



OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA A IMPLANTAÇÃO DE MINI
REFINARIAS DE PETRÓLEO COMO ALTERNATIVA DE SUPRIMENTO DA
DEMANDA FUTURA DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

Carlos Augusto Noronha Silvério

Dissertação de Mestrado 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 Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

Março de 2018

OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA A IMPLANTAÇÃO DE MINI
REFINARIAS DE PETRÓLEO COMO ALTERNATIVA DE SUPRIMENTO DA
DEMANDA FUTURA DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

Carlos Augusto Noronha Silvério

DISSERTAÇÃO 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 MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Roberto Schaeffer, D.Sc.

Prof.^a Ana Mehl, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Silvério, Carlos Augusto Noronha

Oportunidades e desafios para a implantação de mini refinarias de petróleo como alternativa de suprimento da demanda futura de combustíveis no Brasil/ Carlos Augusto Noronha Silvério. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XVII, 153 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 118-125.

1. Mini Refinarias de Petróleo. 2. Megaprojetos 3. Análise de risco. I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

"Duas coisas bem distintas
Uma é o preço, outra é o valor
Quem não entende a diferença
Pouco saberá do amor
Da vida, da dor, da glória
E tampouco dessa história
Memória de cantador"

El Efecto

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Carlos Adelson (*in memoriam*) e Maria Aparecida, primeiramente pela dádiva de ter nascido como fruto desse amor imenso. Mas também pela minha formação como pessoa, pelos seus exemplos de dedicação e caráter.

Aos meus irmãos Alessandro e Allison pela convivência e por dividirem comigo tudo o que nos torna família.

Agradeço especialmente à minha amada esposa Milena, com quem eu decidi formar uma nova família, por toda a paciência, compreensão e por todo o amor nesse período de tanto trabalho e algumas ausências.

Ao Professor Alexandre Szklo, meu orientador nessa dissertação, pelas muito valiosas contribuições no desenvolvimento desse trabalho, e pela incrível disposição em colaborar sempre que foi preciso, eu deixo o meu muito obrigado.

Agradeço aos professores Roberto Schaeffer e Ana Mehl que me deram a honra de compor a minha banca, e aos demais professores do PPE, com os quais tive grandes aprendizados. E também aos funcionários do PPE, pela disponibilidade e gentileza.

Por fim, agradeço imensamente à Petrobras, representada pelos meus gerentes diretos e superiores, que me permitiu dedicar parte do meu tempo para frequentar as aulas, possibilitando que a presente dissertação pudesse ser concebida.

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

OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA A IMPLANTAÇÃO DE MINI
REFINARIAS DE PETRÓLEO COMO ALTERNATIVA DE SUPRIMENTO DA
DEMANDA FUTURA DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

Carlos Augusto Noronha Silvério

Março/2018

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Com a perspectiva de retomada da trajetória de crescimento da economia brasileira, as projeções para a demanda de combustíveis derivados de petróleo no país apontam para um forte crescimento nessa demanda e aumento do déficit da oferta interna no longo prazo. A estrutura logística de distribuição e o parque de refino brasileiro atendem grande parte da demanda atual, entretanto, a retração dos preços do petróleo e a nova política de preços da Petrobras acompanhando o mercado internacional criaram condições favoráveis à importação de combustíveis por novos *players*. A tentativa de aumentar a oferta interna por meio de megaprojetos de refino não obteve o sucesso esperado, confirmando uma estatística mundial relacionada a esse tipo de empreendimento. Nesse contexto, a presente dissertação propõe a implantação de mini refinarias como alternativa para aumento da oferta interna de combustíveis, avaliando duas possíveis configurações em termos de sua viabilidade econômica, competitividade e exposição a riscos técnicos, de mercado e relacionados ao gerenciamento do projeto durante seu ciclo de vida. Os resultados apontam para um projeto de mais rápida implementação e menor exposição a riscos, principalmente na etapa de execução. Por outro lado, a mini refinaria é mais sensível a variações de condições de mercado e fatores relacionados a deseconomia de escala na medida em que sua capacidade de processamento de petróleo é reduzida.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

OPPORTUNITIES AND CHALLENGES TO THE IMPLEMENTATION OF SMALL
SIZED PETROLEUM REFINERIES AS SUPPLY OPTION FOR FUTURE FUELS
DEMAND IN BRAZIL

Carlos Augusto Noronha Silvério

March/2018

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

Along with the perspective of recovery of Brazilian economy, projections for petroleum-derived fuels demand move towards a strong growth and increase of internal supply deficits in long term. Distribution logistics structure and Brazilian refining capacity meets most of current demand. However, petroleum prices shrinkage and new Petrobras politics on product prices following international market trends granted favorable conditions to fuel importations through new players. Attempt for increasing internal supply by means of refining megaprojects does not succeed, following worldwide statistics related to this issue. Therefore, the current dissertation proposes the implementation of mini refineries as option to increase internal demand of fuels, appraising two possible configurations according to economic feasibility, competitiveness and exposure to technical, market and project management related risks through its life cycle. Results indicate a faster implementation and minor risk exposure mostly during execution phase. In the other hand, mini refineries are more sensible to variations on market conditions and scale diseconomy related issues as petroleum processing capacity is reduced.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	PANORAMA DO REFINO DE PETRÓLEO NO BRASIL	10
2.1	Configuração do parque de refino no Brasil	10
2.2	O mercado nacional de combustíveis	18
2.3	Perspectivas para a demanda futura por combustíveis	24
3	PROJETOS, MEGAPROJETOS e RISCOS.....	31
3.1	Projetos e a Teoria de Gerenciamento	31
3.2	Fases do Projeto e Metodologia dos Portões	34
3.3	Megaprojetos na Indústria do Refino.....	38
3.4	Gerenciamento de Riscos em Projetos.....	44
3.4.1	Identificação dos riscos	45
3.4.2	Análise qualitativa de riscos.....	47
3.4.3	Análise quantitativa de riscos.....	48
4	MINI REFINARIA – CONCEITO E MODELOS DE PROJETO.....	50
4.1	O conceito de mini refinaria	50
4.2	Seleção do óleo de referência	52
4.3	Modelagem dos esquemas de refino	54
4.3.1	Configuração “Coker”	55
4.3.2	Configuração “Hydrocracker”.....	58
4.4	Capacidade das unidades de refino	60
4.4.1	Dessalgação e destilação atmosférica	60
4.4.2	Destilação a vácuo.....	61
4.4.3	Craqueamento catalítico.....	62
4.4.4	Coqueamento retardado.....	62
4.4.5	Hidrocraqueamento	63

4.4.6	Outras unidades	63
4.4.7	Resumo das estimativas de capacidade	64
4.5	Estimativa de Custo de Investimento.....	65
4.5.1	Classes de estimativa de custo	65
4.5.2	Cálculo do Custo de Investimento	67
4.5.3	Cronograma de implantação.....	73
4.5.4	Custos operacionais.....	75
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	77
5.1	Viabilidade econômica	77
5.2	Análises de sensibilidade	82
5.2.1	Sensibilidade aos custos de investimento.....	83
5.2.2	Sensibilidade à capacidade instalada e aos preços dos derivados.....	84
5.2.3	Sensibilidade à capacidade instalada e aos preços do petróleo.....	86
5.3	Análise comparativa de riscos do projeto da mini refinaria	88
5.4	Análise quantitativa de riscos	93
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
7	REFERÊNCIAS	118
	ANEXOS.....	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Unidade de Destilação Atmosférica do Trem 1 da Refinaria Abreu e Lima.	3
Figura 1.2 – Obras do Trem 1 de Refino do Comperj.....	4
Figura 1.3 – Investimentos globais em energia, por setor, em 2015 e 2016.	6
Figura 2.1 – Localização geográfica das refinarias da Petrobras.	13
Figura 2.2 – Evolução da capacidade instalada e do fator de utilização do parque de refino no Brasil, de 2007 a 2016.....	14
Figura 2.3 – Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, por refinaria, em 2016.	15
Figura 2.4 – Participação dos combustíveis na matriz veicular do Brasil em 2015 e 2016.	18
Figura 2.5 – Vendas de combustíveis líquidos no Brasil, por região, em 2014 e 2015.	22
Figura 2.6 – Importação líquida de óleo diesel e gasolina no Brasil.....	23
Figura 2.7 – Principais portos de importação de óleo diesel e gasolina no Brasil.	23
Figura 2.8 – Comparação mundial da matriz de transportes para países selecionados. .	26
Figura 2.9 – Curvas históricas e projetadas de oferta interna e demanda de combustíveis no Brasil.....	27
Figura 2.10 – Saldos de combustíveis ciclo Otto e diesel no Brasil, por região.	28
Figura 3.1 – Modelo de metodologia de portões de um projeto de capital.	35
Figura 3.2 – Grau de influência no escopo e gastos ao longo do ciclo de vida do projeto	37
Figura 3.3 – Volume de investimentos em megaprojetos industriais desde 2000.....	40
Figura 3.4 – Critérios para determinação de insucesso de megaprojetos industriais e percentual de insucesso em megaprojetos e projetos comuns de grande porte.	42
Figura 3.5 – Modelo de matriz para análise SWOT.	46
Figura 3.6 – Matriz de probabilidade e impacto para análise qualitativa de riscos.....	47
Figura 3.7 – Fluxograma simplificado de aplicação do método de Monte Carlo para Análise Quantitativa de Riscos em projetos.	49
Figura 4.1 – Curva PEV do óleo de referência. Fonte: Elaboração própria.	52
Figura 4.2 – Configuração de refino “Coker”. Fonte: Elaboração Própria.	57
Figura 4.3 - Configuração de refino “Hydrocracker”.....	59

Figura 4.4 – Unidades de dessalgação e destilação atmosférica.	61
Figura 4.5 – Evolução do DCCI Refining e projeção do índice até 2020.	70
Figura 4.6 – Fatores de custo regionais para o setor de refino em 2010.	71
Figura 4.7 – Cronograma estimado de implantação do projeto de uma mini refinaria (em meses).	74
Figura 4.8 – Cronograma estimado de implantação do projeto de refinaria de médio porte.	75
Figura 5.1 – Análise de sensibilidade aos preços dos derivados e à capacidade da refinaria Coker.	85
Figura 5.2 – Análise de sensibilidade aos preços dos derivados e à capacidade da refinaria Hydrocracker.	85
Figura 5.3 – Comparativo dos preços do petróleo nos cenários de referência.	86
Figura 5.4 – Análise de sensibilidade aos preços do petróleo e à capacidade da refinaria Coker.	87
Figura 5.5 – Análise de sensibilidade aos preços do petróleo e à capacidade da refinaria Hydrocracker.	88
Figura 5.6 – Análise SWOT adaptada para comparação de riscos de projeto de mini refinarias em relação a riscos de megaprojetos.	90
Figura 5.7 – Matriz de análise quantitativa de riscos do projeto da mini refinaria.	96
Figura 5.8 – Matriz de análise quantitativa de riscos para um megaprojeto.	97
Figura 5.9 – Fluxo de geração de cenários aleatórios de valores esperados para impactos de prazo e custo percentual para cada risco avaliado pelo método de Monte Carlo.	104
Figura 5.10 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do prazo incremental para a mini refinaria.	105
Figura 5.11 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do prazo incremental para a mini refinaria.	105
Figura 5.12 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do prazo incremental para um megaprojeto de refino.	106
Figura 5.13 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do prazo incremental para o megaprojeto de refino.	107
Figura 5.14 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do custo percentual incremental para a mini refinaria.	109

Figura 5.15 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do custo percentual incremental para a mini refinaria.	109
Figura 5.16 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do custo percentual incremental para o megaprojeto de refino.	110
Figura 5.17 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do custo percentual incremental para o megaprojeto de refino.	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Refinarias brasileiras, sua localização e capacidade nominal autorizada..	10
Tabela 2.2 – Índice de Complexidade de Nelson calculado para as refinarias brasileiras	15
Tabela 2.3 – Capacidade das unidades de processo das refinarias brasileiras, em barris por dia em 2014.	17
Tabela 2.4 – Evolução das vendas internas de combustíveis líquidos no Brasil.	21
Tabela 2.5 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)	25
Tabela 3.1 – Descrição das fases da metodologia <i>Front-End Loading</i> (FEL).	36
Tabela 4.1 – Temperaturas de corte definidas para as correntes da destilação atmosférica.	53
Tabela 4.2 – Rendimentos e propriedades dos cortes atmosféricos do óleo de referência.	54
Tabela 4.3 – Capacidade das unidades de processo da mini refinaria para as duas configurações propostas e seu índice de complexidade de Nelson.	64
Tabela 4.4 – Matriz do sistema de classificação de estimativas de custo.	66
Tabela 4.5 – Parâmetros para estimativa de custo por unidade de processo.	68
Tabela 4.6 – Custo estimado de investimento para implantação de um projeto de mini refinaria com capacidade de 35 mil barris por dia no Brasil.	72
Tabela 4.7 – Fatores para estimativa de custos operacionais de refinarias.	76
Tabela 5.1 – Preços projetados dos combustíveis no horizonte 2040.	78
Tabela 5.2 – Preços médios de derivados de petróleo no Brasil.	79
Tabela 5.3 – Composição dos itens do fluxo de caixa do projeto.	80
Tabela 5.4 – Premissas para o cenário base da análise de viabilidade econômica.	80
Tabela 5.5 – Indicadores financeiros para os projetos das mini refinarias.	82
Tabela 5.6 – Análise de sensibilidade a cenários de CAPEX.	83
Tabela 5.7 – Definições de impacto e probabilidade para análise quantitativa de risco.	94
Tabela 5.8 – Faixas de valores de probabilidade de ocorrência e impactos dos riscos da mini refinaria.	100
Tabela 5.9 – Faixas de valores de probabilidade de ocorrência e impactos dos riscos do megaprojeto de refino.	101

Tabela 5.10 – Comparativo entre os resultados das simulações de Monte Carlo para risco incremental de prazo para mini refinaria e megaprojeto.	107
Tabela 5.11 – Comparativo entre os resultados das simulações de Monte Carlo para risco percentual de custo para mini refinaria e megaprojeto.	111

LISTA DE ACRÔNIMOS

AACE	Association for the Advancement of Cost Engineering
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotivos
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
ASTM	American Society for Testing Materials
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Social
BP	British Petroleum
bpd	barris por dia
CAPEX	Capital Expenditure
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
CRS	Congressional Research Service
DCCI	Downstream Capital Cost Index
EAP	Estrutura Analítica de Projeto
EPA	Environmental Protection Agency
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EY	Ernst & Young
FCC	Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido
FEL	Front End Loading
FMI	Fundo Monetário Internacional
FOB	Free On Board
GAV	Gasolina de Aviação
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNV	Gás Natural Veicular
gpm	galões por minuto
HCC	Unidade de Hidrocrakeamento Catalítico
HDT	Unidade de Hdrotratamento
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	International Energy Agency
IFP	Institut Français du Pétrole
IPA	Independent Project Analysis

ISO	International Organization for Standardization
kbpd	mil barris por dia
LUBNOR	Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste
MMscfd	milhões de pés cúbicos standard
NCI	Nelson Complexity Index
NJDOT	New Jersey Department of Transportation
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OPEX	Operational Expenditure
PDVSA	Petroleos de Venezuela S.A.
PEV	Pontos de Ebulição Verdadeiros
PIB	Produto Interno Bruto
PMBOK	Project Management Body of Knowledge
PMI	Project Management Institute
PPI	Paridade com Preços Internacionais
QAV	Querosene de Aviação
RAT	Resíduo Atmosférico
RECAP	Refinaria de Capuava
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini
REGAP	Refinaria Gabriel Passos
REMAN	Refinaria Isaac Sabbá
REPAR	Refinaria Presidente Getúlio Vargas
REPLAN	Refinaria de Paulínia
REVAP	Refinaria do Vale do Paraíba
RLAM	Refinaria Landulpho Alves
RNEST	Refinaria Abreu e Lima (ex-Refinaria do Nordeste)
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes
RPCC	Refinaria Potiguar Clara Camarão
RPM	Refinaria de Petróleo Manguinhos
RPR	Refinaria de Petróleo Riograndense (ex-Refinaria Ipiranga)
SINDICOM	Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threatens

TCU	Tribunal de Contas da União
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa de Mínima Atratividade
TRR	Transportador Revendedor Retalhista
UAC	Unidade de Alquilação Catalítica
UCR	Unidade de Coqueamento Retardado
UDA	Unidade de Destilação Atmosférica
UDV	Unidade de Destilação a Vácuo
UF	Unidade da Federação
UGH	Unidade de Geração de Hidrogênio
UN-SIX	Unidade de Industrialização do Xisto
URC	Unidade de Reforma Catalítica
URE	Unidade de Recuperação de Enxofre
USGC	United States Gulf Coast
VIP	Value Improving Practices
VPL	Valor Presente Líquido
WTI	West Texas Intermediate

1 INTRODUÇÃO

Face à necessidade de suprir a crescente demanda mundial de energia, puxada principalmente pela dinâmica dos mercados emergentes nas últimas duas décadas, o setor de petróleo e gás vinha investindo massivamente em aumento de capacidade produtiva e logística, e na descoberta de novas reservas em substituição às fontes que estavam sendo esgotadas (EY, 2014). O momento de expansão era apoiado principalmente no fato de os preços do petróleo terem se mantido consistentemente elevados até meados de 2014 e levou a projeções de investimento nesse setor, feitas pela IEA, de mais de US\$ 22 trilhões no horizonte até 2035, dos quais, cerca de 10% em refino. O otimismo decorrente das expectativas e projeções positivas para a demanda, somada à percepção de que empreendimentos de capacidades cada vez maiores trazem vantagens competitivas ainda maiores e à complexidade inerente ao próprio setor, fizeram com que, recorrentemente, a quase totalidade dos investimentos para ampliação de capacidade de produção e processamento do petróleo fossem direcionados aos megaprojetos em detrimento de projetos de menor porte (EY, 2014).

No Brasil, é notório que o comportamento do setor de petróleo se enquadra nessa tendência global. Desde a conclusão da Refinaria do Vale do Paraíba (REVAP) em 1979, os investimentos em refino de petróleo no Brasil limitaram-se à manutenção e ampliações marginais de capacidade do parque existente e acréscimo de novas unidades de conversão e tratamento, necessárias em função de requisitos ambientais e da mudança do perfil de consumo de derivados de petróleo para destilados. Até que em setembro de 2005, a Petrobras anunciou que sua Diretoria Executiva autorizara o detalhamento dos estudos destinados à implantação de uma nova refinaria em Pernambuco com capacidade para processar 200 mil barris de petróleo pesado por dia, a Refinaria Abreu e Lima, chamada inicialmente de Refinaria do Nordeste – RNEST (PETROBRAS, 2005).

A configuração da refinaria seria direcionada para maximizar a produção de óleo diesel e gás liquefeito de petróleo, visando substituir importações e atender o crescimento da demanda desses derivados na região Nordeste. O investimento preliminar projetado à época era de US\$ 2,5 bilhões, divididos com a estatal venezuelana PDVSA em partes iguais, com entrada em operação prevista para o segundo semestre de 2010, atingindo carga plena em 2011 (PETROBRAS, 2005).

Novo fato relevante divulgado ao mercado em março de 2008 informava que fora assinado um protocolo de intenções que estabelecia bases para a sociedade entre Petrobras e PDVSA na nova refinaria, com 60% de participação da primeira, e prazo para celebração do Estatuto Social e do Acordo de Acionistas. O mesmo comunicado informara nova projeção para o investimento, de US\$ 4,05 bilhões, porém reiterando a previsão de entrada em operação no segundo semestre de 2010 (PETROBRAS, 2008).

Porém, após atrasos sucessivos na celebração da sociedade com a PDVSA e visando dar início efetivo ao projeto, a Petrobras informou ao mercado, em setembro de 2011, que constituíra sozinha a empresa Refinaria Abreu e Lima S.A. e que assinara um contrato de financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (PETROBRAS, 2011). Em 25 de outubro de 2013, a Petrobras incorporou definitivamente a Refinaria Abreu e Lima S.A., com o objetivo de melhorar a execução das obras de construção então em andamento, encerrando todas as tratativas para a sociedade com a PDVSA. O orçamento projetado a este momento já passava dos US\$ 17 bilhões (PETROBRAS, 2013; BRASIL ECONÔMICO, 2012).

A partida do primeiro dos dois trens¹ de refino da RNEST foi iniciada em 19 de novembro de 2014, com a admissão de gás natural na Unidade de Destilação Atmosférica, mostrada na Figura 1.1. Com o recebimento da autorização da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP – para a operação de todas as unidades do trem 1 de refino em 05 de dezembro de 2014, a Refinaria Abreu e Lima passou finalmente a operar produzindo derivados, com um atraso de quatro anos e a um custo quatro vezes maior do que o projetado.

¹ Um trem de refino é um conjunto de unidades e equipamentos que tem as funcionalidades necessárias para produção de derivados especificados, ainda que compartilhe facilidades e utilidades com outro trem.



Figura 1.1 – Unidade de Destilação Atmosférica do Trem 1 da Refinaria Abreu e Lima.
Fonte: Petrobras, 2017

Em 2006, poucos meses após o anúncio do projeto da Refinaria Abreu e Lima, o então presidente Luiz Inácio Lula da Silva lançou a pedra fundamental daquele que seria o maior empreendimento da história da Petrobras, o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), situado no município de Itaboraí. Com investimento estimado de US\$ 6,5 bilhões, o megaprojeto iniciaria sua operação em meados de 2011 em um terreno de cerca de 45 quilômetros quadrados (km²) de área, com duas refinarias, uma planta de processamento de gás natural e uma planta petroquímica de última geração (AGÊNCIA BRASIL, 2015).

Em seu conceito original, o Complexo Petroquímico Básico produziria, anualmente, cerca de 1,3 milhão de toneladas de eteno, 900 mil toneladas de propeno, 360 mil toneladas de benzeno e 700 mil toneladas de p-xileno, além de combustíveis derivados de petróleo, principalmente coque, agregando valor a uma carga de 150 mil barris/dia de petróleo pesado produzido na Bacia de Campos (PETROBRAS, 2006). Posteriormente, a Petrobras adequou seu programa de investimentos para o COMPERJ, revisando a capacidade do primeiro trem de refino para 165 mil barris por dia, acrescentando uma segunda etapa com mais um trem de refino de igual capacidade e, por fim, prevendo em uma terceira etapa a implantação de uma unidade petroquímica associada (LIMA, 2016).

