: the OURSE model”. Institute for Prospective Technological Studies, European Commission Joint Research Centre (DG JRC), Technical Report EUR 21864 EN, European Communities, 2005
- LAPLANE, A. “Direito, Concorrência e Desenvolvimento – Atuação do Cadê no Caso da Indústria Petroquímica”, Tese de Mestrado, Orientador: Francisco Satiro de Souza Júnior, Faculdade de Direito da USP, São Paulo, 2008.
- LÁSZLÓ, P. “Key success factors in CEE Petrochemicals”. Grupo MOL, apresentado na Global Petrochemicals, World Refining Association (WRA), Dusseldorf, 4-6 mar. 2008.
- LE COUTEUR, P.; BURRESON, J. “Os Botões de Napoleão: As 17 Moléculas que Mudaram a História”. Editora Zahar, Rio de Janeiro, 2006.
- LEE, H.; PINTO, J. M.; GROSSMANN, I. E.; PARK, S. “MILP model for refinery short term scheduling of crude oil unloading with inventory management”. Industrial Engineering Chemistry Research 35 (5), p. 1630–1641, 1996.
- LEITE, A. “A Energia do Brasil”, Ed. Elsevier, 2ª edição, 2007.
- LEUNG, G.C.K. “China’s oil use : 1990–2008”. Energy Policy, vol 38, No. 5, p. 932–944, May 2010.
- LEVET, J. “L’Économie industrielle en évolution. Les faits face aux theories”. Economica, 2004.

- LIU, H.; YU, J.; XU, J.; FAN, Y.; BAO, X. “Identification of key oil refining technologies for China National Petroleum Co. (CNPC)”. *Energy Policy*, vol. 35, p. 2635–2647, 2007.
- LI-ZAI-TING; CHAO-GANG, X.; ZHI-GANG, Z.; JIU-SHUN, Z. “Olefin Production Technology with Adjustable Propylene/Ethylene Ratio by Catalytic Cracking Route”. SINOPEC, Technical Paper, 2002.
- MACHADO, G. “Geopolítica do Petróleo e Suas Implicações Sobre as Estratégias Produtivas e Tecnológicas para o Aproveitamento dos Recursos Petrolíferos Nacionais”. Trabalho Técnico. Rio Oil & Gás Expo and Conference, Rio de Janeiro, 2004.
- MACHADO, G. e SZKLO A. “Diálogo Socrático sobre a Tendência do Preço do Petróleo”, Rio Oil and Gas Conference, 2006.
- MANNE, A., “A linear programming model of the US petroleum refining industry”. *Econometrica* 26 (1), p. 67–106, 1958.
- MARSHALL, A., “Principles of Economics”, Macmillan and Co., Londres, 1890.
- MARTINO, G., VAN WEICHEM, H., “Current Status and Future Developments in Catalytic Technologies Related to Refining and Petrochemistry”, Technical paper, 2002.
- MEDEMA, S.; ZERBE, R. “The Coase Theorem”. 1999. Disponível em: < <http://encyclo.findlaw.com/0730book.pdf> >. Acessado em 03 abr. 2010.
- MENDES, A., “Os Efeitos da Geopolítica na Volatilidade do Preço do Petróleo”, Rio Oil & Gás Conference, 2010.
- MEYERS R. A. “Handbook of Petroleum Refining Processes”. PennWell Publishing, 3rd Edition, 2003.

- MILGROM, P. ROBERTS, J. “Bargaining Costs, Influence Costs and the Organization of Economic Activity” em ALT, J. e SHEPSLE, K. “Perspectives on Political Economy”, capítulo 3, Cambridge University Press, 1990.
- MIT - MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. “Assesment of U.S Cap-and-trade proposals”. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report nº 146, 2007.
- MONAHAN, P.; FRIEDMAN, D. “The Diesel Dilemma - Diesel’s Role in the Race for Clean Cars”. UCS Publications, Cambridge, MA, 2004.
- MONTENEGRO, R. “BNDES 50 anos – Histórias Setoriais: O Setor Petroquímico”. BNDES, Rio de Janeiro, 2002.
- MONTGOMERY, D.; BARON, R.; BERNSTEIN, P.; BLOOMBERG, S.; DITZEL, K.; LANE, L.; SMITH, A.; TULADHAR, S.; YUAN, M. ”Impact on the economy of the American clean energy and security act of 2009” (H.R.2454). CRA International, 2009.
- MOORHOUSE, S. “Toluene & Mixed Xylenes: From Octane to Polyester”, World Petrochemical Conference – CMAI, Houston, 2010.
- MOREIRA, F., SEIDL, P., GUIMARÃES, M. “A Importância das Novas Unidades de Coqueamento Retardado no Mercado de Combustíveis”, Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro, 2008
- MORO, L. F. L.; ZANIN, A. C.; PINTO, J. M. “A planning model for refinery diesel production”. Computers & Chemical Engineering 22 (Suppl.), p. S1039–S1042, 1998.
- NANAVATY, K. “India Market Outlook” Apresentação, World Petrochemical Conference, CMAI, Houston, 2010.
- NASH, J. “The Annals of Mathematics”. Second Series, vol. 54, No. 2, Set. 1951.

- NEXANT, “Seminário Latino Americano de Petroquímica”, Rio de Janeiro, 2006.
- NEXANT, ”Benefits of Refinery/Petrochemicals Integration”, PERP 06/07 S7, 2009.
- Disponível em:
- <http://www.chemsystems.com/reports/search/docs/abstracts/0607S7_abs.pdf>,
- Acessado em: Jul. 2010.
- NOOTEBOOM, B. “Towards a Dynamic Theory of Transactions”. Journal of Evolutionary Economics, vol. 2, 1992.
- NORTH, D., “Institutions, Institutional Change and Economical Performance”, Cambridge University Press, 1990.
- OIL AND GAS JOURNAL. “Refining Report”. p. 54-61, Mar. 10, 2008.
- OLIVER, H., GALLAGHER, K., TIAN, D., ZHANG,J. “ China’s Fuel Economy Standards for Passenger Vehicles: Rationale, Policy Process,and Impacts”, Energy Policy, 37 (2009) 4720–4729.
- ONU – Organização das Nações Unidas, “Protocolo de Quioto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima”, 1997. Disponível em: http://www.onu-brasil.org.br/doc_quioto.php .
- PANG, P. “Chaking Up the Industry – A China Perspective”, World Petrochemical Conference – CMAI, Houston, 2010.
- PENNÉGUÈS, G. "Un Modèle de Production Associée des Secteurs du Raffinage et de la Pétrochimie de Base", Revue de L'Institut Français du Pétrole, n°. 2 mars/avril, 1983.
- PERISSE, J. B.; ODDONE, M. R. R.; BELATO, D. A. S. “A Influência dos Petróleos Pesados e Ácidos no Parque de Refino da Petrobras”, Rio Oil & Gas Conference - IBP, 2004.

- PERISSE, J., ODDONE, M., “Importância do Hidrorrefino no Parque de Refino Brasileiro”, Rio Oil and Gas, 2008.
- PERRONE, O. “A Indústria Petroquímica no Brasil”, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, Ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2010.
- PERRONE, O. “Demanda de Matérias-Primas Petroquímicas e Provável Origem até 2020”. GT de Matérias Primas da ABIQUIM - Comissão de Petroquímica, 2007.
- PERTUSIER, R., "Sobre as Estratégias de Internacionalização de China e Índia em Busca de Segurança Energética e suas Consequências sobre o Mercado de Petróleo" Rio Oil & Gas Conference - IBP, 2006.
- PESSALI, H. “Teoria dos Custos de Transação: Hibridismo Teórico? Uma Apresentação aos Principais Conceitos e à Literatura Crítica”. Economia em Revista, vol. 8, 1999.
- PETROBRAS, “Site da Petrobras – Tecnologia”, 2010. Disponível em:
<http://www2.petrobras.com.br/tecnologia/port/hbio.asp> Acessado em 13/11/2010.
- PETROBRAS. “Plano de Investimentos 2010-2014”. Apresentação. Disponível em:
<www.petrobras.com.br>. Acessada em: 23 jul. 2010.
- PEW CENTER, “Policies to Reduce Emissions from the Transportation Sector”, Congressional Policy Brief, Novembro, 2008. Disponível em:
<<http://www.pewclimate.org/docUploads/Transportation.pdf>>. Acessado em: 10 jun. 2010.
- PIERRU, A. “Allocating the CO2 emissions of an oil refinery with Aumann–Shapley prices”. Energy Economics 29 (3), p. 563–577, 2007.
- PIMENTA, R., PINHO, A. “Maximização de Olefinas Leves em Unidades de Craqueamento Catalítico Fluido”, Rio Oil & Gas Conference - IBP, 2004.