Mais de uma década se passou, a construção do Complexo não foi concluída e seu futuro ainda é incerto. Até o início de 2017, o avanço físico das obras do COMPERJ era de aproximadamente 85%, porém, com o escopo bastante diferente daquele que fora anunciado em 2006. A Unidade de Petroquímicos Básicos, a Unidade de Produção de Lubrificantes e o Trem 2 de refino foram cancelados e sequer saíram do papel. A Figura 1.2 mostra o COMPERJ ainda incompleto em imagem do início do ano de 2017 (AGÊNCIA BRASIL, 2015; AGÊNCIA PETROBRAS, 2016; LIMA, 2016).



Figura 1.2 – Obras do Trem 1 de Refino do Comperj
Fonte: Petrobras, 2017

Contudo, após reavaliação de seu Conselho de Administração em 22 de julho de 2016, foi aprovada a retomada do projeto do COMPERJ, permitindo a continuidade da implantação das unidades associadas à planta de processamento de gás natural. Essa planta é agora necessária para o escoamento do gás natural proveniente do pré-sal da Bacia de Santos e, conseqüentemente, permitir a produção de petróleo naquela região. Ainda na mesma assembleia, foram aprovados os investimentos em preservação dos equipamentos já construídos do Trem 1 de refino e a retomada dos investimentos na sua construção a partir de 2020, quando se espera que os preços internacionais do petróleo atinjam patamares que viabilizem a conclusão das obras e a operação da refinaria (AGÊNCIA PETROBRAS, 2016).

Em cálculo feito pela própria Petrobras no ano de 2015 e apresentado em documento enviado ao Tribunal de Contas da União (TCU), o COMPERJ já tinha consumido US\$ 13 bilhões em investimentos, o dobro do orçamento inicial. Esse valor inclui investimentos irre recuperáveis em edificações e equipamentos que não poderiam ser aproveitados em outras obras. À época, a estimativa do montante necessário para a conclusão das obras passava dos US\$ 30 bilhões, considerando o primeiro trem de refino, a planta de processamento de gás e a planta de utilidades, que será compartilhada entre as duas primeiras (TCU, 2015).

A despeito das razões que levaram ao sobrecusto e aos atrasos vistos nas obras da RNEST e do COMPERJ, estes são apenas dois exemplos entre uma gama de megaprojetos que povoaram as estatísticas de insucesso no setor de refino de petróleo no mundo. Segundo análises de Edward Merrow (2011), cerca de dois terços dessa classe de projetos, de elevada complexidade e com investimentos planejados superiores a US\$ 1 bilhão, são falhos em atingir seus objetivos, seja em termos de custo efetivamente realizado ou em termos de extensão do prazo necessário para a sua conclusão. Especificamente no que tange aos megaprojetos na indústria global de refino de petróleo, 65% apresentam sobrecusto enquanto 79% iniciam sua operação depois da data planejada (EY, 2014; MERROW, 2011).

Mundialmente, a tendência de aumento nos investimentos em megaprojetos em geral arrefeceu em virtude da queda dos preços das commodities no mercado internacional, tal como o petróleo, e pela diminuição nas taxas de crescimento na demanda dos países emergentes como a China e a Índia, entre outros fatores (MERROW, 2011, p. 16-17). Tanto a Abreu e Lima quanto o COMPERJ foram negativamente impactadas por esses fatores durante o período de sua construção. Segundo a IEA (2017), os investimentos na indústria de petróleo e gás sofreram uma queda de 38% entre 2014 e 2016, ficando pela primeira vez na história abaixo dos investimentos no setor elétrico em nível global, conforme ilustrado na Figura 1.3:

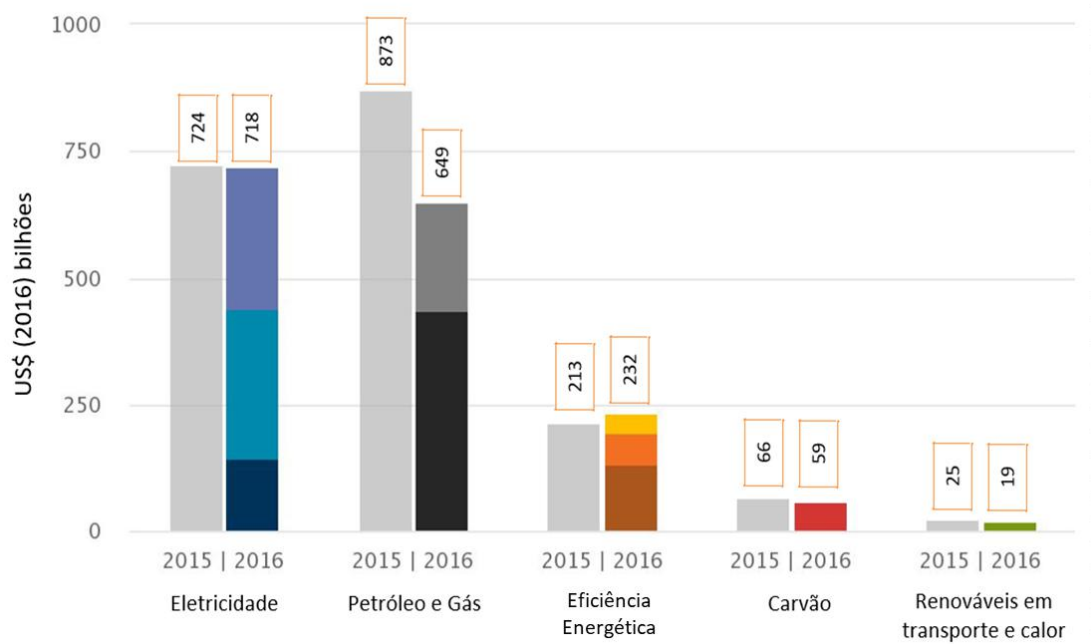


Figura 1.3 – Investimentos globais em energia, por setor, em 2015 e 2016.

Fonte: Adaptado de IEA (2017).

No final da década de 1970, as refinarias estadunidenses começaram a ver reduzir de forma drástica a disponibilidade de óleo leve de baixo teor de enxofre no mercado, o mais adequado para a produção de combustíveis automotivos. Isso forçou muitas refinarias a adequar suas unidades para processar óleo pesado e azedo que passara a ser o de maior oferta, instalando novas unidades de craqueamento e coqueamento para conversão das frações pesadas em combustíveis de alto valor agregado (CRS, 2014). Analogamente ao que ocorreu no Brasil, nos Estados Unidos, a refinaria mais recentemente construída iniciara suas operações em 1976. Porém, desde o final daquela década até hoje, mais de 150 refinarias foram desativadas e, paradoxalmente, houve uma expansão na capacidade do parque de refino acima dos 20%, que não apenas é suficiente para suprir completamente a demanda interna, como fez com que o país se tornasse um grande exportador de derivados. Essa expansão se deu graças à ampliação de capacidade e aumento de complexidade de refinarias existentes (CRS, 2014).

Não obstante, a exploração das reservas de *shale oil* das regiões produtoras de Bakken (Dakota do Norte) e Eagle Ford (Texas) voltou a colocar variedades de óleo leve e de baixo teor de enxofre disponíveis à indústria de refino nos Estados Unidos a preços competitivos, favorecendo especialmente as refinarias mais simples que dependiam da importação de óleo leve para suas operações. Esse fato também parece estar sendo um

divisor de águas pela retomada dos investimentos em novas refinarias. Com capacidade de processamento de 20 mil barris por dia, a refinaria Dakota Prairie, no estado de North Dakota é o primeiro projeto *greenfield*² no refino estadunidense desde a década de 1970 e tem como matéria prima o óleo proveniente da região produtora de Bakken, também em North Dakota. Seu principal produto é o óleo diesel e seu custo de implantação foi estimado em US\$ 435 milhões (HYDROCARBONS TECHNOLOGY, 2016; CRS, 2014).

Reforçando a tendência de retomada dos investimentos em refinarias *greenfield*, foi iniciada no início de 2017 a construção da Davis, com capacidade projetada de 55 mil barris por dia, divididos em dois trens de refino idênticos, e é classificada pela sua proprietária Meridian Energy Group Inc. como a “refinaria mais limpa do planeta”, em função das suas tecnologias de abatimento de emissões. O óleo a ser processado será igualmente proveniente da região produtora de Bakken, e custo total estimado do projeto é de US\$ 850 milhões, com previsão de início de operação do primeiro trem ao final de 2018 (DAVIS REFINERY, 2017; HYDROCARBONS TECHNOLOGY, 2017).

Além da localização próxima à origem da matéria-prima e dos dutos por onde ela é escoada, com ganhos logísticos relevantes, as duas refinarias têm em comum o valor relativamente baixo de investimento, em se tratando do setor de petróleo, e a capacidade de processamento, ponderando que Davis pode ser considerada como duas refinarias de pequeno porte em paralelo de 27,5 mil barris por dia cada. A implantação dessas duas novas refinarias corrobora o diagnóstico do IEA (2017) de que a indústria do petróleo está passando por uma adaptação em seu *modus operandi*, ao passo em que começa a direcionar seus investimentos para projetos de menor escala e mais simplificados, buscando retornos mais rápidos.

Diante das incertezas relacionadas ao mercado de derivados de petróleo no Brasil, surge a oportunidade de discutir possíveis soluções para atendimento à essa demanda futura. Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo principal investigar a hipótese de viabilidade e competitividade de projetos de mini refinarias de petróleo como alternativa a megaprojetos, face ao histórico de insucessos recentes não apenas no Brasil

² O termo *greenfield* refere-se a um projeto que está sendo concebido e executado onde não há ativo, operação ou infraestrutura existente. É um projeto que parte “do zero” no jargão popular.

e à sua menor exposição a riscos envolvidos em todas as esferas, em detrimento de possíveis economias de escala de grandes projetos de refinarias de petróleo.

Para testar essa hipótese, este trabalho se dedica a explorar os seguintes objetivos específicos:

1. Conceituar o termo mini refinaria no contexto deste trabalho, com base em diferentes definições encontradas na literatura;
2. Estimar o custo de implantação de um projeto de mini refinaria de petróleo no Brasil;
3. Avaliar indicadores financeiros do projeto de mini refinaria e a sensibilidade a diferentes parâmetros de custo;
4. Analisar potenciais riscos e oportunidades de um projeto de pequeno porte em comparação a megaprojetos;
5. Quantificar os impactos dos riscos no custo e no prazo de implantação de mini refinarias, comparando com os impactos dos mesmos riscos em megaprojetos.

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos, incluindo introdução e conclusões. O Capítulo 2 apresenta um panorama atual do setor de refino, abastecimento e logística de combustíveis no Brasil. Em complemento à configuração atual, também é apresentada uma compilação de cenários e projeções futuras para a demanda de combustíveis no Brasil, visando a identificar espaços no mercado para colocação de novas refinarias para atender essa demanda.

No Capítulo 3 é feita uma revisão bibliográfica sobre a teoria de gerenciamento de projetos e de aplicação da “metodologia de portões” em projetos industriais. Também são apresentados o conceito de megaprojeto e as suas diferenças para um projeto dito tradicional, bem como um panorama de trabalhos publicados sobre megaprojetos de refino de petróleo. Por fim, são tratados aspectos de gerenciamento de riscos e métodos de identificação, qualificação e quantificação dos riscos em projetos industriais.

O Capítulo 4 trata da primeira etapa da metodologia proposta para o trabalho, após a definição do conceito de mini refinaria. São propostos dois esquemas de refino, cujo dimensionamento preliminar dos principais processos fornece subsídios para a estimativa de custo do projeto para sua implantação e, conseqüentemente, da viabilidade econômica

por meio de indicadores financeiros. As premissas para a definição do caso base de análise também são apresentadas nesse capítulo.

O Capítulo 5 trata da avaliação da competitividade da mini refinaria, por meio de análises de sensibilidade dos indicadores financeiros a parâmetros chave, e utilização de métodos para avaliação da exposição a risco, visando comparar o projeto da mini refinaria a um megaprojeto, bem como discussões sobre os resultados obtidos no contexto do mercado brasileiro de refino.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais ao trabalho e recomendações para trabalhos futuros.

2 PANORAMA DO REFINO DE PETRÓLEO NO BRASIL

Neste capítulo é feita uma abordagem sobre o parque de refino e o mercado brasileiro de derivados de petróleo, principalmente os combustíveis líquidos, buscando contextualizar o refino no cenário econômico atual e perspectivas para a demanda futura.

2.1 Configuração do parque de refino no Brasil

Diferentemente do que ocorreu a pioneira indústria do petróleo nos Estados Unidos, onde o setor privado sempre tomou a iniciativa, o desenvolvimento da indústria de petróleo no Brasil foi desde o início fomentada pela forte presença do Estado, com aporte de investimentos públicos na implantação da infraestrutura logística e do parque de refino, que é amplamente dominado pela Petrobras. A estatal controla 14 das 18 refinarias de petróleo existentes hoje no país e mais de 98% da capacidade instalada do 8º maior parque de refino do mundo (EY, 2011; ANP, 2017c; CHAMBRIARD, 2016).

O fato de não terem sido feitas grandes descobertas de reservas de petróleo no Brasil até a década de 1970 fez com que o parque de refino se estruturasse primordialmente próximo ao litoral, facilitando a chegada do petróleo importado por via marítima. Outra característica relevante do parque de refino brasileiro é a proximidade dos grandes centros consumidores, reduzindo deseconomias de escala na distribuição dos derivados (EY, 2011). A Tabela 2.1 enumera as refinarias existentes no Brasil, com suas localizações e capacidades nominais autorizadas pela ANP.

Tabela 2.1 – Refinarias brasileiras, sua localização e capacidade nominal autorizada

SIGLA	NOME	MUNICÍPIO - UF	CAPACIDADE NOMINAL	
			m ³ /d	barris/d
REPLAN	Refinaria de Paulínia	Paulínia/SP	69.000	433.996
RLAM	Refinaria Landulpho Alves	S. Francisco do Conde/BA	60.000	377.388
REVAP	Refinaria Henrique Lage	S. José dos Campos/SP	40.000	251.592
REDUC	Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias/RJ	40.000	251.592
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini	Canoas/RS	35.000	220.143
REPAR	Refinaria Pres. Getúlio Vargas	Araucária/PR	34.000	213.853

SIGLA	NOME	MUNICÍPIO - UF	CAPACIDADE NOMINAL	
			m ³ /d	barris/d
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão/SP	27.000	169.825
REGAP	Refinaria Gabriel Passos	Betim/MG	26.400	166.051
RNEST	Refinaria Abreu e Lima	Ipojuca/PE	18.285	115.009
RECAP	Refinaria de Capuava	Mauá/SP	10.000	62.898
REMAN	Refinaria Isaac Sabbá	Manaus/AM	7.300	45.916
RPCC	Refinaria Potiguar Clara Camarão	Guamaré/RN	7.100	44.658
RIOGRANDENSE	Refinaria de Petróleo Riograndense S/A	Rio Grande/RS	2.705	17.014
MANGUINHOS	Refinaria de Petróleo de Manguinhos S/A	Rio de Janeiro/RJ	2.226	14.000
LUBNOR	Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza/CE	1.650	10.378
UNIVEN	Univen Refinaria de Petróleo LTDA	Itupeva/SP	820	5.158
DAX OIL	Dax Oil Refino S/A	Camaçari/BA	333	2.095
UN-SIX	Unidade de Industrialização do Xisto	S. Mateus do Sul/PR	7.800 t/d	
CAPACIDADE TOTAL AUTORIZADA PELA ANP			381.819	2.401.566

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP (2017c).

Quanto às refinarias que pertencem à iniciativa privada, destaca-se a Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR), que é a mais antiga do país, tendo iniciado suas operações em 1937. Com capacidade para 17 mil barris por dia, produz combustíveis como as demais refinarias, mas tem como ponto forte a produção de gasolina de alto padrão e solventes com formulações especiais (RPR, 2017).

Inaugurada em 1954, no Rio de Janeiro, a Refinaria de Manguinhos tem capacidade instalada de 14 mil barris por dia, mas tem operado de forma descontínua nos últimos anos em função de disputas judiciais. Em sua página, afirma ter fechado o ano 2016 com produção média de 45 mil m³ de gasolina tipo A³, um incremento de 40% em relação a 2015. Assim como a RPR, Manguinhos tem como principais produtos os solventes de

³ Gasolina tipo A é o produto puro, conforme produzido na refinaria. Após a mistura com etanol e outros aditivos a gasolina passa a ser classificada como Gasolina C.

formulação especial para aplicações específicas (MANGUINHOS, 2017; ISTOÉ DINHEIRO, 2017).

A baiana Dax Oil, de acordo com a sua página na internet, produz apenas solventes e óleo combustível. A paulista Univen não processa mais petróleo desde março de 2014 em função de seguidos períodos operando com margens negativas (DAX OIL, 2011; PETRO & QUÍMICA, 2014)

Como supracitado, a Petrobras é controladora de 14 refinarias dentre as 18 existentes no Brasil. Dessas, a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) é na realidade uma usina que produz combustíveis a partir da pirólise do folhelho betuminoso e não uma refinaria de petróleo convencional. Por sua vez, a LUBNOR é voltada para a produção principalmente de asfaltos para os estados do Nordeste e de lubrificantes naftênicos, sendo a única unidade industrial no país que produz esse tipo de produto. Já a RPCC, que até 2009 era um polo de recebimento e pré-tratamento do óleo produzido no estado do Rio Grande do Norte, teve suas instalações adequadas e passou a ser classificada como uma refinaria (PETROBRAS, 2017a).

Todas as demais refinarias da Petrobras foram construídas para produzir combustíveis como principal objetivo. São quatro refinarias concentradas no estado de São Paulo, que é o maior centro consumidor do Brasil, mais uma no estado do Rio de Janeiro e uma em Minas Gerais, perfazendo seis apenas na Região Sudeste. As Regiões Sul e Nordeste tem, cada, outras duas refinarias e a Região Norte, apenas uma (PETROBRAS, 2017a). A Figura 2.1 mostra a localização geográfica aproximada das refinarias da Petrobras.

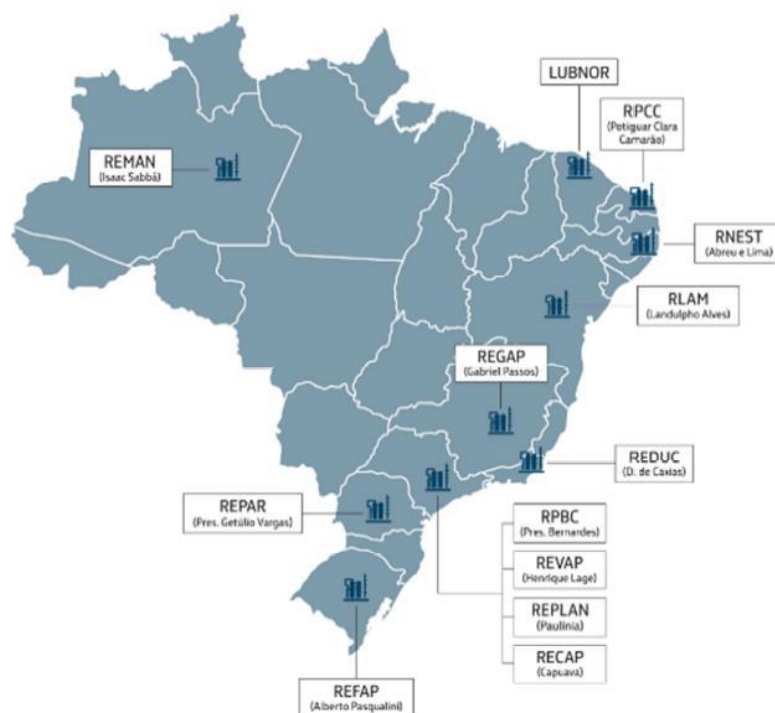


Figura 2.1 – Localização geográfica das refinarias da Petrobras.
 Fonte: (PETROBRAS, 2016b).

Quando a Petrobras iniciou a construção da Refinaria Abreu e Lima, em 2010, suas doze refinarias juntas produziam em média 1,8 milhões de barris de derivados por dia. Em meados de 2014 essa produção já era de 2,2 milhões de barris por dia, um aumento de capacidade maior do que a própria Abreu e Lima. Esse acréscimo é equivalente à construção de duas novas refinarias de grande porte e reflexo, principalmente, de ampliações e desengargalamento⁴ de unidades existentes, por meio de construção de novas unidades de conversão e tratamento de derivados (PETRO & QUÍMICA, 2014; ANP, 2017c)

Uma medida inicial, que provocou impacto nos resultados, foi a adequação dos tipos de petróleo processados em cada refinaria. A visão integrada das unidades de processamento, de conversão e de tratamento de cada refinaria permite a troca de produtos intermediários entre algumas delas especialmente nas refinarias instaladas em São Paulo, que são interligadas por dutos. Houve também a adoção de tecnologias novas e de maior eficiência como a substituição de internos de torres, feixes de permutadores de calor,

⁴ Esse termo é um jargão do setor de refino que denota atividades realizadas em uma unidade industrial que permitem que uma unidade aumente a sua capacidade de processamento, em função de uma mudança operacional ou de tecnologia que elimine uma restrição a essa ampliação.

novos tipos de catalisadores e distribuidores de carga em reatores das unidades de craqueamento catalítico e de hidrotratamento de diesel (PETRO & QUÍMICA, 2014).

No final de 2014, quando começou sua operação, a Refinaria Abreu e Lima adicionou pouco mais de 115 mil barris por dia à capacidade instalada do parque brasileiro, que correspondem a um incremento de cerca de 5% (ANP, 2017c). Até então, notava-se uma utilização crescente dessa capacidade instalada em função do crescimento da demanda interna. Porém, a partir de 2014 o histórico mostra uma queda acentuada no fator de utilização principalmente em função da retração da economia brasileira que inverteu a curva de crescimento da demanda, e da nova política⁵ de paridade com preços internacionais da Petrobras, que tornou atrativa a importação de combustíveis por agentes privados (ANP, 2017c). A Figura 2.2 ilustra a evolução da capacidade de refino e do fator de utilização nos últimos dez anos.