- PINHO, A. “Oportunidades de Integração Refino-Petroquímica” Rio Oil & Gas Conference - IBP, 2010.
- PINHO, A.; ALMEIDA, M.; MAESHIRO, K.; MENDES, F. “Renewable Raw Materials for Fuels and Petrochemicals Production”. World Petroleum Congress, 2008.
- PLOTKIN, J. “The Changing Dynamics of Olefin Supply/Demand”. Nexant Chem. Systems, 2005.
- PONDÉ, J. L. S. “Coordenação e aprendizado: elementos para uma teoria das inovações institucionais nas firmas e nos mercados”. 1993. Dissertação (Mestrado), Campinas: UNICAMP/IE, 1993.
- PORTER M. “Choix stratégiques et concurrence”. Economica, 1982.
- POTTER, T. “Global Ethylene Outlook”, 2010 APIC CMAI Seminar, 2010. Disponível em: <<http://www.cmaiglobal.com/presentations/TonyPotterAPIC2010.pdf>>, Acessado em: jul 2010
- RATHMANN, Régis; Szklo, A.; SCHAEFFER, R. “Mitigation Policies In Annex I Countries: Impacts on Competitiveness of Brazilian Energy-Intensive Trade Industry.”, 7th Biennial International Workshop Advances in Energy Studies 2010, Barcelona, 2010.
- REINAUD, J. “The European Refinery Industry Under The EU Emissions Trading Scheme - Competitiveness, trade flows and investment implications”. IEA Information Paper, 2005.
- RELIANCE Industries Ltd. “Is The Center of Growth of the Petrochemical and Chemical Industry Shifting to Asia”. Apresentação, 26^a Reunião Anual da APLA – Associação Petroquímica e Química Latino-americana, Rio de Janeiro, 2006.

- REN, T.. PATEL, M., BLOK, K. “Olefins from conventional and heavy feedstocks: Energy use in steam cracking and alternative processes” *Energy* 31, 425–451, 2006.
- ROCHA, M. “Governança Ineficiente: Uma Análise das Transações Na Indústria Petroquímica Brasileira”. 2002. Tese (Doutorado), Fundação Getúlio Vargas – Escola de Economia de São Paulo (FGV-EESP), FEA-USP, 2002.
- ROCHA, M., AZEVEDO, P. “Governança Ineficiente: Uma Análise das Transações Na Indústria Petroquímica Brasileira”. *Economia*, 2005, vol. 6, issue 3, pages 127-156.
- ROGNER H. H. “World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability”. Cap. 5, United Nations Development Programme, 2000.
- ROSA, S.; GOMES, G. “O Pico de Hubbert e o Futuro da Produção Mundial de Petróleo”. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, vol.11, No 22, p. 21-49, dez. 2004.
- ROUSSEL.J, “Les coûts de transaction”, in J.M.CHEVALIER (eds), *L’économie industrielle des stratégies d’entreprises*, Domat Economie, Montchrestien, pp.41-51, 1995.
- SAINT-ANTONIN, V. “Modeling oil products supply in Europe”. Ph.D. Dissertation, Université de Bourgogne-ENSPM, (em Francês), 1998.
- SALINGER, M. “The Meaning of "Upstream" and "Downstream" and the Implications for Modeling Vertical Mergers”. *The Journal of Industrial Economics*, vol. 37, No. 4, Jun. 1989.
- SANDERSON, B. “Global Energy and Feedstock Outlook”, Asia Petrochemical Industry Conference”, Mumbai, 2010. Disponível em: <http://www.cmaiglobal.com/presentations/BillSandersonAPIC2010.pdf>, Acessado em Jul, 2010.
- SANDERSON, B. “World Energy Outlook, 2015”, World Petrochemical Congress, Purvin & Gertz, Houston, 2010.