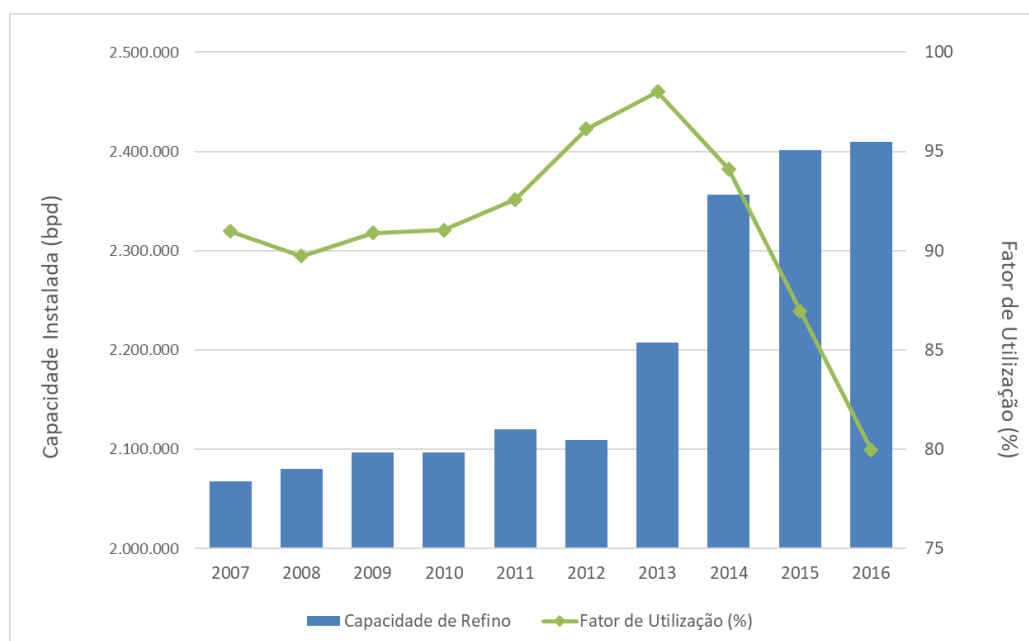


Figura 2.2 – Evolução da capacidade instalada e do fator de utilização do parque de refino no Brasil, de 2007 a 2016.

Fonte: Elaboração própria, com dados de ANP (2017c).

No ano de 2016 o parque de refino brasileiro operou com o menor fator de utilização dos últimos dez anos, com todas as refinarias trabalhando aquém de sua capacidade, como pode ser observado na Figura 2.3:

⁵ Para mais informações acerca da política de preços da Petrobras, ver item 2.2

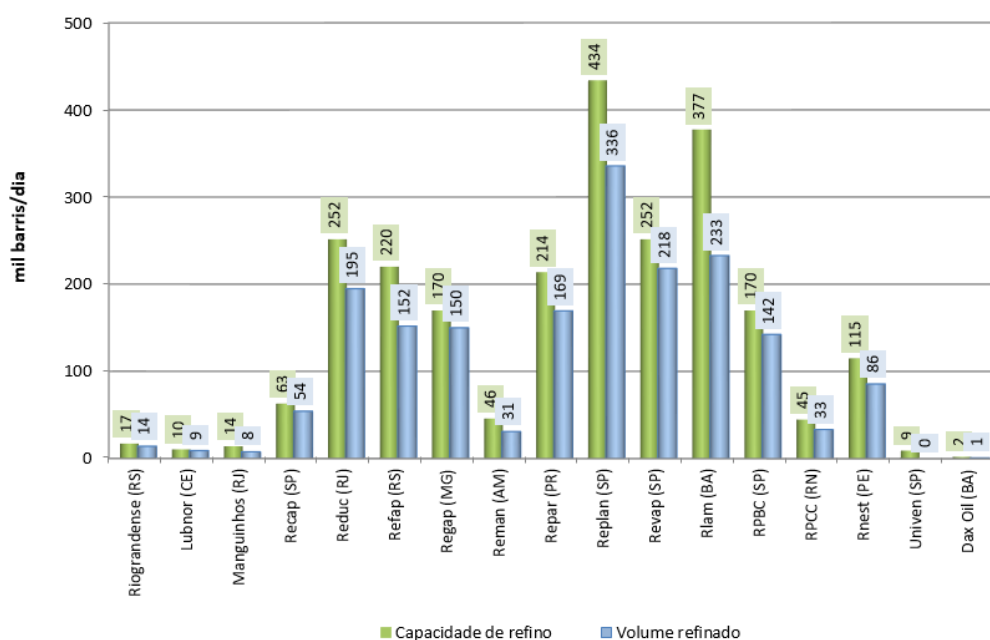


Figura 2.3 – Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, por refinaria, em 2016.
Fonte: Elaboração própria, com dados de ANP (2017c).

Usando os valores de capacidade instalada por tipo de unidade de processo e os índices listados na Tabela G1 (ver anexo G) é possível fazer uma avaliação da complexidade das refinarias brasileiras. Para efeitos dessa análise, optou-se por utilizar a referência mais recente para o índice de cada unidade de processo. Com exceção da unidade de *visbreaking*, cujo valor utilizado foi a referência de Maples (1993, ver Tabela G1), foi sempre utilizada a referência de Johnson (2012) para o cálculo. A Tabela 2.2 apresenta as complexidades de cada refinaria do parque brasileiro, segundo a metodologia de Nelson.

Tabela 2.2 – Índice de Complexidade de Nelson calculado para as refinarias brasileiras

REFINARIA	COMPLEXIDADE	REFINARIA	COMPLEXIDADE
REPAR	6,23	RLAM	4,65
REGAP	6,26	RNEST	8,26
REFAP	4,30	REPLAN	5,95
RECAP	4,89	REVAP	7,21
RPBC	8,54	RPCC	1,00
REDUC	8,51	RIOGRANDENSE	2,61
REMAN	1,67	MANGUINHOS	3,90

Fonte: Elaboração própria.

As refinarias brasileiras de menor capacidade (Manguinhos, Riograndense, RPCC e REMAN) também são as menos complexas. RLAM e REDUC ganham pontos em função de terem parte de sua planta dedicada à produção de lubrificantes, cujas unidades são de elevada complexidade segundo os critérios de Nelson. A RPBC é a refinaria mais complexa do país, já que tem unidades como alquilação e reforma catalítica para aumento de octanagem de gasolina e capacidade elevada de hidrotreatamento em relação à sua capacidade de destilação. A REPLAN, maior refinaria do país em volume processado, apresenta baixa complexidade em relação às outras citadas aqui. De maneira geral, o parque de refino brasileiro tem complexidade baixa em relação ao de outros países sobretudo em função de não possuir nenhuma unidade de hidrocraqueamento catalítico.

A Tabela 2.3 apresenta as capacidades instaladas atuais segregadas por unidade de processo nas refinarias brasileiras. Para cada refinaria, os valores exibidos correspondem à soma das unidades instaladas do mesmo tipo.

Tabela 2.3 – Capacidade das unidades de processo das refinarias brasileiras⁶, em barris por dia em 2014.

UNIDADE	REPAR	REGAP	REFAP	RECAP	RPBC	REDUC	REMAN	RLAM	RNEST	REPLAN	REVAP	RPCC	RPR	RPM
Dest. Atm.	213.854	166.051	220.144	62.898	169.825	251.593	45.916	377.389	115.000	433.998	251.593	37.739	17.014	14.001
Dest. Vacuo	120.960	77.203	33.173		94.806	112.186	6.635	126.058		155.010	165.408		5.400	
Coque	31.500	22.265			33.054	32.000			75.000	75.600	34.591			
Craq Térmico														3.800
Visbreaking														6.000
Craq.Catalítico	57.904	40.269	66.150	24.000	63.662	49.717	3.400	94.141		103.747	88.050		3.400	
Reforma Catal.	6.300				14.254	11.132				16.605	9.433			3.000
Hidrotratamento	125.786	135.000	100.000	38.000	149.685	105.038		125.786	103.000	238.679	187.179			
Alquilação					3.145	3.145								
Lubrificantes						13.712		5.221						
MTBE	600				1.580	1.580				1.900				
H ₂ (MMScfd)	10	20	55	20	68	18		2	30	90	75			
Enxofre (t/d)	70	73	135	24	145	70		72	60	212	173			
Asfalto (bpd)	6.200	6.000	2.600				1.100	2.300		4.000	2.600			

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP (2017c), PETROBRAS (2014) e OGJ (2012).

⁶ Não inclui as refinarias Dax Oil e Univen por não terem sido obtidas informações a respeito da sua configuração e a LUBNOR por se tratar de uma refinaria para produção de lubrificantes. Os dados das refinarias Petrobras são de 2014, enquanto Manguinhos e Riograndense são de 2012. Exceção é feita para as unidades de destilação, que estão referidas a 2017.

2.2 O mercado nacional de combustíveis

Segundo dados da ANP (2017c), EPE (2016a) e BP (2017), o Brasil está entre os cinco maiores consumidores de combustíveis do mundo e o ritmo do crescimento do consumo observado na última década foi superior à evolução de seu Produto Interno Bruto. Para satisfazer às necessidades de demanda, o País conta com importante infraestrutura para refino, importação, produção, especificação, movimentação e entrega para a população de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

O mercado brasileiro de combustíveis tem como principais produtos em termos de volume comercializado o óleo diesel e a gasolina C⁷, com grande representatividade também do gás liquefeito de petróleo, etanol hidratado, querosene de aviação e do óleo combustível (ANP, 2017b). A Figura 2.4 sumariza os dados de participação dos combustíveis que fazem parte da matriz veicular no Brasil em 2015 e 2016.

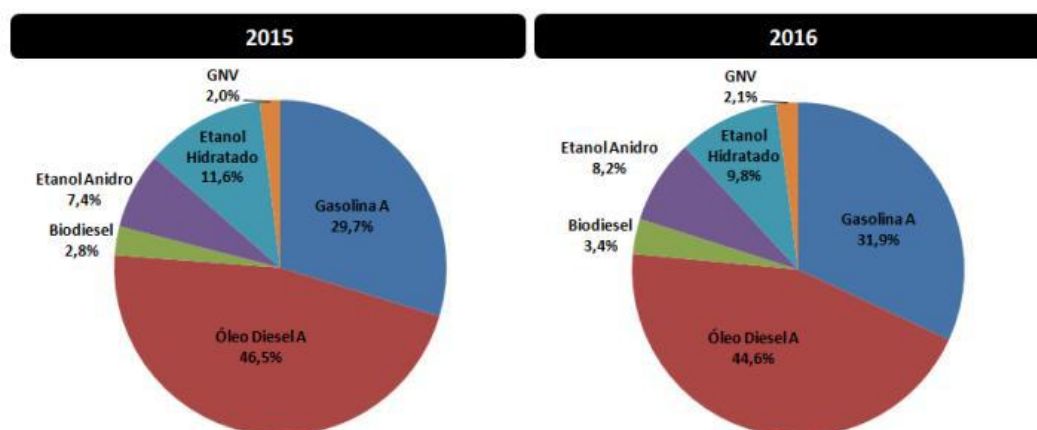


Figura 2.4 – Participação dos combustíveis na matriz veicular do Brasil em 2015 e 2016.

Fonte: ANP (2017b)

Historicamente, o comportamento da demanda de óleo diesel é alinhado ao comportamento do Produto Interno Bruto, uma vez que reflete também o aquecimento de vários setores que dependem do transporte rodoviário de cargas, principal modal no Brasil (ANP, 2017b, p. 12). Cabe ressaltar que o óleo diesel é consumido, majoritariamente, por veículos pesados e maquinários, sendo pouco relevante no Brasil em relação a veículos

⁷ Gasolina C é a mistura da gasolina A, produzida nas refinarias ou importada, com etanol anidro. A proporção de etanol na gasolina C varia em função de regulamentação da ANP e atualmente é de 27,5% em volume.

leves, correspondendo apenas a 8,1% dos licenciamentos dessa categoria em 2017 (ANFAVEA, 2017).

A elevação das vendas de gasolina C no ano de 2016 em relação a 2015 é explicada pela redução do preço relativo desse combustível frente ao etanol hidratado, especialmente a partir de setembro de 2016. Dado que a gasolina C e o etanol hidratado são substitutos perfeitos nos veículos flex fuel, responsáveis pela maior parte do consumo, o efeito substituição levou à migração da demanda em direção à gasolina C. De fato, a compensação do aumento das vendas de gasolina C foi manifestada pela queda nas vendas de etanol hidratado, compondo um quadro de retração total dos combustíveis do ciclo Otto⁸ de 2,4% no ano de 2016 (ANP, 2017b).

As vendas internas de combustíveis e derivados de petróleo apresentaram grande dinamismo nos últimos anos, resultado da evolução de indicadores econômicos, tais como o aumento da renda e o consumo das famílias, e o avanço da frota de veículos. A evolução do arcabouço regulatório também teve papel essencial neste processo, garantindo tecnicidade normativa e segurança jurídica ao exercício da atividade empresarial. Para efeitos de comparação, o crescimento das vendas internas de combustíveis entre 2006 e 2016 foi de 3,7% ao ano em média, enquanto a evolução do PIB no mesmo período foi de 1,2% ao ano em média (ANP, 2017a).

Diferente do que ocorre normalmente em outros países, mesmo com a quebra do monopólio do petróleo, a Petrobras por muito tempo agiu como *price maker*, determinando o preço dos combustíveis no mercado brasileiro. Isso foi possível em função do amplo domínio do mercado interno (OLIVEIRA, 2015). Essa condição permitiu à União usar o controle de preços como ferramenta de manutenção e controle da inflação no Brasil e, com frequência, a disparidade entre os preços de importação e os preços no mercado interno acabaram sendo absorvidos como prejuízo pelo caixa da empresa, influenciando inclusive no crescimento das vendas de combustíveis em patamares acima do crescimento do PIB (CUNHA, 2015, p. 85-87; OLIVEIRA, 2015, p. 75-76). Por outro lado, isso criou uma barreira à entrada de novos *players* no mercado de refino e de importação (ANP, 2017a).

⁸ Combustíveis do ciclo Otto incluem a gasolina C, o etanol hidratado e também o gás natural veicular.

Em outubro de 2016, a Petrobras anunciou a implantação de uma nova política de preços para gasolina e óleo diesel, que tem como base a paridade⁹ com o mercado internacional e inclui a margem para remuneração de riscos inerentes à operação de importação, como por exemplo volatilidade da taxa de câmbio e dos preços sobre estadias em portos e lucro. Em outras palavras, a nova política considera que o preço dos combustíveis nas refinarias deve ser equivalente ao custo de oportunidade da opção de importação. Essa política prevê reavaliações mensais para determinação dos preços de venda nas refinarias, podendo ocorrer manutenção, redução ou aumento desses preços. Essa frequência foi alterada a partir de julho de 2017 para permitir atualizações a qualquer momento, inclusive diariamente, desde que respeitando uma faixa de $\pm 7\%$ para o reajuste (PETROBRAS, 2016a; PETROBRAS, 2017b).

A adoção dessa nova política de preços foi, oficialmente, uma resposta ao crescente volume de importações desses combustíveis por outros atores, que causa a redução o *market share* da estatal no mercado interno. Porém, essa nova política veio também como forma de evitar a recorrência das perdas de anos anteriores e como forma de dar estabilidade e previsibilidade ao caixa da empresa (PETROBRAS, 2016a). Por outro lado, o aumento das importações por agentes privados foi favorecido pela paridade de preços, como visto acima. O refino também foi afetado negativamente, provocando redução da sua utilização (ANP, 2017c).

Depois de um período de onze altas consecutivas nas vendas anuais de combustíveis, o ano de 2015 foi significativamente afetado pela retração da economia brasileira. Acompanhando a variação negativa do Produto Interno Bruto, o volume total comercializado caiu 2,0% em relação ao ano anterior (ANP, 2017b; SINDICOM, 2016).

Outros fatores que contribuíram para essa redução foram os reajustes seguidos nos preços da gasolina e do diesel nas refinarias em novembro de 2014 e setembro de 2015 e o aumento da tributação incidente nesses produtos em fevereiro de 2015. A ausência de eventos impulsionadores de demanda, como as eleições e a Copa do Mundo em 2014, que influenciaram a queda dos combustíveis de aviação. Já o óleo combustível sofreu redução na demanda em função dos impactos da recente crise econômica no setor

⁹ A paridade com os preços internacionais, conhecida pela sigla PPI, considera vários fatores para sua composição, incluindo custos tais como: frete de navios, custos internos de transporte e taxas portuárias

industrial e da ocorrência de chuvas que, juntamente com a desaceleração econômica, contribuiu para aumentar o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas e para a decisão de desligar as usinas termelétricas (SINDICOM, 2016).

Em 2016, frente a uma retração de 3,6% no PIB brasileiro, a queda no óleo diesel se acentuou com uma queda de 5,1% em relação a 2015. Por outro lado, a demanda por gasolina C se recuperou e apresentou uma elevação de 4,6% nas vendas em relação ao ano anterior. Segundo a ANP (2017b), as vendas de combustíveis do ciclo Otto (gasolina C e etanol hidratado) e do ciclo diesel em 2016 foram fortemente influenciadas pela alteração da política de preços da Petrobras, com impacto nas vendas internas e na importação desses combustíveis. A Tabela 2.4 apresenta a evolução das vendas internas de combustíveis líquidos no Brasil (ANP, 2017b; ANP, 2017c).

Tabela 2.4 – Evolução das vendas internas de combustíveis líquidos no Brasil.

COMBUSTÍVEL	mil m ³											Variação (%) 2016/2015
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Óleo Diesel	39,0	41,6	44,8	44,3	49,2	52,3	55,9	58,5	60,0	57,2	54,3	-5,1%
Gasolina C	24,0	24,3	25,2	25,4	29,8	35,5	39,7	41,4	44,4	41,1	43,0	4,7%
Etanol Hidratado	6,2	9,4	13,3	16,5	15,1	10,9	9,9	11,8	13,0	17,9	14,6	-18,5%
GLP	-	-	-	-	-	12,9	12,9	13,3	13,4	13,2	13,4	1,1%
Óleo Combustível	5,1	5,5	5,2	5,0	4,9	3,7	3,9	5,0	6,2	4,9	3,3	-32,0%
QAV+GAV	4,5	4,9	5,3	5,5	6,3	7,0	7,4	7,3	7,5	7,4	6,8	-7,8%
TOTAL	78,8	85,7	93,8	96,7	105,3	122,3	129,7	137,3	144,5	141,7	135,4	-4,5%

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP (2017b) e SINDICOM (2016).

Segundo dados da ANP (2017c), cerca de 81% da produção nacional de gasolina A e mais de 86% da produção nacional de óleo diesel estão concentrados nas regiões Sul e Sudeste. Entretanto, o consumo dessas regiões somou apenas 63%, enquanto a região Nordeste respondeu por 18% das vendas no ano de 2015, como pode ser observado na Figura 2.5 (SINDICOM, 2016).

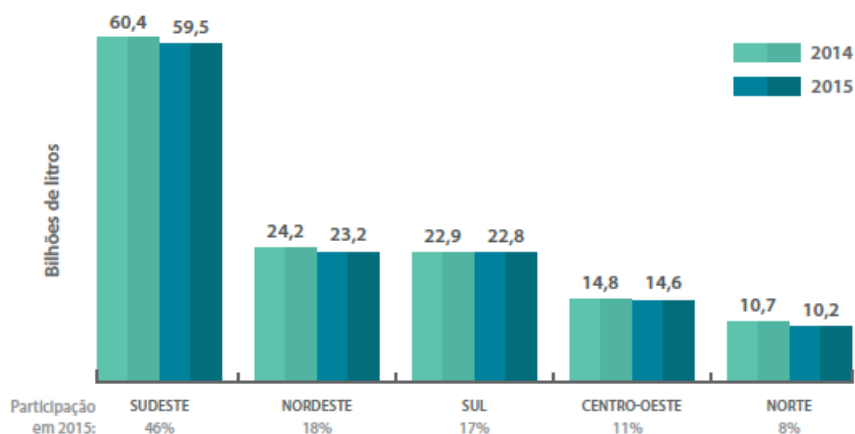


Figura 2.5 – Vendas de combustíveis líquidos no Brasil, por região, em 2014 e 2015.
 Fonte: SINDICOM (2016).

A combinação entre desvalorização do preço do barril do petróleo no mercado internacional e a queda do dólar frente ao real nos últimos anos criou um ambiente propício para a importação de combustíveis (ANP, 2017b). Entretanto, o aumento das importações já vinha sendo observado há mais tempo, especialmente no caso do diesel, onde o produto importado já respondia por 14% da demanda do país em 2016. No caso da gasolina, as importações cresceram 28% ao mês entre março e setembro daquele ano (PETROBRAS, 2016a).

Nesse contexto, o Brasil se tornou nos últimos anos um importador líquido de combustíveis fósseis e um exportador líquido de etanol. Entre 2015 e 2016, dos cinco principais combustíveis líquidos consumidos no Brasil (óleo diesel, gasolina, etanol, GLP e querosene de aviação), cinco tiveram piora no desempenho comercial: as exportações líquidas do etanol reduziram-se 29,3% e as importações líquidas de óleo diesel, gasolina e GLP elevaram-se, respectivamente, em 8,5%, 18,5% e 30,9%. O QAV, por sua vez, teve comportamento de melhora comercial com redução do déficit em 8,5% (ANP, 2017b).

A Figura 2.6, apresenta o comportamento da balança comercial de gasolina e óleo diesel, em termos das importações líquidas desses combustíveis entre 2000 e 2016:

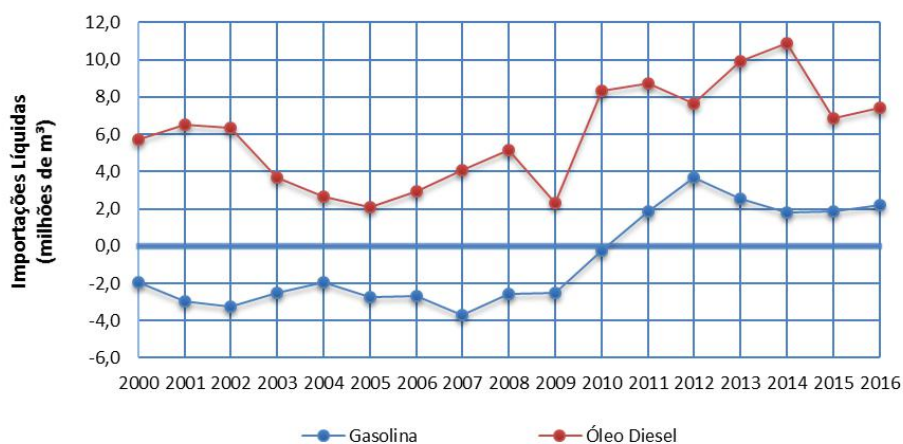


Figura 2.6 – Importação líquida¹⁰ de óleo diesel e gasolina no Brasil
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP³ (2017c).

Como o Brasil é dependente da importação de combustíveis fósseis, é relevante compreender os principais portos de entrada dos dois combustíveis derivados de petróleo mais relevantes para a balança comercial: óleo diesel e gasolina. A Figura 2.7 resume esses dados.

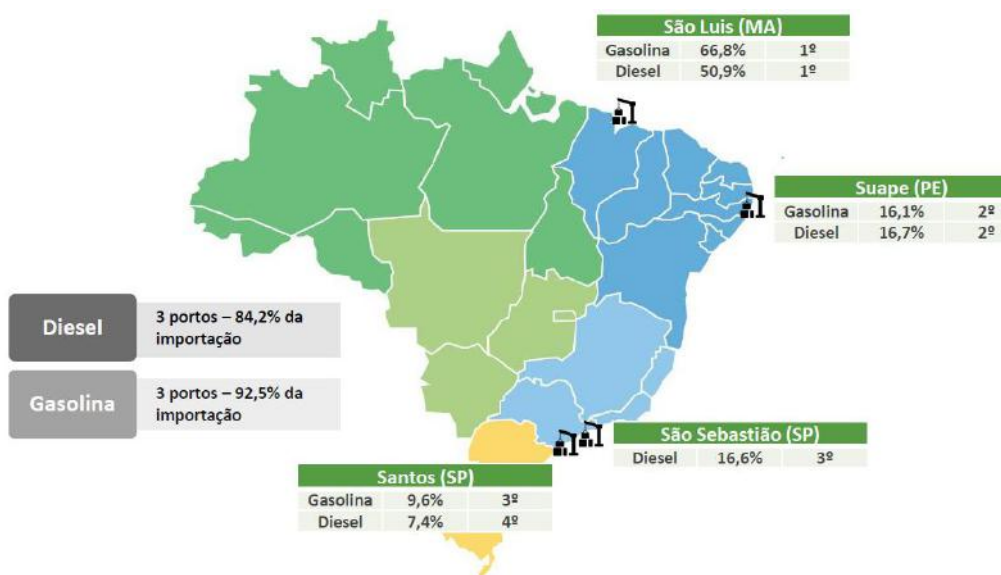


Figura 2.7 – Principais portos de importação de óleo diesel e gasolina no Brasil.
 Fonte: Chambriard (2016)

As informações constantes nesse mapa são coerentes com o fato de a região Nordeste ser responsável pela maior parte das importações de derivados, uma vez que a produção nacional é concentrada nas eixo Sul-Sudeste.

¹⁰ Importação líquida é a diferença entre as importações e exportações apuradas em cada ano.

2.3 Perspectivas para a demanda futura por combustíveis

A fim de testar a hipótese proposta nesse trabalho, um passo fundamental é avaliar se há uma tendência de aumento da demanda por derivados de petróleo no Brasil a médio e longo prazo, que justifique investimentos para propiciar acréscimo compatível da oferta e possíveis investimentos no aumento na capacidade do parque refinador.

Não é objetivo desse trabalho fazer projeções quantitativas da demanda futura de combustíveis ou elaborar cenários para essas projeções. Esta seção dedica-se a analisar de forma qualitativa cenários futuros projetados por outros trabalhos publicados, usando esses cenários para identificar possíveis espaços para investimentos no aumento da oferta interna de combustíveis para atendimento a demanda futura.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou, em abril de 2016, um estudo com projeções do cenário macroeconômico brasileiro e mundial para o horizonte 2016-2025, que faz uma avaliação da influência dos fatores que explicavam o desempenho da economia àquele momento e quais teriam seus efeitos prolongados. Esse estudo relata o recente desempenho negativo da economia brasileira, destacando principalmente a forte queda no PIB de 3,8% no ano de 2015, reflexo de sucessivos resultados ruins no lado da oferta, especialmente no setor industrial e afirma que a recuperação da economia está atrelada à retomada dos investimentos públicos e privados que, por sua vez, depende essencialmente da melhora das expectativas dos agentes econômicos (EPE, 2016a).

Na composição do cenário macroeconômico de referência, a expectativa de recuperação é bastante otimista para o comércio mundial, que deverá ser intensificado no período projetado, e para o desempenho econômico dos países desenvolvidos. Em contrapartida, a expectativa é de desaceleração do ritmo de crescimento médio dos países emergentes, função principalmente do crescimento mais lento da economia chinesa. A soma desses fatores influenciará positivamente a economia brasileira, principalmente a partir de 2021, em que é esperado um crescimento médio de 3,5% a.a. do PIB. No período anterior, apesar da esperada prosperidade na economia mundial, o Brasil ainda deve sofrer com os efeitos do ajuste das contas do Estado e com a inércia da confiança dos investidores (EPE, 2016a).

A Tabela 2.5 mostra as taxas de crescimento históricas, com base em informações do IBGE e FMI, e as projeções realizadas pela EPE para o cenário de referência do estudo.

Tabela 2.5 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico (IBGE e FMI)		Projeção (EPE)	
	2005-2009	2010-2014	2016-2020	2021-2025
PIB mundial (% a.a.)	3,8%	3,9%	3,6%	3,8%
Comércio mundial (% a.a.)	3,5%	5,8%	4,1%	4,7%
PIB Brasil (% a.a.)	3,7%	3,3%	1,4%	3,5%

Fonte: Adaptado de EPE (2016a), com dados de IBGE e FMI.

Segundo a EPE (2016a), investimentos em infraestrutura são imperativos para ampliar a capacidade produtiva e destravar o potencial de crescimento da economia brasileira, mas só devem ser retomados de forma sustentada no segundo quinquênio do período projetado, o que ajuda a explicar o maior ritmo de crescimento do PIB a partir de 2021. Outros gargalos citados pelo estudo são a baixa qualificação da mão-de-obra disponível e a necessidade de aperfeiçoamentos institucionais e na área de inovação tecnológica. Por outro lado, no cenário projetado não é esperado que haja elevação dos preços de *commodities*, como a que ocorreu no início da década passada, fazendo com que o país precise buscar alternativas para seu crescimento econômico.

Quanto ao setor de petróleo e gás, as projeções apontam para a exportação de petróleo como protagonista do superávit da balança comercial brasileira no período 2021-2025, fruto da expansão da produção no pré-sal e da entrada em operação dos projetos em execução atualmente e dos planejados. Mesmo com as restrições ambientais, as demandas mundial e brasileira por combustíveis e demais derivados do petróleo deverão seguir trajetória de crescimento, com uma esperada recuperação do preço do barril nos próximos anos. A EPE aponta como principais riscos ao setor a capacidade de gerenciamento dos projetos e de captação ou geração de recursos necessários para realização dos investimentos em planejamento (EPE, 2016a).

Historicamente, a demanda por energia final no setor de transportes tem crescido a taxas próximas de 5% a.a., com grande contribuição do transporte rodoviário, seja ele para carga ou passageiros. O setor de transportes responde por aproximadamente 32% da demanda atual de energia no país, colocando-o como a segunda atividade maior consumidora de energia final no país, atrás apenas do setor industrial, mas é o maior demandante em combustíveis líquidos. Por exemplo, cerca de 80% do consumo de diesel no país ocorre no setor de transportes (EPE, 2016b; RODRIGUES e LOSEKAN, 2016).

Dentro do setor, o transporte de cargas responde por cerca de 42% deste total, preponderantemente baseada no consumo de óleo diesel no modal rodoviário. Essa grande participação do modal rodoviário difere de países com dimensões territoriais semelhantes, conforme se pode observar na Figura 2.8. Isso implica em menor eficiência energética por tonelada transportada, maiores níveis de emissões e, principalmente, baixa competitividade em função de custos de frete (EPE, 2016b).

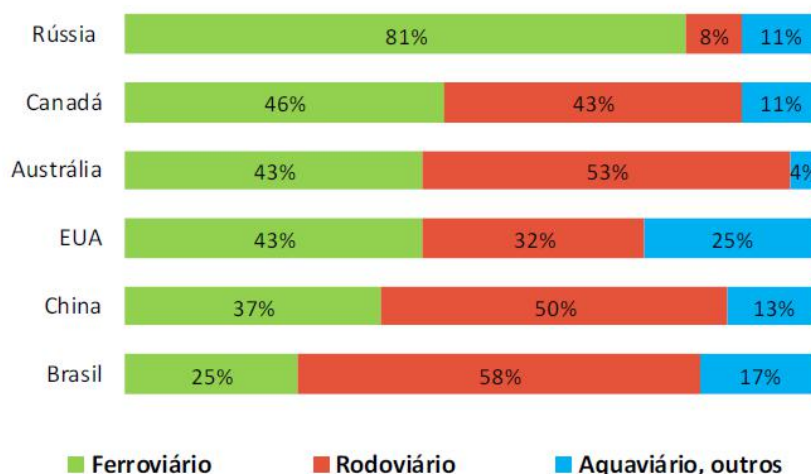


Figura 2.8 – Comparação mundial da matriz de transportes para países selecionados.
Fonte: EPE (2016b)

No transporte de cargas, a expansão da renda e da população brasileira e mundial repercute no aumento do fluxo de mercadorias e, conseqüentemente na atividade do setor. Neste ponto, a redução dos gargalos de infraestrutura e a efetivação de investimentos que privilegiem modais de transporte mais eficientes, como o hidroviário e o ferroviário são desafios que terão impactos tanto na produtividade e na competitividade da economia como para o consumo energético do setor (EPE, 2016b).

A EPE avalia ainda a tendência de que a mobilidade mundial, medida em passageiro-quilômetro, deve crescer de três a quatro vezes em relação aos níveis observados no ano 2000 até 2050, concentrado principalmente em países não-OCDE¹³, como Brasil, China e Índia. No caso do Brasil, o nível de motorização atual é baixo em relação aos países OCDE, mesmo que nos últimos anos a taxa de crescimento de venda de veículos tenha sido maior do que o PIB. A expectativa de aumento da renda e da manutenção dos padrões de consumo faz com que a EPE projete a taxa de motorização

¹³ Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.

brasileira em 2050 convergente com a de países como Estados Unidos, Inglaterra e Japão. Ainda que sejam previstos incentivos a novas alternativas de mobilidade por meio de transporte coletivo de massa, bicicletas, trabalho remoto e novas tecnologias para propulsão de veículos leves, essa tendência indica que há espaço para crescimento significativo da demanda de combustíveis ciclo Otto (EPE, 2016b).

Em outro trabalho, Chambriard (2016) apresenta projeções para a oferta interna e a demanda de combustíveis considerando como premissas o crescimento médio do PIB de 3% ao ano a partir de 2019, a entrada em operação do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima também em 2019 e o início da operação do COMPERJ em 2023. A Figura 2.9 mostra as curvas projetadas para combustíveis ciclo Otto e Diesel no horizonte 2030.

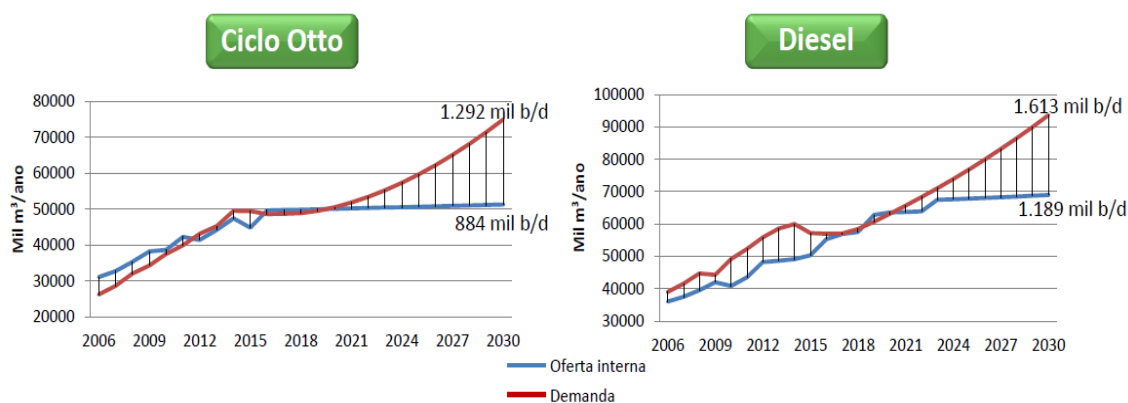


Figura 2.9 – Curvas históricas e projetadas de oferta interna e demanda de combustíveis no Brasil.

Fonte: Chambriard (2016)

Ambas as curvas mostram que o Brasil já é deficitário tanto em óleo diesel quanto em combustíveis ciclo Otto e, mesmo com a entrada em operação das unidades citadas, o déficit tende a ser ampliado. No cenário em que o COMPERJ não entra em operação, o déficit de óleo diesel é ainda maior no ano de 2030, 483 mil barris por dia. Considera-se que parte da demanda por combustíveis do ciclo Otto será atendida por meio da flexibilidade das usinas produtoras de etanol e açúcar, uma vez que o etanol hidratado é substituto perfeito para a gasolina C em veículos *flex fuel* (CHAMBRIARD, 2016; EPE, 2016b). A Figura 2.10 mostra os saldos de combustíveis ciclo Otto e diesel no ano de 2015 e os valores projetados por região no ano de 2030. Os valores são apresentados em mil m³ por dia.

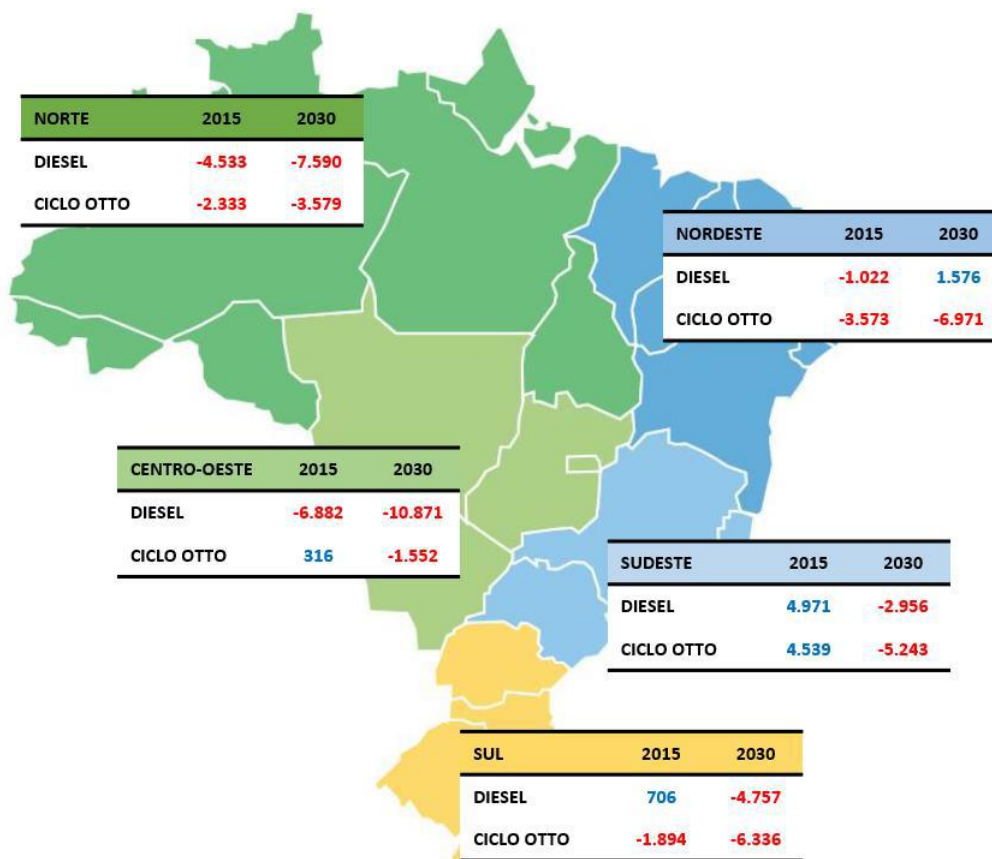


Figura 2.10 – Saldos de combustíveis ciclo Otto e diesel no Brasil, por região.

Fonte: Elaboração própria. Adaptado de Chambriard (2016)

De acordo com as projeções apresentadas na figura acima, a região Nordeste será a única que terá saldo positivo em um dos tipos de combustíveis no ano de 2030. Isso se deve à expectativa de entrada em operação do segundo trem da Refinaria Abreu e Lima, que foi projetada para maximizar a projeção de óleo diesel. Mesmo a região Sudeste, que concentra cinco refinarias, além de um vasto parque de usinas de etanol e da provável entrada do COMPERJ, será deficitária em combustíveis, segundo a projeção (CHAMBRIARD, 2016; EPE, 2016a).

As projeções de forte aumento da demanda de diesel são reforçadas pelo trabalho de Rodrigues e Losekann (2016), que esperam crescimentos anuais médios na demanda por esse combustível de 3,66% ao ano entre 2015 e 2023, considerando um período de crescimento acentuado de 4,22% ao ano entre 2020 e 2023.

Ainda segundo Chambriard, o Brasil tem dois caminhos possíveis para atender à demanda futura projetada. O primeiro considera a autossuficiência na produção de combustíveis, sendo necessária a construção de pelo menos duas novas refinarias (uma

na costa do Nordeste e outra no interior do país, provavelmente Centro-Oeste ou região do Triângulo Mineiro) que possam monetizar o petróleo produzido no pré-sal e disponibilizar combustíveis próximo a grandes centros consumidores com deficiência no fornecimento. O segundo internaliza a condição de país produtor de petróleo e importador de combustíveis. Para ambos os casos, é preciso que haja investimentos vultuosos para desengargalar a infraestrutura logística existente (CHAMBRIARD, 2016).

Coelho (2015) modelou alternativas para valorização do excedente de petróleo produzido no Brasil. A modelagem incluiu quatro refinarias hipotéticas idênticas com capacidades de 300 kbpd e denominadas de REBRA I (Sudeste), REBRA II (Sul), REBRA III (Nordeste) e REBRA IV (Centro-oeste) que entram como variáveis de livre escolha para a otimização, que buscava o mínimo custo global. Esse trabalho foi iniciado em data na qual ainda estava prevista a conclusão e entrada em operação das Refinarias Premium I e II, que foram canceladas em meio ao desenvolvimento dos cenários, o que obrigou a geração de novos cenários de análise (COELHO, 2015).

Em todos os cenários em que o modelo considerava a existência das Refinarias Premium I e II (600 kbpd e 300 kbpd respectivamente), o resultado da otimização mostrava não serem necessários investimentos adicionais em outras refinarias. Por outro lado, dos quatro cenários em que as Refinarias Premium foram retiradas do modelo, a otimização apontou para o investimento em duas novas refinarias naqueles que consideravam a projeção dos preços do petróleo acima dos US\$ 80/barril, sendo uma delas no Sudeste e a outra no Nordeste. Com a projeção de robustez dos preços do petróleo em US\$ 60/barril, a otimização apontou para a adição de apenas uma nova refinaria a ser construída na Região Sudeste (COELHO, 2015).

Em todos esses cenários, a previsão de entrada em operação das novas refinarias seria em 2020, com aumento gradual de capacidade de processamento até 2035, acompanhando a expansão da demanda de derivados no país, visando a autossuficiência e possível exportação de excedentes de derivados de elevada especificação. Coelho ressalta ainda que a expansão da capacidade de refino apontada pela simulação do modelo sempre foi menor do que a capacidade planejada das Refinarias Premium nos cenários em que elas foram retiradas da análise (COELHO, 2015).

Em comum, os trabalhos de Coelho e Chambriard evidenciam que há espaço para a expansão do parque de refino, mesmo considerando diferentes premissas e objetivos.

Coelho buscou minimizar o custo global de valorização de excedentes de petróleo produzido no Brasil, considerando em seu modelo a possibilidade de exportar o excedente da produção de derivados de alta especificação após o atendimento à demanda interna (COELHO, 2015). Por outro lado, Chambriard direcionou seu trabalho na análise de atendimento puramente à demanda interna, avaliando em quais regiões há um déficit que será aumentado no horizonte 2030, usando como premissa para o cenário de autossuficiência a aproximação das possíveis novas refinarias de um mercado consumidor que hoje depende essencialmente do restante da cadeia logística para ser suprido (CHAMBRIARD, 2016).

A implantação de novas refinarias no país depende de serem proporcionadas condições institucionais que atraiam investimentos e que garantam condições de competitividade em um mercado amplamente dominado por um *player* soberano. Por outro lado, a competitividade de uma refinaria depende também de um projeto bem executado e gerenciado. Uma refinaria, independente do seu porte é um projeto de grande complexidade, dados os impactos regionais e ambientais que podem provocar, e também pela grande quantidade de interfaces envolvidas. Entretanto, há riscos envolvidos que podem ser minimizados em função da redução do porte do projeto.

O próximo capítulo apresenta algumas noções sobre a teoria de gerenciamento de projetos, com a visão de sua aplicação no desenvolvimento do ciclo de vida de um projeto, desde a sua origem como proposta de negócio até sua entrada em operação. São apresentados também aspectos que classificam e diferenciam um projeto regular de um megaprojeto. Por fim, são descritas metodologias de gerenciamento e análise de risco que permitem a identificação e a tomada de ações visando mitigação de riscos negativos e o aproveitamento de oportunidades para o projeto.

3 PROJETOS, MEGAPROJETOS e RISCOS

3.1 Projetos e a Teoria de Gerenciamento

Conforme definição do Project Management Institute (PMI), um projeto é “*um esforço temporário empreendido para criar um produto, serviço ou resultado exclusivo*”. Em outras palavras, um projeto deixa de existir a partir do momento em que seus objetivos são alcançados, quando não há mais como atingi-los, quando não existe mais a necessidade da continuidade do projeto em questão, ou, finalmente, quando o cliente final deseja encerrá-lo. Cada projeto cria necessariamente um produto, serviço ou resultado exclusivo, que nem sempre é mensurável (PMI, 2013).

O fato de um esforço temporário ser empregado na sua execução não significa necessariamente que a duração de um projeto seja curta e não está relacionada com os produtos ou serviços gerados pela sua implementação. Pelo contrário, os resultados da maior parte dos projetos costumam ser muito mais duradouros do que o próprio projeto, bem como seus impactos sociais, econômicos e ambientais. Ainda de acordo com o PMI o sucesso no alcance dos resultados esperados pela implantação de um projeto depende fortemente da identificação correta dos requisitos do projeto, alinhamento entre as expectativas e necessidades das partes interessadas e do balanceamento entre as restrições do projeto. A aplicação de conhecimentos, habilidades, ferramentas e técnicas a fim de atingir aos objetivos esperados por um projeto é chamada de Gerenciamento de Projeto (PMI, 2013).