- SANTOS, D. T. “Padrão de mudança econômica das empresas químicas e petroquímicas mundiais”. Ensaio FEE, Porto Alegre, vol. 27, p. 93-108, mai. 2006.
- SANTOS, P., BORSCHIVER, S., SEIDL, P., “Recentes Impactos da Indústria Petroquímica sobre o Parque de Refino.” Escola de Química – UFRJ, Publít, Rio de Janeiro, 2010.
- SANTOS, P., BORSCHIVER, S., SEIDL, P., “Recentes Mudanças na Interface Refino-Petroquímica no Brasil.”, 4º Congresso da Indústria Química do Mercosul e 8º Congresso Brasileiro de Petroquímica. Rio de Janeiro – Brasil, 2008.
- SANTOS, P., RAMOS, A., “Os impactos do Gás Não Convencional na Petroquímica dos Estados Unidos”, Revista Petro&Química, nº 325, 2010b.
- SANTOS, P., RAMOS, A., “Recentes Movimentos de Fusões e Aquisições na Indústria Petroquímica Mundial”, Rio Oil & Gás Conference, 2010.
- SANTOS, P., SEIDL, P., BORSCHIVER, S., “Recent Impacts of Light Olefin Demands on Refining Process”. 19th World Petroleum Congress, Spain, 2008.
- SANTOS, P., “Desafios para a Implantação de uma Refinaria Petroquímica no Brasil”, Orientadores: SEIDL, P. e BORSCHIVER, S., Dissertação de Mestrado, Escola de Química, UFRJ.
- SANTOS, P., SEIDL, P., BORSCHIVER, S., “Desafios para a implantação de uma refinaria Petroquímica no Brasil”, Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro, 2006.
- SBRT – SERVIÇO BRASILEIRO DE RESPOSTAS TÉCNICAS. Disponível em: <<http://www.sbirt.ibict.br>>. Acessado em: 25 abr. 2007.
- SCHAEFER, R., SZKLO, A., BORBA, B., BRANCO, D., GOMES, G. “Estudo de Cenários de Baixo Carbono: Avaliação de cenários alternativos de baixa emissão de carbono relativamente ao plano oficial de longo prazo para o sistema energético brasileiro. Simulação de oferta e demanda e análise específica dos casos do refino de

- petróleo e do processo Gas-to_liquids.”, Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (Banco Mundial), 2009.
- SCHAEFFER, R., SZKLO, A., MACHADO, G., “Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015”; COPPE/UFRJ, 2004.
- SERBITOVIEZ, S.; SILVA, C. “L’Industrie Pétrolière et Para-pétrolière Contexte International”. IFP, 2008.
- SHAH, N. “Mathematical programming techniques for crude oil scheduling”. Computers & Chemical Engineering 20 (Suppl.), p. S1227–S1232, 1996.
- SHELL, “Shell Energy Scenarios to 2050 – An Era of Volatile Transitions - Signals and Signposts”, 2011. Disponível em: http://www-static.shell.com/static/aboutshell/downloads/aboutshell/signals_signposts.pdf .
- SIGAUD, J. “Novel approaches to improve energy efficiency at refineries”, apresentação, World Petroleum Congress, Madrid, 2008.
- SILVA, C. “Uma Breve Análise do Alinhamento de Preços no Mercado Doméstico”, artigo publicado em BICALHO, R., ALMEIDA, E., PINTO, H., LOOTTY, M., “Ensaio sobre Política Energética”, IBP, UFRJ, Editora Interciência, 2007.
- SILVA, C., FRACASSI, V., PARAQUETTI, H., SOUZA, J., “Plano de Abastecimento de Óleo Diesel de Baixo Teor de Enxofre para Veículos Pesados”, Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro, 2010.
- SIMANZHENKOV, V.; OBALLA, M. C.; KIM, G. “Technology for Producing Petrochemical Feedstock from Heavy Aromatic Oil Fractions”. Ind. Eng. Chem. Res., vol. 49 (3), p. 953–963, 2010.
- SIRESP – SINDICATO DA INDÚSTRIA DE RESINAS PLÁSTICAS. Disponível em: <<http://www.siresp.org.br>>. Acessado em: 10 set. 2007.