A publicação *Guide to the Project Management Body of Knowledge* pode ser considerada um marco na história da teoria de Gerenciamento de Projetos. Mais conhecida como PMBOK, a publicação é uma compilação de práticas reconhecidamente exitosas na gestão de projetos, conceituando processos, áreas de conhecimento, ferramentas e técnicas. Contudo, o PMBOK não é uma metodologia em si, pois não propõe padrões ou modelos de documentos a serem utilizadas, apresentando uma abordagem generalista sem considerar peculiaridades de cada tipo de projeto (PROJECT BUILDER, 2017).

O PMBOK conceitua dez áreas de conhecimento que, se bem conduzidas durante o ciclo de vida do projeto, aumentam as chances de sucesso ao seu final. No quadro a

seguir são apresentadas as áreas de conhecimento enumeradas pelo guia, com uma breve descrição dos seus conceitos e principais objetivos.

- i. **Gerenciamento de Aquisições:** Engloba os processos requeridos para adquirir bens e serviços externos à organização executora. Os profissionais envolvidos participam no planejamento do gerenciamento, além de conduzir, controlar e encerrar as aquisições necessárias para a execução do projeto (PMI, 2013; PROJECT BUILDER, 2017).
- ii. **Gerenciamento da Qualidade:** Conforme definição da ISO 9000, qualidade é a “medida de atendimento a expectativas, dada por um conjunto de características intrínsecas” (ABNT, 2015). Gerenciar a qualidade é elemento chave para garantia da satisfação do cliente, buscando sempre avaliar e entender as expectativas do cliente quanto ao atendimento a seus requisitos (PMI, 2013).
- iii. **Gerenciamento de Riscos:** O risco de um projeto é definido como um evento ou condição incerta que, se ocorrer, terá um efeito positivo ou negativo sobre pelo menos um objetivo do projeto, como tempo, custo, escopo ou qualidade. Gerenciar os potenciais riscos é fundamental para o sucesso do projeto, procurando desvios e tendências para identificá-los precocemente, visando maximizar a exposição aos eventos positivos e minimizar a exposição aos eventos negativos (RABECHINI JR. e CARVALHO, 2010; PMI, 2013; PROJECT BUILDER, 2017).
- iv. **Gerenciamento de Escopo:** O escopo é definido como o conjunto de todos os produtos a serem entregues pelo projeto, incluídos os seus requisitos. Há uma diferenciação sutil entre escopo do projeto e o escopo do produto. O primeiro descreve todo o trabalho e atividades necessárias para completar o projeto, que pode ser traduzido pela Estrutura Analítica do Projeto (EAP¹⁴). Quanto ao escopo do produto, consiste na descrição das características funcionais que distinguem o produto ou serviço a ser gerado ao fim do projeto. O gerenciamento do escopo visa garantir a aderência do escopo aos objetivos do projeto (KERZNER, 2006; PMI, 2013)
- v. **Gerenciamento de Custos:** O foco dessa área é estabelecer e gerenciar os custos para a disponibilização dos recursos necessários às atividades do projeto, descritas na EAP. Assim como outros recursos, o orçamento disponível para um projeto é limitado e requer rígido gerenciamento, pois este pode comprometer todo um projeto, inclusive inviabilizá-lo ou interrompê-lo. Essa área de conhecimento utiliza um conjunto de

¹⁴ A EAP, estrutura analítica do projeto, decompõe o escopo de projeto em um conjunto de atividades, chamadas de pacotes de trabalho, buscando facilitar a visualização das entregas intermediárias do projeto (MONTES, 2017a)

- técnicas multidisciplinares que permitem compreender a origem dos custos e pode conduzir ao melhor aproveitamento do orçamento disponível, reduções de custos e obtenção de melhores níveis de produtividade (PMI, 2013; KERZNER, 2006).
- vi. **Gerenciamento da Integração:** O gerenciamento da integração do projeto inclui os processos e as atividades necessárias para identificar, definir, combinar, unificar e coordenar os vários processos e atividades dos grupos de processos de gerenciamento, tendo o gerente do projeto como principal integrador dos processos, equipes e pessoas. A integração define a priorização de recursos e esforço, conduzindo o projeto como um todo (PROJECT BUILDER, 2017; PMI, 2013).
 - vii. **Gerenciamento da Comunicação:** É a área de conhecimento que abrange os processos para gerenciamento do fluxo correto e tempestivo das informações geradas, bem como da sua apropriada distribuição, armazenamento, recuperação e destinação ao utilizador final da informação. Apesar de muitas vezes ser negligenciada quanto à sua importância, cerca de 90% do tempo do Gerente de Projetos é utilizado no gerenciamento da comunicação, segundo o PMI (PMI, 2013).
 - viii. **Gerenciamento de Recursos Humanos:** Inclui os processos que organizam e gerenciam a equipe do projeto, com base nas funções e responsabilidades necessárias para a execução do projeto. O gerenciamento de recursos humanos é a área responsável por identificar, obter e mobilizar os recursos que tenham o perfil de habilidades e conhecimentos necessários para a realização das atividades do projeto (PMI, 2013).
 - ix. **Gerenciamento do Tempo:** Abrange todos os processos necessários para certificar que o projeto será concluído no prazo estabelecido. É a área mais sensível do projeto, pois sofre influência do desempenho de todas as outras. Gerenciar o tempo tem por objetivo estimar recursos, duração e a ordem de precedência entre as atividades do projeto, tendo como principal produto o cronograma do projeto (PMI, 2013).
 - x. **Gerenciamento das Partes Interessadas (Stakeholders):** Essa área de conhecimento responde pela identificação e gerenciamento dos interesses e expectativas de todos os atores que tem relação com o projeto, buscando minimizar resistências contrárias e aumentar o seu engajamento no projeto (PMI, 2013).

Tendo como alicerce as dez áreas de conhecimento, o PMBOK propõe uma linha de trabalho a ser utilizada na condução de cada fase do projeto, organizados em cinco grupos de processos (KERZNER, 2006; RABECHINI JR. e CARVALHO, 2010):

- *Iniciação*: define as grandes linhas e autoriza um projeto dentro da organização, documentando os requisitos, objetivos macro, razões para sua existência e necessidade de recursos.
- *Planejamento*: refina objetivos, planeja ações e detalha o escopo e as atividades que compõem o projeto. Tem como principais ferramentas, o cronograma e a EAP.
- *Execução*: integra a equipe e os recursos necessários para realizar o plano do projeto, com base no cronograma e EAP definidos na etapa de planejamento.
- *Monitoramento e controle*: mede e avalia continuamente a condução e o progresso da execução do projeto.
- *Encerramento*: formaliza a entrega e a aceitação dos produtos, conduzindo em seguida à sua conclusão.

3.2 Fases do Projeto e Metodologia dos Portões

Implantar um projeto industrial é um processo complexo que envolve alinhamentos entre as necessidades das partes interessadas quanto aos objetivos e o escopo do projeto. Almejando assegurar a correta condução do projeto e evitar gastos desnecessários em projetos que não atingirão os objetivos desejados, a maioria das organizações utiliza metodologias denominadas de *metodologias de portões*.

Essas metodologias abordam o ciclo de vida do projeto particionado em fases, conforme o grau de maturidade das informações disponíveis. Ao final de cada uma dessas fases existem portões de decisão, que representam o conjunto de requisitos exigidos para essas informações que devem ser cumpridos para permitir o avanço do projeto para a próxima fase. O não cumprimento desses requisitos pode implicar na reavaliação das premissas adotadas para o projeto ou até mesmo no seu cancelamento. A Figura 3.1 ilustra um modelo típico de divisão do desenvolvimento do projeto em fases e seus portões de decisão (ROCHA, 2014; PRADO, 2004; WEIJDE, 2008).

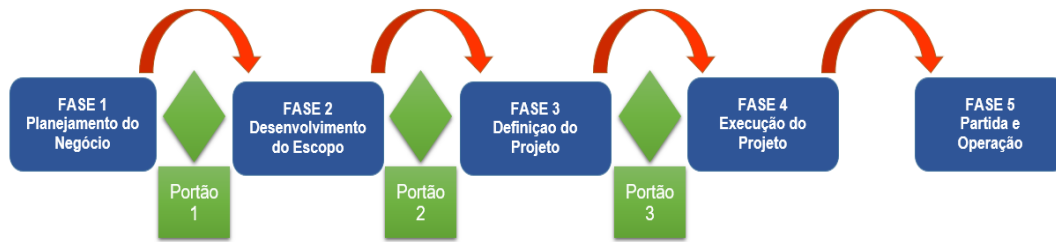


Figura 3.1 – Modelo de metodologia de portões de um projeto de capital.

Fonte: Elaboração própria.

A metodologia *Front-End Loading*, ou simplesmente FEL, foi desenvolvida pelo *Independent Project Analysis* (IPA)¹⁵ e é uma das mais conhecidas metodologias de portões, amplamente utilizada no gerenciamento de projetos industriais. Segundo Paul Barshop (2004), o FEL é um processo pelo qual a organização traduz suas oportunidades de negócio em projetos de capital. A aplicação dessa metodologia visa a obter um entendimento detalhado do escopo do projeto que atende aos objetivos propostos, bem como minimizar mudanças durante as fases posteriores de execução do projeto (BARSHOP, 2004; BARBOSA, PINHEIRO e SANTOS JR., 2013).

O ciclo de vida de um projeto de capital pode ser dividido em duas grandes etapas: desenvolvimento do escopo e execução. A etapa de desenvolvimento é onde a metodologia FEL é aplicada. As fases 1 a 3 são consideradas etapas de definição do empreendimento, sendo responsáveis por todo o planejamento, definindo o que (escopo), quando (cronograma) e por quem será feito (recursos humanos) e quais são os recursos necessários (custos). Na fase de execução é colocado em prática o planejamento estabelecido no FEL, incluindo as aquisições necessárias, construção, montagem e os procedimentos para início de operação. Na fase final de operação é realizada a entrega do produto e o início das atividades do projeto concluído (ROCHA, 2014; WEIJDE, 2008; BARBOSA, PINHEIRO e SANTOS JR., 2013).

A Tabela 3.1 resume os objetivos, requisitos e entregáveis de cada fase, conforme definições da metodologia FEL.

¹⁵ Independent Project Analysis. Instituto especializado em análises e estudos em gerenciamento de projetos.

Tabela 3.1 –Descrição das fases da metodologia *Front-End Loading* (FEL).

FEL 1	Objetivos e requisitos	Validação da oportunidade comercial e das alternativas técnicas a serem analisadas no projeto conceitual; Definição dos objetivos estratégicos do projeto e do escopo necessário para a sua implementação; Engenharia paramétrica, baseada em projetos equivalentes.
	Entregáveis	Estudos de seleção de alternativas; Termo de referência do projeto; Estimativa de custo inicial.
	Faixa de custo	-25% a +40%
FEL 2	Objetivos e requisitos	Definir conceitualmente o projeto e selecionar a alternativa a ser detalhada; Refinar premissas técnicas e econômicas; Selecionar práticas de melhoria de valor (VIP); Estimar o custo de capital (CAPEX) do projeto
	Entregáveis	Análises preliminares de risco e ambiental; Análise econômica e estimativa de orçamento; Cronograma de implantação; Projeto conceitual de engenharia; Declaração de escopo preliminar; Definição de localização do empreendimento.
	Faixa de custo	-15% a +25%
FEL 3	Objetivos e requisitos	Preparar o projeto de engenharia para fundamentar a estimativa de custo para aprovação da Diretoria Executiva, visando obter autorização da contratação da execução.
	Entregáveis	Projeto básico de engenharia; escopo de trabalho definitivo; plano de execução; análise do cronograma; documentação para obtenção de licenciamento ambiental; orçamento detalhado.
	Faixa de custo	-10% a +10%

Fonte: Elaboração própria.

O último portão de decisão está no FEL 3 e é a etapa na qual são verificados se foram cumpridos todos os requisitos necessários para que seja autorizada a contratação da execução do projeto.

A Fase 4 consiste na etapa de execução do projeto planejado nas etapas anteriores do FEL. Para isso, é necessário que o projeto básico de engenharia seja detalhado para

que possa gerar documentação para compra de materiais e equipamentos e permitir a construção e montagem das novas instalações.

No cronograma de execução, a primeira atividade iniciada é justamente o detalhamento do projeto de engenharia. A atividade de suprimento se inicia apenas quando há avanço suficiente no projeto de detalhamento de forma que especificações técnicas e requisições de material estejam disponíveis pela área responsável pelas aquisições e seu término é praticamente concomitante com a etapa de construção. A construção, por sua vez, inicia com defasagem em relação ao suprimento pois é necessário haver material disponível para que as instalações do projeto sejam construídas ou montadas (KERZNER, 2006; PMI, 2013; ROCHA, 2014).

A última etapa do projeto é a Fase 5. Nessa etapa são realizados os procedimentos de comissionamento da planta, que são os testes realizados para assegurar que as instalações estão aptas e seguras para serem operadas conforme foram projetadas. Pode haver, após o comissionamento, um período em que é feita a operação assistida como etapa de transição da entrega do projeto para o cliente final (PMI, 2013; ROCHA, 2014).

Via de regra, os benefícios trazidos pela influência na delimitação do escopo do projeto segundo a metodologia FEL se concentram no início de seu ciclo de vida, enquanto a maior parte dos dispêndios é feita na fase de execução. O custo de uma mudança no escopo também é maior à medida em que o projeto avança em seu ciclo de vida. A Figura 3.2 ilustra como o dispêndio ao longo das fases do projeto.

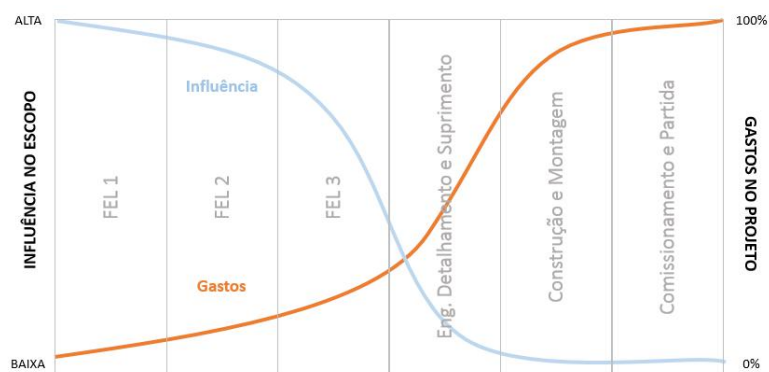


Figura 3.2 – Grau de influência no escopo e gastos ao longo do ciclo de vida do projeto
Fonte: Adaptação de Towler e Sinnott (2013)

O emprego da metodologia FEL durante o ciclo de vida dos projetos historicamente leva a desempenhos econômicos expressivamente melhores quando comparado a projetos que não a utilizam, principalmente pela redução do número de mudanças de escopo nas fases mais avançadas. Os portões de decisão são fundamentais para manter o alinhamento do projeto aos objetivos estratégicos que motivaram sua existência, ainda que o simples uso da metodologia não represente garantia de que os benefícios esperados sejam alcançados. É necessária a incorporação dos conceitos e a implementação de procedimentos consistentes pelas equipes que compõem o projeto, tanto pelo lado do negócio quanto pelo lado da engenharia (BARSHOP, 2004; WEIJDE, 2008; MERROW, 2011).

3.3 Megaprojetos na Indústria do Refino

De maneira geral, há uma percepção de que, quanto maior o tamanho de um projeto, mais bem-sucedido ele será. Essa percepção é muito reforçada por fatos cotidianos, como por exemplo, um mercado pequeno em uma determinada localidade que não consegue concorrer em igualdade de condições com um novo hipermercado ali construído. Isso pode ser explicado de maneira intuitiva utilizando alguns conceitos básicos da teoria microeconômica.

De acordo com esta teoria, o processo produtivo de uma determinada empresa consiste na transformação de insumos, também denominados de fatores de produção, em produtos. Uma função produção de uma determinada empresa pode ser definida como uma correlação entre os fatores que compõem seu processo produtivo e que descreve, a partir da quantidade aplicada desses fatores, qual o volume produzido. Para exemplificar, a função produção de uma empresa genérica pode ser representada como (PINDYCK e RUBINFELD, 2006):

$$Q = f(K,L) \tag{3.1}$$

Em que:

Q é a quantidade produzida de um produto, segundo a sua função produção

K representa o fator de produção “capital”

L representa o fator de produção “trabalho”

Derivado da teoria sobre a função produção, ainda abordado dentro da teoria microeconômica, o conceito de economia de escala é um direcionador relevante para a decisão de quanto se investir em um projeto. A economia de escala ocorre quando o incremento de produção resulta no aumento na quantidade total produzida sem provocar aumento proporcional no custo de produção, fazendo com que o custo médio da unidade produzida tenda a ser menor à medida que a produção aumenta (PINDYCK e RUBINFELD, 2006). Matematicamente, há economias de escala se:

$$f(a.K, a.L) > a.f(K,L) \quad (3.2)$$

Para “a” constante e maior do que 1.

Se um determinado aumento do volume de produção implicar um aumento menos do que proporcional dos custos, tem-se a presença de economias de escala. Caso contrário, isto é, se o aumento dos custos for mais do que proporcional ao aumento do volume de produção, tem-se deseconomias de escala.

Em consonância com essa percepção, os megaprojetos têm sido cada vez mais o modelo de negócio preferencial de diversos setores no investimento em projetos de capital, especialmente os megaprojetos industriais. Na década de 1970, o Mar do Norte entre o Reino Unido e a Noruega recebeu uma grande concentração de megaprojetos de exploração e produção de petróleo que, depois de problemas durante a sua execução, estavam destinados ao fracasso. No entanto, o choque do petróleo ocorrido nesse período fez com que os preços do petróleo subissem vertiginosamente, o que afetou de forma muito positiva os resultados desses projetos. Por outro lado, muitos megaprojetos que contavam com a manutenção do patamar do preço do petróleo em suas estimativas de retorno foram cancelados após a queda abrupta do valor da *commodity* no início dos anos 1980. Desse momento até o final da década de 1990, mesmo na indústria do petróleo, o número de megaprojetos que saíram efetivamente do papel foi reduzido de forma muito expressiva (FLYVBERG, 2014; MERROW, 2011).

Essa tendência se inverteu juntamente com a virada do século muito em razão da explosão quase simultânea da demanda global por todas as principais *commodities*, puxada sobretudo pela industrialização e conseqüente crescimento econômico chinês, notadamente a partir de 2003 (MERROW, 2011). A Figura 3.3 mostra o crescimento dos investimentos em megaprojetos industriais no mundo desde o ano 2000, evidenciando

dos períodos de crescimento acentuado entre 2003 e 2008, em que o crescimento médio anual dos investimentos foi de 24% ao ano, e a partir de 2010, cuja taxa de crescimento foi ainda mais vigorosa, ultrapassando os 25% ao ano.

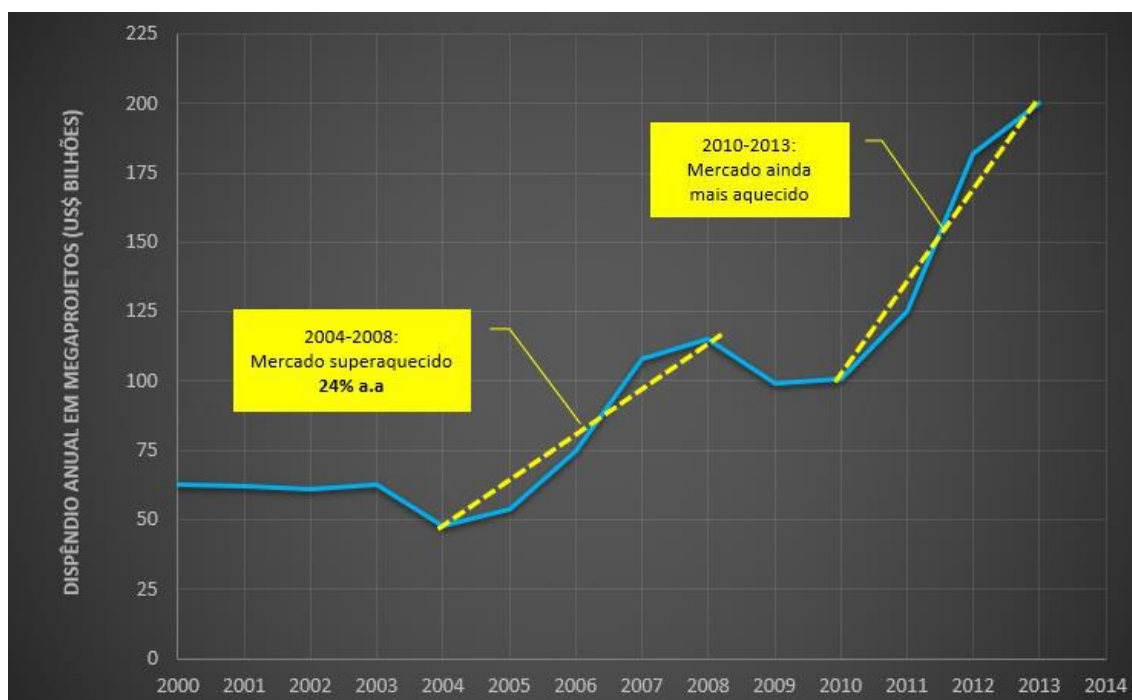


Figura 3.3 – Volume de investimentos em megaprojetos industriais desde 2000.

Fonte: Adaptado de Merrow (2011).

A despeito das definições de projeto descritas anteriormente, o conceito de megaprojeto abrange definições complementares, condizentes com as suas particularidades. De maneira geral, um megaprojeto se diferencia de um projeto comum não apenas pelo volume expressivo de recursos envolvido, mas também pelo alto grau de complexidade, exposição a riscos e, frequentemente, pela baixa performance frente ao orçamento e prazo planejados (COST, 2015).

Segundo Bent Flyvberg (2014), um dos autores mais conhecidos mundialmente sobre o tema, megaprojetos não são apenas versões ampliadas de projetos convencionais, mas sim uma classe totalmente diferente em termos de complexidade, duração, envolvimento de partes interessadas e, por fim, um nível muito maior de expectativa quanto a seus resultados. Esse mesmo autor define megaprojetos como “empreendimentos complexos de larga escala, que tipicamente custam US\$ 1 bilhão ou mais, precisam de muitos anos para serem desenvolvidos e construídos, envolvem

inúmeras partes interessadas, públicas e privadas, são transformacionais e impactam milhões de pessoas” (FLYVBERG, BRUZELIUS e ROTHENGATTER, 2003).