- SOARES, G., BARROS, F., GONÇALVES, N., PALA, D., NALDONIS, A.,
“Desenvolvimento da Tecnologia de Processamento de Resíduo Atmosférico em
Unidade de Coqueamento Retardado”, Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro,
2008.
- SOARES, G., DE ROBERTO, D., GONÇALVES, N., WASCHBURGER, R.,
LÁZARO, W., SOUZA, B., “Avaliação de Reciclos para Maximização de Diesel em
Unidade de Coqueamento Retardado”, Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro,
2010
- SOUZA, M. J. B.; FERNANDES, F. A. N.; PEDROSA, A. M. G.; ARAUJO, A. S.
“Selective cracking of natural gasoline over HZSM-5 zeolite”. Fuel Processing
Technology. Vol. 89, No. 9, p. 819-827, set. 2008.
- SOUZA, M., FERNANDES, F., PEDROSA, A., ARAUJO, A., “Selective cracking of
natural gasoline over HZSM-5 zeolite”, Fuel Processing Technology, vol. 89, 2008.
- SOUZA-AGUIAR, E., SILVA, A., SZKLO, A., “As refinarias do futuro: oportunidades
na área de desenvolvimento de catalisadores”, mimeo, 2008.
- SPENGLER, J. “Vertical Integration and Antitrust Policy”. The Journal of Political
Economy, vol. 58, No. 4, Ago. 1950.
- SPITZ, P. “Restructuring – The First Wave”, em “The Chemical Industry at the
Millenium”, Chemical Heritage Press, 2003a
- SPITZ, P. “The Chemical Industry and the Environment – Meeting the Challenge”, em
“The Chemical Industry at the Millenium”, Chemical Heritage Press, 2003b
- SRI CONSULTING. “Raw Materials for the Chemical Industry - The Future of
Hydrocarbon Feedstocks for Chemicals”. Apresentação, 26ª Reunião Anual da
APLA – Associação Petroquímica e Química Latino-americana, Rio de Janeiro,
2006.

- STIGLER, G. J. "The Theory of Price". New York: Macmillan, 3rd edition, 1966.
- STIGLER, G., "Capitalism and Monopolistic Competition", The American Economic Review, 1950.
- SYMONDS, G.H. "Linear Programming: The Solution of Refinery Problems". Esso Standard Oil Company, New York, 1955.
- SZKLO A, SCHAEFFER R. "Alternative energy sources or integrated alternative energy systems? Oil as a modern lance of Peleus for the energy transition". Energy, Vol. 31, No 14, p. 2513-2522, nov. 2006.
- SZKLO, A., "Fundamentos do Refino de Petróleo". Editora Interciência, 2005.
- SZKLO, A. S., SCHAEFFER, R., "Fuel Specification, Energy Consumption and CO2 Emission in Oil Refineries". Energy, vol. 32, No. 7, Jul. 2007.
- SZKLO, A. S.; ULLER, V. C. "Fundamentos do Refino de Petróleo". Editora Interciência, 2^a edição, 2008.
- SZKLO, A., BRANCO, D., GOMES, G. "Desafios e Oportunidades Tecnológicas para o Refino de Petróleo: o Caso de uma Refinaria no Brasil". 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007.
- TEHRANI, N. M. A. "Allocation of CO2 emissions in petroleum refineries to petroleum joint products: a linear programming model for practical application". Energy Economics 29, p. 974–977, 2007.
- TEHRANI, N. M. A.; SAINT-ANTONIN, V. "Impact of tightening the sulfur specifications on the automotive fuels' CO2 contribution: a French refinery case study". Energy Policy 36 (7), p. 2449–2459, 2007b.
- TEIXEIRA, F., GUERRA, O., CAVALCANTE, L. R. "Decisões de Investimento e Movimentos de Reestruturação: Um Modelo de Análise da Indústria Petroquímica." Rev. Econ. Contemp., dez. 2009.