Em paralelo às definições colocadas por Flyvberg, o trabalho de Edward Merrow (2011) acrescenta uma série de elementos que agregam complexidade a um projeto a um determinado nível, que pode classifica-lo como um megaprojeto mesmo que seu custo total seja inferior a US\$ 1 bilhão:

- Elevado número de partes interessadas e parceiros de negócio;
- Múltiplos elementos de escopo;
- Grande quantidade de interfaces;
- Necessidade de ampla disponibilidade ou desenvolvimento de infraestrutura;
- Projeto a ser implantado em locais de clima severo, ambientalmente sensíveis ou regiões remotas;
- Implementação de tecnologias novas em escala comercial;
- Instabilidade política e licenciamento dificultado;
- Indisponibilidade de mão de obra local qualificada ou exigências de conteúdo local;
- Dificuldades na formação da equipe do projeto.

Merrow aborda também os conceitos de megaprojeto e de programa para diferenciá-los. Programa é descrito por esse autor como uma série de projetos que, embora sejam inter-relacionados, são viáveis e justificados individualmente. Em um megaprojeto, todas as partes somente fazem sentido e somente tem função se forem desenvolvidas e concluídas como um todo. Apesar das aparentes vantagens em função de economia de escala em megaprojetos, diversas referências de mercado e literatura mostram que o sucesso desse tipo de empreendimento, medido em termos de comparação do seu resultado final com o resultado esperado, não tem sido obtido como esperado (MERROW, 2011; FLYVBERG, 2014).

Ambas as referências de valor para o megaprojeto datam da década de 2000. Para efeitos desse trabalho, adota-se pela data do trabalho no qual Flyvberg define o valor de US\$ 1 bilhão como base para a atualização do valor de referência, 2003. A atualização é feita pelo índice IHS DCCI, e o valor de referência atualizado para 2017 de classificação

de megaprojetos passa a ser US\$ 1,7 bilhões. Para mais detalhes sobre a atualização, ver item 4.5.2.

O sucesso ou o insucesso em um megaprojeto são determinados pelos desvios em relação ao planejamento proposto e em relação aos resultados esperados em comparação com outros equivalentes, o que Merrow define como competitividade. Este autor estipulou que o resultado de insucesso em um megaprojeto industrial ocorre quando ao menos um dos critérios listados na Figura 3.4 ocorrem (MERROW, 2011).

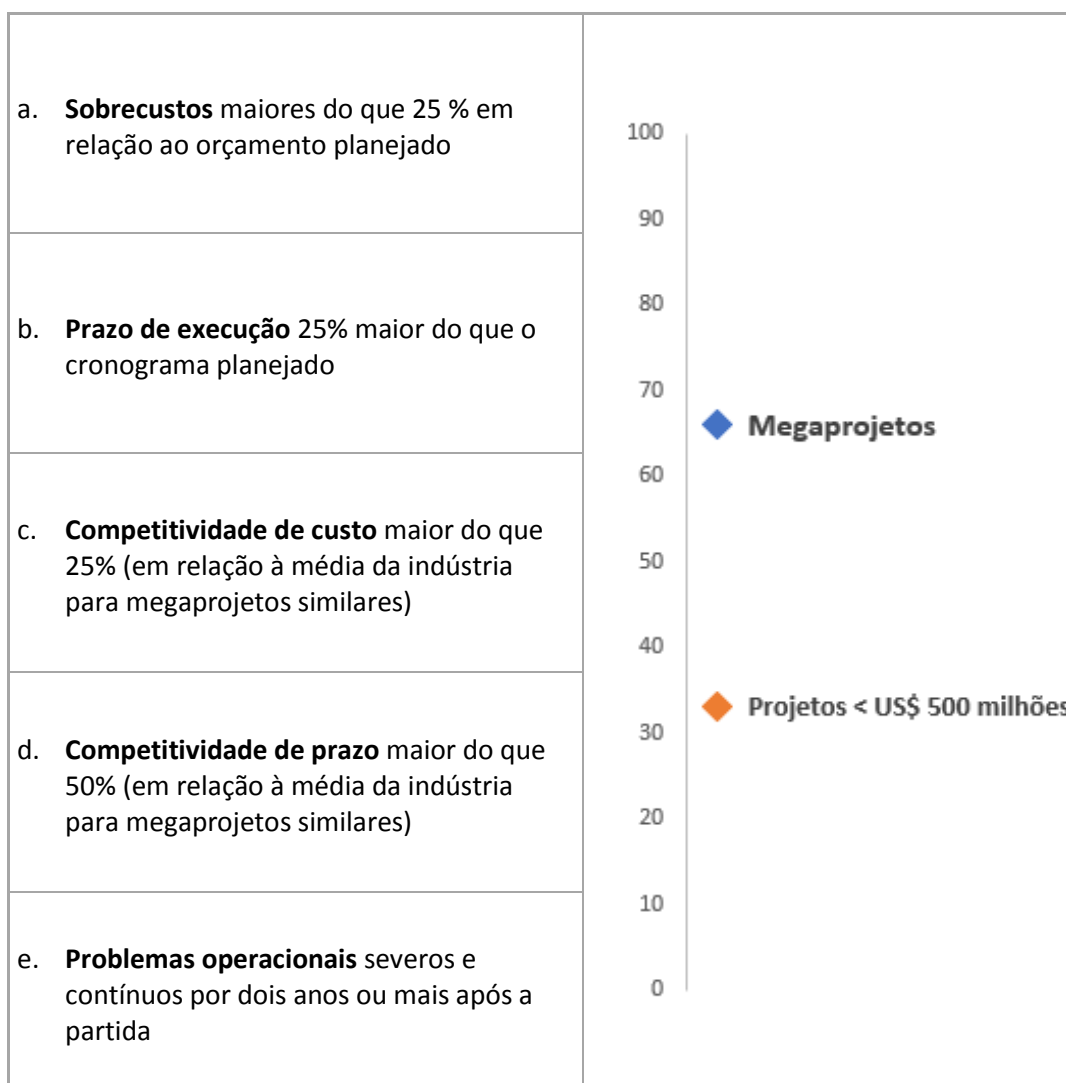


Figura 3.4 – Critérios para determinação de insucesso de megaprojetos industriais e percentual de insucesso em megaprojetos e projetos comuns de grande porte.

Fonte: Adaptado de Merrow (2011).

A Figura 3.4 mostra ainda a comparação entre o percentual de megaprojetos cujos resultados são classificados como insucesso e o percentual de projetos de investimento menores de US\$ 500 milhões. Em estudo que consistiu na análise de uma base de

informações de 318 megaprojetos compilados pelo IPA, em vários diferentes setores, Merrow chegou à conclusão de que apenas 35% deles atingiram os seus objetivos iniciais e foram bem-sucedidos. Em compensação, os demais projetos da amostra apresentaram os seguintes resultados (MERROW, 2011):

- 40% apresentaram sobrecusto frente ao orçamento inicial;
- 28% apresentaram atrasos em relação ao cronograma planejado;
- Atingiram em média 60% da produção esperada no primeiro ano;

O setor de óleo e gás foi o que apresentou o pior desempenho entre aqueles que compunham a base de dados analisada. Mais de 78% dos megaprojetos desse setor foram classificados como malsucedidos (MERROW, 2011). Esse número é corroborado pelo resultado de um estudo análogo, porém com uma análise específica de 365 projetos exclusivamente do setor de óleo e gás, conduzido pela consultoria Ernst & Young. O referido estudo aponta que 64% desses projetos apresentaram sobrecustos e 73% tiveram atrasos no seu cronograma, com sobrecusto médio de 59%, representando um investimento incremental de mais de US\$ 500 bilhões de dólares. Em um recorte apenas com projetos da área de refino, os índices são de 62% dos projetos com sobrecusto e 79% com atrasos. O sobrecusto médio dos projetos de refino da amostra analisada foi de 69% em relação ao orçamento aprovado (EY, 2014).

Voltando à análise de Merrow sobre a base de dados de megaprojetos, foram identificadas várias características comuns entre aqueles que foram malsucedidos, a começar por problemas relativos ao relacionamento com órgãos governamentais, como na obtenção de licenças em função de instabilidade regulatória, políticas fiscais complexas e pressão pela conclusão do projeto. Outro ponto em comum foi com relação ao próprio desenvolvimento do megaprojeto em seus estágios iniciais, como a falta de clareza quanto aos seus objetivos, indefinições e falta de confiabilidade nos dados iniciais, bem como projetos de engenharia de baixa qualidade ou tecnologias não dominadas pelos projetistas, ponto esse também enfatizado no trabalho de Locatelli (2015). Quanto a aspectos relativos ao local de instalação desses megaprojetos, foram enfrentadas dificuldades pela falta de mão-de-obra disponível no local e por dificuldades logísticas inerentes ao próprio local escolhido. Por fim, foram identificados constantes problemas de governança do projeto e decisões por modelos de contrato que se mostraram equivocadas para o tipo de projeto (MERROW, 2011; LOCATELLI, 2015).

Por outro lado, diversos autores são unânimes em afirmar que a principal razão do baixo desempenho dos megaprojetos em geral se deve a estimativas de custo subestimadas e estimativas de prazo fortemente agressivas, em função de fatores como a pouca maturidade do projeto de engenharia, o viés otimista dos estimadores com relação aos prazos de conclusão dos pacotes de trabalho, pela transferência dos riscos da execução para o construtor e pelo gerenciamento falho da totalidade dos riscos ao megaprojeto durante o seu ciclo de vida. Uma vez que a aprovação e disponibilização de orçamento, previsão de entrada de receitas e os demais indicadores econômicos dependem essencialmente de essas estimativas estarem condizentes com o seu real escopo, o desempenho do megaprojeto depende fundamentalmente de estimativas realistas de prazo e custo (COST, 2015; KARDES, OZTURK, *et al.*, 2013; LOCATELLI, 2015; FLYVBERG, BRUZELIUS e ROTHENGATTER, 2003; EY, 2014).

3.4 Gerenciamento de Riscos em Projetos

Em se tratando do tema gerenciamento de projetos, o uso do termo “risco” habitualmente remete a uma ameaça ou evento que pode comprometer o andamento ou o resultado do projeto. Contudo, conforme descrito no item 3.1, o risco de um projeto é um evento ou condição incerta que, se ocorrer, terá um efeito positivo ou negativo sobre pelo menos um dos objetivos do projeto. Logo, o risco de um projeto estará sempre localizado no futuro e está ligado diretamente com a incerteza inerente a qualquer projeto. Um risco pode impactar um projeto negativamente, sendo de fato classificado como uma ameaça, ou então positivamente, que pode ser visto como uma oportunidade para a melhoria dos seus resultados (KERZNER, 2006; PMI, 2013).

Quanto à sua origem, um risco pode ser classificado como interno ou externo ao projeto. Um risco interno, ou endógeno, é aquele relacionado com a própria organização que está conduzindo o projeto, traduzido nas premissas adotadas e nos aspectos inerentes ao próprio projeto. São exemplos de riscos endógenos: qualificação da equipe técnica, metas de desempenho agressivas, política de gestão e alocação de recursos humanos, entre outras. O risco externo, ou exógeno, é aquele atribuído a agentes externos e sobre o qual a organização e a equipe de gestão do projeto têm pouco ou nenhum controle, como por exemplo: legislação tributária, política macroeconômica e clima (NÓBREGA, 2007).

O gerenciamento dos riscos em projetos é necessário para que se aumente a probabilidade de ocorrência e o impacto dos riscos positivos e que a probabilidade e o impacto para riscos negativos seja reduzida. Segundo o PMBOK, existem seis processos fundamentais no gerenciamento dos riscos de um projeto, que são listados e descritos brevemente a seguir. Os cinco primeiros fazem parte do grupo de processo de planejamento, enquanto o sexto pertence ao grupo de processos de monitoramento e controle (PMI, 2013; MATIAS JR., 2014).

- i. *Planejar o gerenciamento dos riscos*: definir como serão conduzidas as atividades de gerenciamento de riscos para o projeto.
- ii. *Identificar os riscos*: determinar quais riscos e como podem afetar o projeto e documentar suas características.
- iii. *Realizar a análise qualitativa dos riscos*: avaliar os riscos para priorizar aqueles que serão objeto de ações para mitigação ou potencialização.
- iv. *Realizar a análise quantitativa dos riscos*: quantificar o efeito dos riscos priorizados nos objetivos gerais do projeto em termos de custo e prazo.
- v. *Planejar as respostas aos riscos*: desenvolver opções e ações para aumentar as oportunidades e reduzir as ameaças aos objetivos do projeto.
- vi. *Controlar os riscos*: monitorar e controlar os riscos durante o ciclo de vida do projeto.

3.4.1 Identificação dos riscos

Após estabelecido o plano de gerenciamento de riscos, a próxima atividade a ser realizada é a identificação dos riscos que podem impactar o andamento e o resultado do projeto. Como dados de entrada para essa atividade, a equipe designada deve utilizar o plano de projeto, complementando com informações de outros planos de gerenciamento (custos, cronograma, qualidade), bem como demais documentos do projeto. Na prática, essa atividade é contínua durante todo o ciclo de vida do projeto, uma vez que os riscos e seu impacto no projeto são dinâmicos e podem surgir a qualquer momento. Existem diversas ferramentas que podem auxiliar a identificação de riscos, tais como

brainstorming, diagramas de Pareto, diagramas de causa-efeito, entrevistas com especialistas e listas de verificação com base em projetos similares (KERZNER, 2006).

Uma técnica amplamente difundida para análise de cenário essa finalidade é a análise SWOT. A técnica consiste na identificação de forças e fraquezas inerentes à organização, bem como as principais ameaças e oportunidades trazidas pelo ambiente externo ao projeto, de forma resumida e visual. Apesar da alta subjetividade, é uma ferramenta que auxilia a tomada de decisões estratégicas para a condução do projeto, abordando a organização como um todo, sem entrar em detalhes muito específicos do projeto em si. A Figura 3.5 apresenta o modelo de uma matriz utilizada para a realização de análise SWOT (KERZNER, 2006; NÓBREGA, 2007).

		Impacto nos objetivos do projeto	
		Positivos	Negativos
Origem do fator de risco	Ambiente interno	Forças (S)	Fraquezas (W)
	Ambiente externo	Oportunidades (O)	Ameaças (T)

Figura 3.5 – Modelo de matriz para análise SWOT.
Fonte: Elaboração própria

Outro tipo de análise de suma importância nessa etapa é a análise das premissas adotadas para o projeto. Segundo o PMI, as premissas são fatores que, para fins de planejamento, são considerados verdadeiros, reais ou certos. Essa análise visa a identificar eventuais imprecisões ou inconsistências nas premissas, avaliando a probabilidade de cada premissa não ser verdadeira (não ser cumprida) e os impactos relacionados ao seu não cumprimento. Muitas premissas usadas estão relacionadas com fatores externos, fora do controle da equipe do projeto, e por esse motivo é fundamental analisá-las e verificar os riscos relacionados ao seu não cumprimento. Os riscos relacionados ao não atendimento das premissas devem ser devidamente analisados e tratados (KERZNER, 2006; MONTES, 2017b).

3.4.2 Análise qualitativa de riscos

A análise qualitativa de riscos tem como objetivo avaliar quais são os riscos com maior criticidade, que serão colocados em ordem de prioridade para monitoramento e controle mais apurados, e que serão objeto de ações de mitigação ou aproveitamento. Os riscos de menor criticidade são mantidos nos registros dos riscos dentro de uma lista de observação para monitoramento futuro (MONTES, 2017b; KERZNER, 2006).

Conforme o Centro da Qualidade, Segurança e Produtividade (1999) citado por Nóbrega (2007), a análise qualitativa é utilizada como atividade de prospecção inicial de quais riscos requerem análise com maior detalhamento e quando os dados numéricos disponíveis são insuficientes para uma análise quantitativa. O PMBOK acrescenta a recomendação de que essa análise seja reexaminada periodicamente ao longo do desenvolvimento do projeto, para acompanhamento da evolução dos riscos mapeados inicialmente, permitindo a reavaliação da ordem de prioridade de tratamento, se necessário (PMI, 2013).

São dois os aspectos que determinam a criticidade de um risco identificado para o projeto: a probabilidade de ocorrência e o potencial de impacto em custo e prazo. A combinação entre esses dois aspectos determina a criticidade do risco. Uma matriz de probabilidade e impacto pode ser utilizada como ferramenta para visualizar a criticidade de um risco e auxiliar a priorização no tratamento dos riscos identificados. A Figura 3.6 mostra um exemplo típico de uma matriz de probabilidade e impacto utilizada para análise qualitativa de riscos, em que o analista atribui uma probabilidade e um impacto para cada risco identificado (MONTES, 2017b).

Matriz de Risco (Probabilidade x Impacto)						
Probabilidade	5 - Muito Alta	5	10	20	35	50
	4 - Alta	4	8	16	28	40
	3 - Moderada	3	6	12	21	30
	2 - Baixa	2	4	8	14	20
	1 - Muito Baixa	1	2	4	7	10
		1	2	4	7	10
		Muito Baixo	Baixo	Moderado	Alto	Muito Alto
		Impacto				

Figura 3.6 – Matriz de probabilidade e impacto para análise qualitativa de riscos.

Fonte: Elaboração própria com base em MONTES (2017b)

A matriz mostrada na figura acima apresenta escalas de probabilidade e impacto simplesmente ordinais, sem que o valor resultante da multiplicação entre os fatores tenha algum significado efetivo que não seja a ordenação dos riscos avaliados. Uma sofisticação possível no uso dessa matriz é a definição de uma escala de probabilidades, lineares ou não lineares, em conjunto com uma escala de severidade do impacto, em dias ou unidades monetárias que resultaria na quantificação dos potenciais efeitos do risco em análise. Entretanto, o uso dessa sofisticação exige análises mais apuradas de dados históricos e um cuidado maior na atribuição dos valores na matriz (PMI, 2013; MATIAS JR., 2014).

3.4.3 Análise quantitativa de riscos

Segundo o PMBOK, a avaliação quantitativa de riscos é definida como o processo de análise da probabilidade de ocorrência de cada risco e suas implicações nos objetivos do projeto. Essa análise produz como resultados a probabilidade de se atingir um objetivo específico do projeto, a quantificação dos impactos em custo e cronograma de cada risco qualificado e identificar metas realistas de escopo técnico, custo e prazos para a execução do projeto (NÓBREGA, 2007; PMI, 2013).

Para essa etapa são necessários tanto os resultados da identificação como os da qualificação de riscos, além de informações sobre a tolerância da organização aos riscos e disponibilidade de recursos para contingência. A aplicação das técnicas de análise quantitativa é dependente de uma base de dados consistente e de disponibilidade de ferramentas adequadas e recursos humanos capacitados para utilizá-las. O PMI recomenda uma avaliação prévia da relevância da utilização dessas técnicas, dada a complexidade e o potencial benefício aos objetivos do projeto (PMI, 2013).

Como já citado anteriormente, o processo de análise quantitativa de riscos se situa no grupo de processos de planejamento, podendo ser precedido ou não de uma análise qualitativa. O PMBOK não estipula uma sequência para os processos de gerenciamento de risco, inclusive quando se trata de análises de risco, ficando sob atribuição do gerente do projeto a decisão sobre como e qual método aplicar, em função das informações disponíveis e dos riscos identificados. Diversas técnicas e ferramentas são utilizadas para realização da análise quantitativa, sendo que uma das mais conhecidas é a simulação dos possíveis impactos dos riscos identificados pelo método de Monte Carlo (MONTES, 2017b; MATIAS JR., 2014; PMI, 2013).

O método de Monte Carlo tem como principal requisito para sua utilização que o processo ou sistema em análise possa ser descrito por funções de distribuição de probabilidade. Modelado o problema, são realizadas simulações estocásticas com grande número de iterações de forma que seja gerada uma amostra massiva de resultados aleatórios possíveis para o modelo estipulado. A análise estatística dessa amostra mostra a tendência heurística de comportamento do processo modelado (MATIAS JR., 2014; FERNANDES, 2005). O fluxograma da Figura 3.7 ilustra de forma simplificada como funciona a aplicação do método de Monte Carlo para a análise de risco quantitativa em projetos.

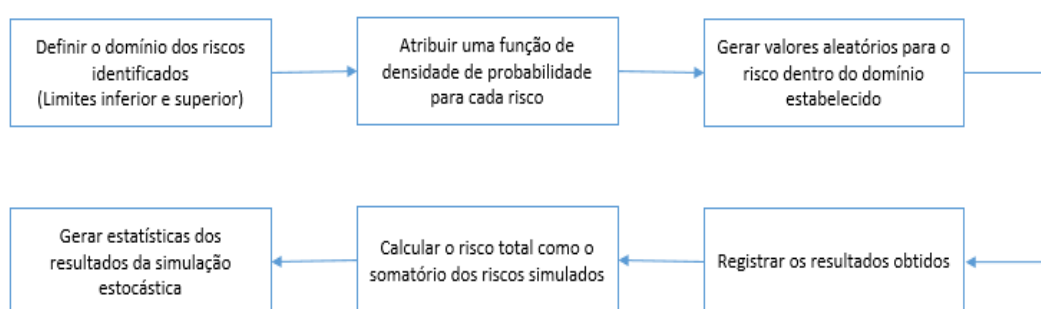


Figura 3.7 – Fluxograma simplificado de aplicação do método de Monte Carlo para Análise Quantitativa de Riscos em projetos.

Fonte: Elaboração própria.

O resultado principal da análise quantitativa de riscos é a identificação da probabilidade de que o custo e o prazo do projeto atinjam o resultado planejado inicialmente. Essa análise auxilia a mapear quais as contingências que devem ser colocadas no planejamento de forma que o projeto possa ser completado a contento.

No Capítulo 4 serão apresentadas as premissas e considerações adotadas para construção de um cenário base para um projeto preliminar de uma mini refinaria, considerando duas configurações distintas de mesma capacidade. Os métodos e ferramentas apresentados no presente capítulo serão utilizados para definição de um cronograma de implantação com base na metodologia FEL, avaliação da viabilidade e da competitividade da mini refinaria frente a megaprojetos de refino no Brasil, bem como a sensibilidade dos resultados a parâmetros relevantes para o resultado. Os resultados dessas análises serão apresentados no Capítulo 5.