- UNICA – União das Indústrias de Cana de Açúcar, “Dados Estatísticos”, 2010.
- Disponível em: <http://www.unica.com.br/dadosCotacao/estatistica/>, Acessado em 10/01/2010.
- VAN CAMP, C. “The Future of the Petrochemical Industry in Europe”. Total Petrochemicals, Nijverheidsstraat 52, Brussels, Belgium, 2005.
- VARIAN, H. R. Microeconomia: Princípios Básicos, Campus, Rio de Janeiro, 2000.
- VERSTRAETE, J., COUPARD, V. THOMAZEAU, C, ETIENNE, P. “Study of direct and indirect naphtha recycling to a resid FCC unit for maximum propylene production”, Gas-Fuel, 2005
- VICKERS, J.; WATERSON, M. “Vertical Relationships: an Introduction”. The Journal of Industrial Economics, vol. 39, No 5, p. 445-450, Set. 1991.
- VON VELSEN, J. F., GIERMAN, RIK H., SCHOEBER, W. J. A. H., WOOD, J. C. L., “Petrochemical Steam Crackers as Refinery Upgrading Units”, technical paper, 2002.
- WALRAS, L., “Éléments d’Économie Politique Purê, ou Théorie de la Richesse Sociale”, L. Corbaz e Cie., 1874.,
- WALSH, K. “CW's Billion-Dollar Club”, Chemical Week, setembro, 2001. Disponível em: <http://www.chemweek.com/home/top_of_the_news/29181.html>. Acessado em: 05/11/2010.
- WANG, G.; XU, C.; GAO, J. “Study of cracking FCC naphtha in a secondary riser of the FCC unit for maximum propylene production”, Fuel Processing Technology. Vol. 89, No. 9, p. 864-873, set. 2008.
- WILLIAMS, R. "Future Energy Supply - 5: Refinery Adjustments". Oil and Gas Journal, vol. 11, p. 20-34, aug. 2003.
- WILLIAMSON, O. “The Economics Institutions of Capitalism”. New York, Free Press, 1985.

- WILLIAMSON, O. "The Mechanisms of Governance". New York: Oxford University Press, 1996.
- WILLIAMSON, O. "Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations". Journal of Law and Economics, vol. 22, No. 2, Out. 1979.
- WISHART, R. "Industrial Energy in Transition: A Petrochemical Perspective". Science, vol. 199, Fev. 1978.
- WITTE, D. "Cruising on a Full Tank or Running on Empty". World Petrochemical Conference, CMAI, Houston, March, 2010.
- ZHANG, B. J. E.; HUAA, B. "Effective MILP model for oil refinery-wide production planning and better energy utilization". Journal of Cleaner Production 15 (5), p. 439–448, 2007.
- ZINGER, S. "CMAI Olefin Market Outlook", Conferência Anual, APLA, Rio de Janeiro, 2010.
- ZINGER, S. "World Olefins Market: Anticipating Massive Middle East Capacity", Conferência Anual, APLA, Rio de Janeiro, 2010.
- ZINGER, S., "Satisfying Asian Demand". In: 2008 APIC - CMAI Seminar. Singapore - May 27, 2008. Disponível em <http://www.cmaiglobal.com/presentations/SteveZingerAPIC2008.pdf>
- ZOTIN, J., BELATO, D., MONTEIRO, C., FERRAZ, S., JESUS, A., UGULINO, R., MEDEIROS, M., "Melhoria de Cetano do Diesel e Óleo Leve de Reciclo através de Hidrocrackeamento Moderado", Rio Oil and Gas Conference, Rio de Janeiro, 2006.

LISTA DE ANEXOS

Anexo I – Planilhas dos Modelos de Simulação em Excel

Anexo II – Folhas de Entrada e Resultados dos Modelos de Otimização

Anexo III – A Indústria de Refino na China

Anexo IV – A Indústria Petroquímica nos Países Emergentes