4 MINI REFINARIA – CONCEITO E MODELOS DE PROJETO

Como asseverado nos capítulos anteriores, o objetivo deste trabalho é avaliar qualitativamente os fatores que influenciem a competitividade de uma refinaria de petróleo de pequeno porte, como alternativa para suprimento da demanda futura de combustíveis líquidos no Brasil.

Este capítulo é dedicado à definição do conceito e à elaboração de modelos de refinaria de pequeno porte com diferentes configurações e produtos, que terão os custos de implantação estimados para comparação com valores de referência de literatura e de projetos de refino recentes. As etapas para a definição das duas configurações e para estimativa de seu custo de implementação são descritas detalhadamente nos itens subsequentes.

4.1 O conceito de mini refinaria

Existem na literatura várias definições a respeito de mini refinarias, algumas abordando puramente a capacidade de processamento ou de produção de um determinado produto, enquanto outras tratam do valor do investimento necessário para sua implantação. Há ainda algumas definições que classificam o porte da refinaria pelo número de funcionários.

Beale *et.al.* (1993), por exemplo, apresentaram uma definição usada pelo EPA até a década de 1980 para refinaria de pequeno porte, que se baseava na produção de gasolina de até 25 mil barris por dia. Considerando que o EPA usava a premissa de que metade do volume de petróleo processado era convertido em gasolina, pode-se dizer que uma refinaria de pequeno porte tinha capacidade de processamento de até 50 mil barris por dia (BEALE, BURT, *et al.*, 1993).

Em 1982, o próprio EPA revisou sua definição e passou a adotar o valor de 10 mil barris por dia de produção de gasolina, equivalente a 20 mil barris de petróleo, para classificar uma refinaria como de pequeno porte. Essa se baseou em diversas considerações de mercado, custos e mesmo funcionais para alterar essa definição, que é usada para fins regulatórios (BEALE, BURT, *et al.*, 1993).

Em 1990, o Clean Air Act criou uma nova definição para pequenas refinarias, limitando a capacidade de processamento em 65 mil barris por dia. Em 2010, visando

minimizar possíveis impactos econômicos que seriam causados pelo programa *Renewable Fuel Standard* (RFS), a EPA estabeleceu uma nova faixa de corte para abranger refinarias de pequeno porte, limitando-as à capacidade de 155 mil barris por dia e força de trabalho menor do que 1500 empregados. O RFS impunha um percentual mínimo de participação de combustíveis renováveis na gasolina vendida nos Estados Unidos, a exemplo do que ocorre no Brasil. Segundo avaliação do próprio EPA, sem que as pequenas refinarias fossem excluídas dessa exigência, sofreriam “impactos econômicos negativos desproporcionais” em relação ao restante do mercado (U.S. DOE, 2011; EPA, 2015; CRS, 2014).

Uma outra análise possível é quanto ao valor de investimento. O *Independent Project Analysis* (IPA) define como megaprojeto qualquer projeto industrial cujo custo de capital para implantação ultrapasse o valor de US\$ 1,7 bilhão, em valores atualizados para 2017. Essa definição considera somente projetos industriais cujo objetivo é produzir bens para comercialização, tais como as refinarias. O projeto para a implantação de uma refinaria de pequeno porte preferencialmente não deve ser classificado como um megaprojeto (ver item 3.3 para mais detalhes sobre esse tema), dada a complexidade e o investimento envolvidos. Alguns exemplos são colocados na literatura como regra prática para aproximação do custo de implantação de uma refinaria completa, quase sempre próximos a US\$ 25 mil por barril por dia de capacidade instalada. Considerando esse valor de investimento, uma refinaria de pequeno porte teria capacidade de no máximo 68 mil barris por dia (MERROW, 2011; GARY e HANDWERK, 2001; IHS CERA, 2011). Outros autores ainda definem o limite de pequeno porte refinarias de capacidades de até 50 mil barris por dia (CLEWS, 2016; JOHNSTON, 1996).

Dados os conceitos listados acima, é preciso que seja definido um critério para classificação de mini refinarias nesse trabalho. Visando a equilibrar as capacidades propostas pelas referências aqui citadas com os aspectos de custo de investimento e (des)enquadramento ao conceito de megaprojetos, optou-se por arbitrar a capacidade de 50 mil barris como limite para uma mini refinaria. Destarte, para efeitos dos cálculos e avaliações a serem apresentadas nesse trabalho, será usada uma mini refinaria com capacidade de 35 mil barris por dia como referência para o cenário base.

4.2 Seleção do óleo de referência

Uma vez que a implantação da mini refinaria hipotética se dará no Brasil, optou-se por selecionar como óleo de referência uma corrente com características semelhantes ao petróleo encontrado em sua maior produção, oriundo da bacia do Pré-Sal. Essa corrente servirá para as estimativas de capacidade e custo das unidades principais da refinaria. Um óleo típico do Pré-Sal brasileiro costuma ser classificado como médio quanto ao seu grau API¹⁸ e doce¹⁹ quanto ao seu teor de enxofre.

O óleo de referência escolhido para este trabalho tem 28,3°API e 0,58% em massa de enxofre e sua curva PEV²⁰, utilizada como base para estimativas de capacidade das unidades de processo e do volume de produção de derivados, é ilustrada na Figura 4.1:

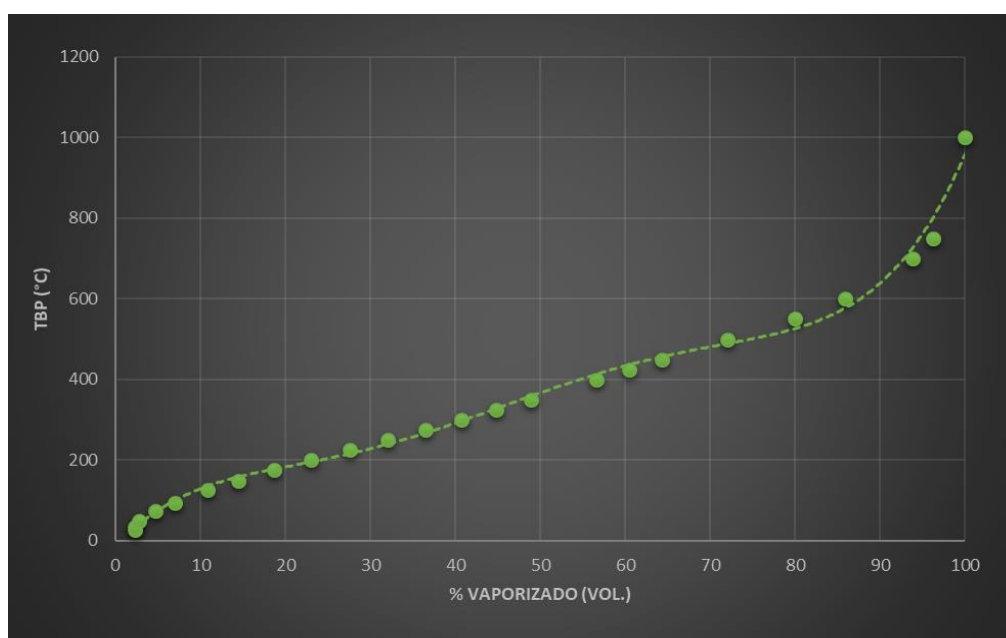


Figura 4.1 – Curva PEV do óleo de referência.

Fonte: Elaboração própria.

¹⁸ O Grau API é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo. Foi criada pelo American Petroleum Institute - API, juntamente com a National Bureau of Standards e é utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. Quanto maior a densidade do óleo tiver, menor será seu grau API. É obtido pela fórmula $^{\circ}\text{API} = (141,5 \div \text{densidade}) - 131,5$, em que a densidade é medida relativamente à densidade da água a 60°F, equivalente a 15,6°C (FARAH, 2017).

¹⁹ Um petróleo pode ser classificado quanto ao seu teor de enxofre como azedo (%S > 0,5) ou doce (%S < 0,5). Petróleos com maior teor de enxofre requerem processamento mais severo para sua remoção, exigindo custos de capital e operacional maiores (GARY e HANDWERK, 2001).

²⁰ A Curva de Pontos de Ebulição Verdadeiros (PEV) é uma representação muito usada na indústria para caracterização de petróleos, descrevendo o percentual vaporizado do petróleo em função da temperatura. A Curva PEV é obtida por meio de ensaios padronizados pela ASTM D2892 para temperaturas abaixo de 400°C e pela ASTM D5236 para simulação de temperaturas superiores em condição de vácuo. A partir da Curva PEV é possível estimar os rendimentos dos produtos que serão obtidos no refino (FARAH, 2017).

Tendo os dados da curva de destilação como ponto de partida, foram estimados os percentuais volumétricos e mássicos dos cortes atmosféricos²¹ em função da definição das temperaturas de início e fim de cada corte, conforme a Tabela 4.1.

A definição dessas temperaturas foi feita com base em valores de referência de literatura, combinando rendimentos típicos e faixas de temperaturas mínimas e máximas para cada corte, de forma que cada corte respeitasse especificações dos produtos desejados (CASTELO BRANCO, GOMES e SZKLO, 2010; ENERGY INSTITUTE, 2012; FARAH, 2017; GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008; TOWLER e SINNOTT, 2013).

Tabela 4.1 – Temperaturas de corte definidas para as correntes da destilação atmosférica.

CORTE	Temperatura inicial (°C)	Temperatura final (°C)
Gás de refinaria	gases incondensáveis	
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	N/A	15
Nafta leve	15	125
Nafta pesada	125	185
Querosene	185	240
Diesel leve	240	315
Diesel pesado	315	395
Resíduo atmosférico (RAT)	395	N/A

Fonte: Elaboração própria.

Com as faixas de temperatura definidas, foram calculadas além dos rendimentos volumétricos, as propriedades de cada corte em função das propriedades dos pseudocomponentes²² da corrente de óleo que estão nele contidos. Os rendimentos e as propriedades das frações líquidas, apresentados na Tabela 4.2, são elementos necessários para a definição da configuração e das capacidades das demais unidades de processo da mini refinaria.

²¹ Corte atmosférico é o nome dado a cada uma das correntes extraídas da coluna de destilação atmosférica, pelo topo, pelo fundo e as correntes intermediárias.

²² Pseudocomponente é um corte na curva de caracterização de uma corrente de óleo, que emula um componente que tenha uma temperatura de ebulição determinada.

Tabela 4.2 – Rendimentos e propriedades dos cortes atmosféricos do óleo de referência.

	Unid.	CORTES					RAT
		Nafta Leve	Nafta Pesada	Querosene	Diesel Leve	Diesel Pesado	
Rendimento em massa	%m/m	6,30	8,15	11,22	12,03	10,86	50,14
Rendimento em volume	%v/v	7,31	10,98	11,64	11,01	10,75	46,10
°API		74,9	57,2	45,8	37,6	31,0	19,8
Densidade d _{20/4}		0,6808	0,7457	0,7941	0,8329	0,8671	0,9316
Massa molar	kg/kmol	100,41	132,20	170,49	212,81	276,00	505,71
Teor de enxofre	ppmw	0,07	4,03	15,49	33,42	53,46	72,61

Fonte: Elaboração própria.

Para efeitos da definição da capacidade das unidades de refino nesse trabalho, foi arbitrada como capacidade base uma vazão de 35 mil barris por dia sendo alimentados na destilação atmosférica. Todos os cálculos de balanços de massa e estimativas de capacidade das demais unidades serão baseadas nessa vazão e nos rendimentos listados na Tabela 4.2. Essa vazão será utilizada também como caso base para as estimativas de custo.

Também como premissa, não será considerado qualquer tratamento para a corrente gerada de gás de refinaria, em função da sua mínima representatividade em termos de rendimento frente às demais correntes e considera-se que ele será usado como matéria-prima para geração de hidrogênio, principal insumo de algumas unidades de processo. Quanto ao gás liquefeito de petróleo (GLP), será considerada sua produção apenas para contabilização junto ao GLP produzido em outras unidades de processo quando da definição das configurações para análise.

4.3 Modelagem dos esquemas de refino

Foram selecionadas para análise duas configurações típicas, amplamente difundidas na indústria, baseadas em Kaiser (2017) e Ohara (2014). Para ambas as

configurações foi considerado o mesmo óleo de referência como carga, assim como foram consideradas idênticas as unidades de destilação atmosférica e destilação a vácuo para essas configurações. As vazões das correntes oriundas das duas destilações foram obtidas a partir da curva de destilação PEV do óleo de referência, conforme apresentado no item 4.2 deste trabalho. Essas correntes foram usadas para determinação das capacidades das unidades de processo seguintes, as quais foram dimensionadas com base nos seus rendimentos típicos e em referências de unidades existentes (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008; CASTELO BRANCO, GOMES e SZKLO, 2010; OHARA, 2014).

As seguintes premissas foram adotadas para a seleção das duas configurações de refinaria para esse trabalho:

- Não produzir óleos combustíveis, asfaltos ou lubrificantes, utilizando a unidade de coqueamento retardado para conversão de fundo de barril;
- Maximizar produção de combustíveis líquidos, principalmente óleo diesel e gasolina;
- Produção de óleo diesel com teor de enxofre 10 ppmv (S10), conforme Resolução ANP 62/2011;
- Evitar uso de unidades para aumento de octanagem de gasolina, considerando que não é objetivo produzir combustíveis premium;
- Configurações das unidades *onsite* semelhantes a configurações de refinarias existentes.

4.3.1 Configuração “Coker”

Essa configuração é classificada por Kaiser (2017) como sendo de média complexidade e tem como principal etapa de conversão a unidade de coqueamento retardado (UCR). É bastante semelhante a diversas refinarias existentes no parque brasileiro, como por exemplo a REGAP (CASTELO BRANCO, GOMES e SZKLO, 2010). Seus principais produtos, em termos de volume produzido, são o óleo diesel e a gasolina.

A Figura 4.2 ilustra de maneira simplificada essa configuração. São representadas nessa figura apenas as correntes principais de alimentação e as correntes produzidas por cada unidade, sem considerar as correntes de subprodutos (CO₂, H₂S, água ácida, etc.).

Os balanços de massa não fecham em razão disso e da incorporação de insumos, como o hidrogênio, às correntes. Quanto aos balanços volumétricos, há ainda o fato de nas unidades de conversão, quando há quebra de frações pesadas, os produtos gerados terem menor massa específica, gerando os chamados rendimentos volumétricos.

A presença da unidade de coqueamento retardado tem o objetivo de evitar a produção de óleos combustíveis pesados pela conversão do resíduo de vácuo em coque e frações leves e médias, que passam posteriormente pelos hidrotreatamento para remoção de contaminantes e saturação de cadeias. Apesar de ser uma configuração de elevada conversão de frações pesadas, não é muito flexível quanto ao rendimento em produtos pois as unidades que promovem essa conversão, UCR e FCC, normalmente são projetadas para condições operacionais muito específicas, sem que haja campo para variações instantâneas (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008).

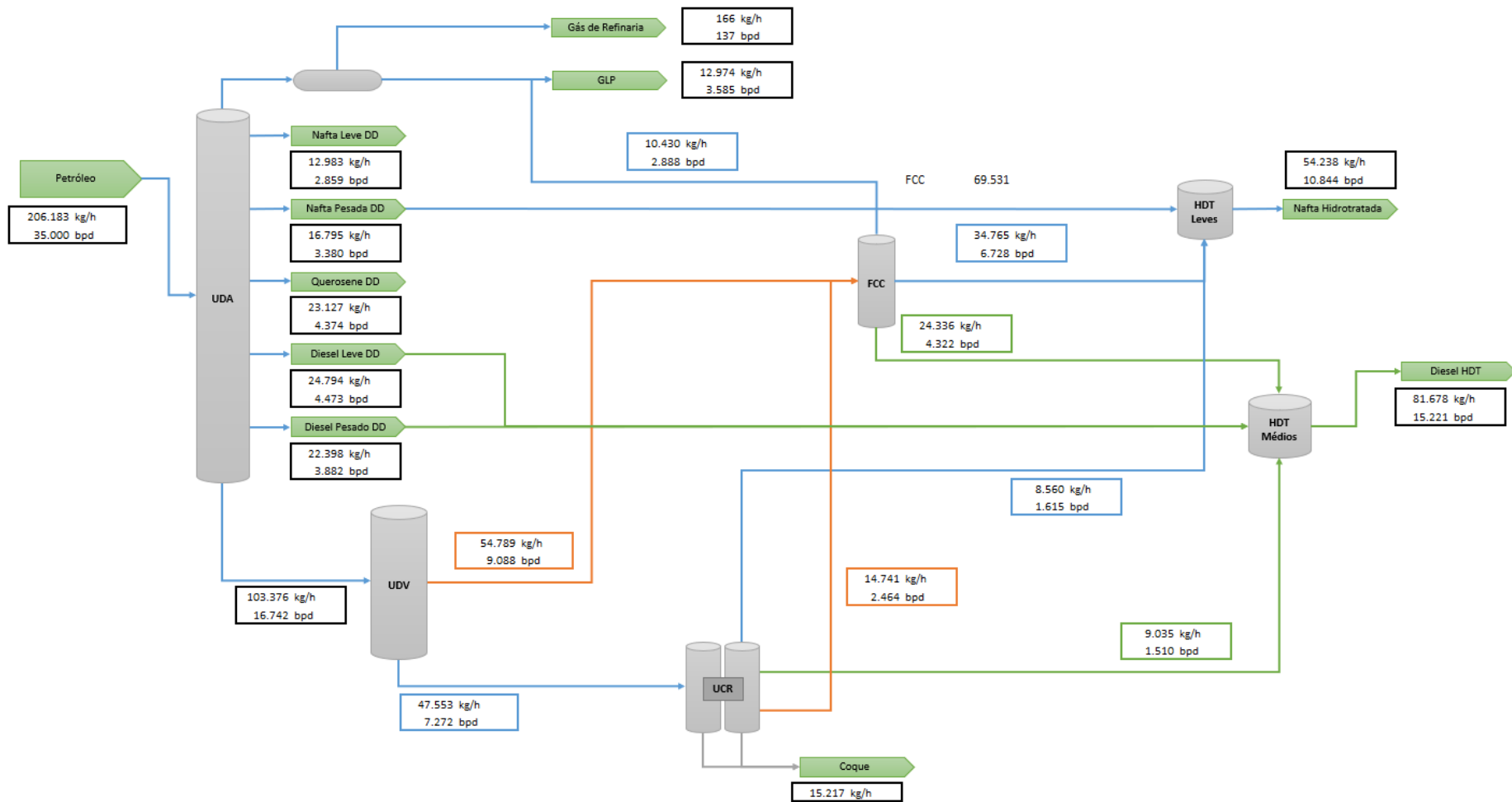


Figura 4.2 – Configuração de refino “Coker”.
 Fonte: Elaboração Própria.

4.3.2 Configuração “Hydrocracker”

Essa configuração tem como principal mudança em relação à configuração apresentada anteriormente a inclusão de uma unidade de hidrocraqueamento catalítico (HCC), incrementando a sua complexidade. Diferente da refinaria *Coker*, não existe uma refinaria semelhante a essa no parque brasileiro, contudo, o esquema é largamente utilizado mundialmente. A determinação das unidades de processo presentes nessa configuração foi baseada no esquema de refino apresentado na figura 10 do trabalho de Kaiser (2017) e na configuração 5 (FCC+COK+HCC) apresentada em Ohara (2014, p. 106), porém novamente sem as unidades de aumento de octanagem de gasolina, como suposto nessa dissertação.

A unidade de hidrocraqueamento catalítico tem o objetivo de aumentar a produção de destilados médios a partir dos gasóleos da destilação a vácuo. A implantação dessa unidade implica na redução da capacidade do FCC e da UCR, que influenciam também na diminuição das cargas das unidades de hidrotratamento. A produção de coque também é reduzida pois o HCC consegue lidar com uma parcela da fração pesada que era antes destinada à UCR. (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008; OHARA, 2014).

De forma análoga ao apresentado para a configuração *Coker*, a Figura 4.3 traz a representação simplificada das correntes principais de processo para a configuração *Hydrocracker*, desconsiderando as correntes de subprodutos. As considerações feitas anteriormente para os balanços de massa e volumétricos valem também para este caso.

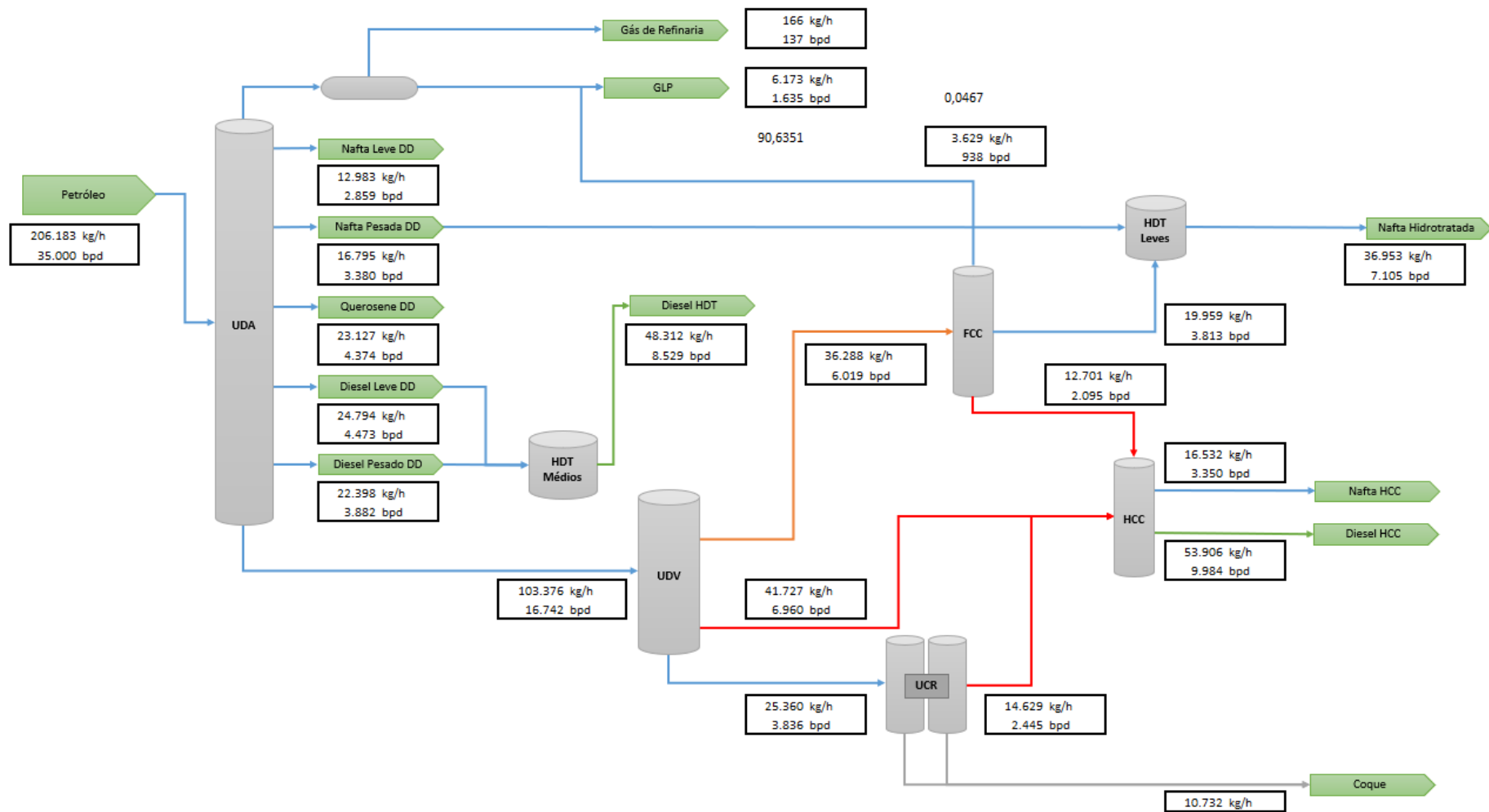


Figura 4.3 - Configuração de refino “Hydrocracker”.
 Fonte: Elaboração Própria.

4.4 Capacidade das unidades de refino

Nesse item são descritas as premissas e considerações adotadas para os balanços de massa simplificados utilizados para estimativa das capacidades das unidades de refino que compõem as duas configurações propostas. Uma premissa geral é que a capacidade considerada para as estimativas será um valor arredondado para cima em relação às vazões calculadas pelos balanços de massa. Ao final deste item, será apresentado um sumário das capacidades a serem consideradas para as estimativas de custo, cujas premissas são discutidas no item subsequente.

4.4.1 Dessalgação e destilação atmosférica

A capacidade das unidades de dessalgação e destilação atmosférica foram definidas pela adoção da capacidade base de 35 mil barris por dia para a mini refinaria. Considera-se que toda a carga de óleo a ser processada tem que passar integralmente por essas duas unidades. Para efeitos de estimativas preliminares para o projeto, não foram consideradas perdas de massa em função da remoção de água e sais da corrente de óleo cru na dessalgação. Os rendimentos e as propriedades dos cortes atmosféricos do óleo de referência apresentados na Tabela 4.2 são replicados para o cálculo dos volumes de cada corrente de produto da destilação atmosférica.

As propriedades, notadamente o teor de enxofre, serviram para definir se as correntes oriundas da destilação atmosférica poderiam ir diretamente para o *pool* de produto acabado ou se terão que passar por algum tratamento adicional. Para o *pool* de gasolina, a corrente de nafta leve pôde ser direcionada diretamente para o produto acabado dado seu teor mínimo de enxofre, enquanto a nafta pesada foi direcionada para hidrotratamento brando. Quanto às correntes de diesel leve e diesel pesado, ambas possuem teor de enxofre acima da especificação S10 (10 ppmv) e passarão por hidrotratamento. Para as demais correntes, nenhum tratamento adicional foi previsto.

A Figura 4.4 mostra de forma esquemática essas duas unidades de processo e seus produtos, que são análogos para as duas configurações.

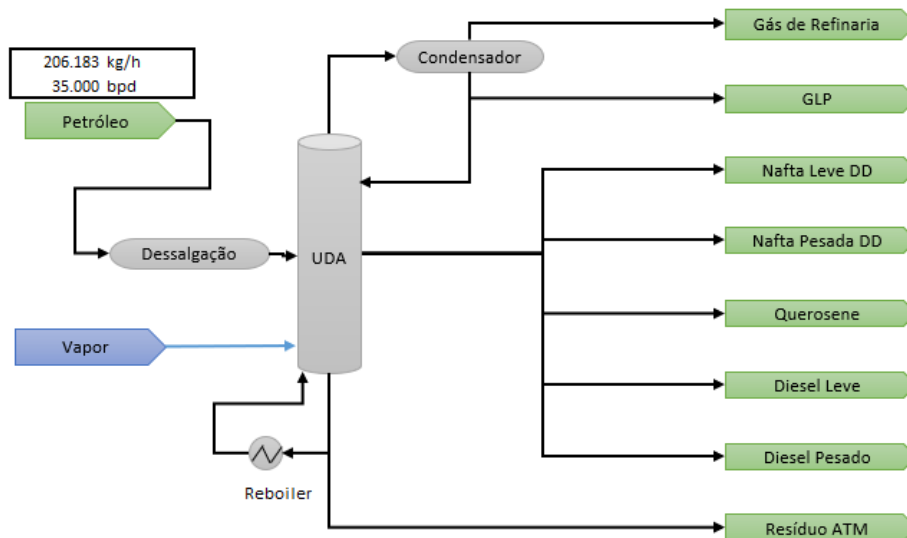


Figura 4.4 – Unidades de dessalgação e destilação atmosférica.
 Fonte: Elaboração Própria.

4.4.2 Destilação a vácuo

O resíduo atmosférico produzido na destilação atmosférica é direcionado em sua totalidade para a unidade de destilação a vácuo, que faz a separação das correntes de gasóleo e resíduo de vácuo a serem encaminhadas para as demais unidades.

Para a configuração *Coker*, foram separadas apenas duas correntes, sendo que a fração mais leve (gasóleo de vácuo) é encaminhada para a unidade de craqueamento catalítico (FCC), enquanto os resíduos de fundo são encaminhados para a unidade de coqueamento retardado (UCR). Com base em informações de Gary e Handwerk (2001) e Hydrocarbon Processing (2008) foi estimado um rendimento mássico de 46% de resíduo de vácuo, perdas de 1% por gases incondensáveis no topo e o restante como carga do FCC.

No caso da configuração *Hydrocracker* são produzidas três correntes, sendo que a mais leve (gasóleo leve de vácuo) é igualmente encaminhada para o FCC e a mais pesada para a UCR. Uma fração intermediária, gasóleo pesado de vácuo, é encaminhada para a unidade de hidrocraqueamento catalítico (HCC). Os rendimentos mássicos estimados são de cerca de 35%, 40% e 25% em gasóleo leve, gasóleo pesado e resíduo de vácuo respectivamente (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008).

4.4.3 Craqueamento catalítico

Essa unidade tem como principal objetivo a produção de gasolina, mas gera também GLP e destilados médios em menor proporção. Na configuração *Coker* seu papel é mais preponderante em função de receber maior volume de gasóleo de vácuo, que será convertido nos produtos já citados. Os rendimentos estimados em GLP, nafta e destilados médios são de, respectivamente, 15%, 50% e 35% (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008).

Quanto à configuração *Hydrocracker*, o FCC tende a operar em condições menos severas dado que apenas a parte mais leve do gasóleo de vácuo será alimentado na unidade. Nessa configuração os destilados médios produzidos pelo FCC são direcionados para composição da carga da unidade de HCC. Os rendimentos estimados para essa configuração em GLP, nafta e destilados médios são de, respectivamente, 10%, 55% e 35% (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008).

4.4.4 Coqueamento retardado

A exemplo do FCC, a unidade de coqueamento retardado tem seu papel mais destacado na configuração *Coker*, na qual é a principal unidade de conversão de frações pesadas. Nessa configuração, os destilados leves (18%) produzidos pela unidade são encaminhados para hidrotreatamento e os destilados médios (31%) compõem a corrente de carga do FCC. A estimativa de produção de coque é baseada em processos mais eficientes, com produtividade de uma tonelada de coque para cada 10 barris alimentados na unidade (GARY e HANDWERK, 2001).

Para a configuração *Hydrocracker* a unidade de coqueamento é utilizada como produtora de carga para a unidade de HCC. A exemplo da outra configuração, estima-se a produção de coque conforme a produtividade de uma tonelada de coque para cada 10 barris de carga, enquanto todo o volume de destilados médios e leves produzidos é encaminhada para a carga do HCC (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008).

4.4.5 Hidrocraqueamento

Essa unidade só está presente na configuração *Hydrocracker* e sua carga é composta por correntes oriundas de diversas unidades, conforme descrições dos subitens anteriores. Essa unidade é bastante flexível quanto aos produtos desejados, a partir de variação de condições operacionais como temperatura, pressão e seletividade do catalisador utilizado. Pretende-se priorizar a produção de destilados médios nessa unidade, então as condições de referência utilizadas levam a rendimentos de aproximadamente 23% em nafta, que irá compor o *pool* de gasolina, e os 77% restantes em destilados médios destinados integralmente ao *pool* de diesel.

4.4.6 Outras unidades

Para ambas as configurações, as unidades de hidrotreatamento estão presentes para dar acabamento às especificações de qualidade exigidas para os produtos. Têm a função de remover enxofre e saturar as cadeias carbônicas das correntes de carga. A definição das capacidades dessas unidades foi baseada simplesmente na produção de destilados leves e médios das unidades de conversão e das correntes da destilação atmosférica cujas propriedades exigissem remoção de enxofre, conforme descrito no subitem 4.4.1.

A operação dessas unidades exige presença de hidrogênio, tanto para remoção do enxofre quanto para a saturação das cadeias carbônicas. Considera-se que o hidrogênio necessário será produzido por meio do processo de reforma a vapor, e a capacidade dessa unidade foi estimada, de maneira simplificada, por comparação com capacidades de unidades de hidrorrefino de refinarias existentes. Esse artifício foi utilizado também para estimar as capacidades das unidades de remoção de gás ácido com aminas e de recuperação de enxofre (GARY e HANDWERK, 2001; HYDROCARBON PROCESSING, 2008).

Ressalta-se que não é objetivo desse trabalho calcular de forma precisa os balanços de massa e a demanda de hidrogênio para as unidades de hidrorrefino, bem como as unidades auxiliares (URE e Aminas) visto que seria necessária a modelagem das duas configurações propostas para a mini refinaria em simuladores de processo. Essa atividade, por si só dispenderia um tempo que traria precisão aos balanços, mas que seria desperdiçada pela imprecisão da estimativa de custo de implantação do projeto.

Assim, entende-se que a imprecisão da estimativa de custo com todas as limitações impostas pelo mínimo grau de definição do projeto, em concordância com os critérios da Classe 5 da AACE (ver Tabela 4.4), justifica plenamente as simplificações adotadas para estimativas das capacidades individuais de cada unidade de processo.

4.4.7 Resumo das estimativas de capacidade

A Tabela 4.3 apresenta um resumo com as capacidades das unidades principais de processo da mini refinaria para as duas configurações propostas, obtidas pelos balanços de massa simplificados e com base nas premissas listadas no *caput* deste item. Adicionalmente, são mostrados também os índices de complexidade de Nelson calculados para cada uma das configurações.

Tabela 4.3 – Capacidade das unidades de processo da mini refinaria para as duas configurações propostas e seu índice de complexidade de Nelson.

UNIDADE DE PROCESSO	CAPACIDADE ²³ (barris por dia)			
		COKER	HYDROCRACKER	
Dessalgadora	35.000	-	35.000	-
Destilação atmosférica	35.000	-	35.000	-
Destilação a vácuo	18.000	51,4%	18.000	51,4%
Coqueamento retardado	7.500	21,4%	5.000	14,3%
FCC - carga destilados	12.500	35,7%	0	0,0%
FCC - carga resíduos	-	0,0%	7.500	21,4%
Hidrocraqueamento	-	0,0%	12.500	35,7%
Hidrotratamento nafta	12.500	35,7%	6.000	17,1%
Hidrotratamento diesel	15.000	42,9%	10.000	28,6%
Reforma a vapor	20	0,57.10 ⁻³	30	0,86.10 ⁻³
Remoção de gás ácido – aminas	100	2,86.10 ⁻³	100	2,86.10 ⁻³
Recuperação de enxofre	20	0,57.10 ⁻³	20	0,57.10 ⁻³
ÍNDICE COMPLEX. DE NELSON		7,521	8,164	

Fonte: Elaboração própria.

²³ Exceto pelas capacidades da unidade de reforma a vapor em milhões de pés cúbicos “standard” (MMscfd), da unidade de aminas em galões por minuto (gpm) e da unidade de recuperação de enxofre em toneladas por dia (t/d).

Além das capacidades absolutas, são mostradas nessa tabela também as capacidades em percentual relativo à unidade de destilação atmosférica. Esse percentual será utilizado posteriormente para cálculos de análise de sensibilidade. Analogamente, para as unidades de processo cuja capacidade não é representada em barris por dia foi calculado um fator relativo dividindo a sua capacidade na unidade usual pela capacidade da destilação atmosférica em barris por dia.

4.5 Estimativa de Custo de Investimento

Estimar bem o custo total para implantação de um projeto é imperativo para qualquer decisor que tem que optar por investir ou não naquele projeto. Uma estimativa de custo nada mais é do que uma previsão do quanto será gasto para desenvolver o projeto e é baseado na informação disponível no momento em que a estimativa é realizada. Na medida em que o projeto vai sendo desenvolvido, mais informação é gerada e disponibilizada, realimentando a estimativa de custo e aumentando a sua precisão (CLEWS, 2016).

4.5.1 Classes de estimativa de custo

Existem diversos métodos para estimar os custos de implantação de um projeto, cuja utilização é determinada fundamentalmente pelo nível de informações disponíveis, e que em geral é compatível com o grau de desenvolvimento do projeto. A AACE International²⁴ desenvolveu um sistema de classificação por classes de estimativas de custo, separando as metodologias disponíveis em função das fases de desenvolvimento dos projetos que é apresentado na Tabela 4.4 (AACE, 2016; CLEWS, 2016).

²⁴ Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE International) é uma associação que promove e dissemina boas práticas e conhecimentos em estimativa de custos e prazos para projetos, de forma análoga à atuação do PMI em gerenciamento de projetos.

Tabela 4.4 – Matriz do sistema de classificação de estimativas de custo.

CLASSE DA ESTIMATIVA	NÍVEL DE MATURIDADE DOS ENTREGÁVEIS DO PROJETO % de definição do projeto	PROPÓSITO DA ESTIMATIVA	METODOLOGIAS	FAIXA DE PRECISÃO ESPERADA
Classe 5	0% a 2%	Estudo de alternativas	Fatores de capacidade, modelos paramétricos ou analogias	L: -20% a -50% H: +30% a +100%
Classe 4	1% a 15%	Avaliação de viabilidade	Fatores de custo de equipamentos (Lang) ou modelos paramétricos	L: -15% a -30% H: +20% a +50%
Classe 3	10% a 40%	Autorização para implantação	Custos unitários a partir de quantitativos de material preliminares e parametrização de construção	L: -10% a -20% H: +10% a +30%
Classe 2	30% a 75%	Controle e contratação da execução	Quantitativos de material detalhados e histogramas de mão-de-obra	L: -5% a -15% H: +5% a +20%
Classe 1	65% a 100%	Verificação de custo do contrato	Documentação de compra emitida e histogramas detalhados para construção e montagem	L: -3% a -10% H: +3% a +15%

Fonte: Adaptado de AACE (2016)

A tabela lista as faixas típicas de precisão associadas com a indústria de processos, na qual está incluída a indústria de refino. A última coluna representa os valores típicos de variação admissível para a estimativa de custo, incluída a contingência para um dado escopo (AACE, 2016). A precisão da estimativa depende do grau de definição do projeto, mas também de riscos sistêmicos do projeto, tais como:

- Nível de tecnologias não-familiares para a equipe do projeto;
- Complexidade e quantidade de interfaces;
- Qualidade das referências para estimativa de custos;

- Coerência das premissas adotadas;
- Experiência e competência do estimador;
- Uso de técnicas adequadas de estimativa;
- Tempo e esforço utilizados para a preparação da estimativa;
- Natureza singular da localização do projeto;
- Precisão na composição das correntes de entrada e saída do processo.

Um fator recorrente na determinação das estimativas é que ela costuma ser tendenciosa e otimista, em detrimento de considerar premissas adequadas e a visão realista do projeto. Isso, por vezes, pode se refletir na aprovação de um projeto falho que apresenta uma viabilidade falsa (CLEWS, 2016; AACE, 2016). Conforme mencionado anteriormente, o viés otimista dos estimadores com relação aos prazos de conclusão dos pacotes de trabalho e dos custos relacionados a eles é uma das principais razões que fazem com que um projeto siga adiante nos portões de aprovação com estimativas que não condizem com seu real escopo, incorrendo na execução de projetos que muitas vezes não tem viabilidade econômica, com sobrecustos e atrasos em relação à sua linha de base de planejamento (KARDES, OZTURK, *et al.*, 2013; FLYVBERG, BRUZELIUS e ROTHENGATTER, 2003; EY, 2014).

4.5.2 Cálculo do Custo de Investimento

São apresentados nesse item a metodologia e as premissas adotados para a estimativa de custo de investimento para a implantação de uma mini refinaria no Brasil. Conforme descrito no item 4.3, foram selecionadas duas configurações (ou esquemas de refino) para análise neste trabalho, sendo que para ambas foi utilizada a mesma metodologia e premissas.

O livro *Petroleum Refining - Technology and Economics* (GARY e HANDWERK, 2001) descrevia um método de estimativas de custo por unidades de processo em forma de curvas paramétricas das quais se obtinha o custo da unidade de processo instalada em função da capacidade, com referência no ano de 1994. Kaiser e Gary (2007) apresentaram uma atualização dos parâmetros dessas curvas para os custos referentes ao ano de 2005. As curvas são todas representadas em forma de função de potência, com variação dos parâmetros para cada unidade de processo, conforme mostrado a seguir:

$$Custo = A \times Capacidade^B \quad (4.1)$$

Os parâmetros A e B são específicos de cada unidade. A Tabela 4.5 lista os parâmetros para as unidades de processo respectivas presentes nas configurações definidas para este trabalho. Em alguns casos, Kaiser e Gary apresentaram mais de um conjunto de parâmetros para cada unidade, considerando diferentes eficiências produtivas²⁵. Quando isso ocorre, a premissa foi de adotar o valor referente à maior eficiência. A equação tem uma faixa de validade em função da capacidade das unidades de processo. Em função do nível de informações disponíveis, optou-se pela utilização dessa equação mesmo em casos nos quais a capacidade das unidades está fora da faixa de validade, fazendo a extrapolação da equação nesses casos.

Tabela 4.5 – Parâmetros para estimativa de custo por unidade de processo.

UNIDADE DE PROCESSO	A	B	UNIDADE DE CAPACIDADE
Dessalgadora	0,44	0,555	1000 b/d
Destilação atmosférica	8,2	0,51	1000 b/d
Destilação a vácuo	8,34	0,493	1000 b/d
Coqueamento retardado	17,56	0,657	1000 b/d
Craqueamento catalítico - Carga destilado	24,67	0,461	1000 b/d
Craqueamento catalítico - Carga resíduo	32,98	0,51	1000 b/d
Hidrocraqueamento catalítico	26,18	0,714	1000 b/d
Hidrotratamento - nafta	4,96	0,524	1000 b/d
Hidrotratamento - destilados médios	8,62	0,576	1000 b/d
Geração de hidrogênio - Reforma a vapor	3,35	0,599	MMscfd
Tratamento de Gás - Aminas	0,064	0,746	gpm
Recuperação de enxofre	2,64	0,412	t/d

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Kaiser e Gary (2007).

Os custos obtidos por meio desses cálculos dizem respeito apenas à parcela *onsite* das refinarias. Para o cálculo da parcela *offsite*, Gary e Handwerk (2001) indicam que para refinarias com capacidades inferiores a 30 mil barris por dia o custo de *offsites* é equivalente a cerca de 50% do custo do *onsite*. Para capacidades entre 30 mil e 100 mil barris por dia, a indicação é de que a razão para os *offsites* cai para 30%. Towler e Sinnott

²⁵ Eficiência produtiva nesse contexto é a quantidade de matéria-prima necessária para produzir uma unidade do produto principal. Por exemplo, a unidade de coque possuía dois conjuntos de parâmetros, um para 10 barris de carga por tonelada de coque produzida e um para 30 barris de carga por tonelada. Foi adotado para esse trabalho o primeiro conjunto.

(2013) são ainda mais evasivos nas estimativas, afirmando que essa razão está entre 10% e 100% para unidades de processo. Conforme já apresentado na Tabela G2, Johnston (1996) apresenta índices multiplicadores para determinação da complexidade da refinaria completa, conforme definições de Nelson. Dado que as duas configurações propostas têm complexidades da parcela *onsite* de 7,521 (Coker) e 8,164 (Hydrocracker), o fator multiplicador de ambas estaria entre 1,96 e 2,26. Reiterando que o conceito de complexidade de Nelson trata puramente de custos de investimento, para as duas configurações o custo de *offsites* seria praticamente equivalente ao custo das unidades principais de refino. De forma a equilibrar as duas referências apresentados, optou-se por adotar como premissa que os custos de investimento da parcela *offsite* equivalem a 75% dos custos da parcela *onsite* para todas as análises realizadas nesse trabalho.

Além do custo de investimento na parte industrial propriamente dita, deve ser incluído no custo total do projeto os chamados *Owner Costs* (ou custos do proprietário) que são aqueles relacionados com gerenciamento do projeto, contingências, seguros, licenças, custos financeiros, custos de inventários iniciais de catalisadores, entre outros que são acessórios ao projeto, mas entram na conta do custo de capital. A literatura apresenta diferentes estimativas para esses custos (IHS CERA, 2011; GARY e HANDWERK, 2001; CLEWS, 2016). Foi definido em função das referências apresentadas um acréscimo de 20% a título da inclusão dos custos do proprietário no custo total de investimento.

Os valores de investimento estimados com as considerações feitas até o momento são referentes ao ano de 2005. A atualização para valores de hoje utiliza como base o indicador *Downstream Capital Costs Index* (DCCI), publicado periodicamente pela consultoria IHS. A escolha pela utilização desse indicador se deve ao fato de ele ser específico para o *downstream* da indústria do petróleo e, entre várias subdivisões, haver um indicador ainda mais específico para o refino, o DCCI Refining. A Figura 4.5 mostra a evolução do DCCI Refining desde o início de sua apuração (DCCI = 100) e a curva de projeção para o horizonte de curto prazo até 2020.

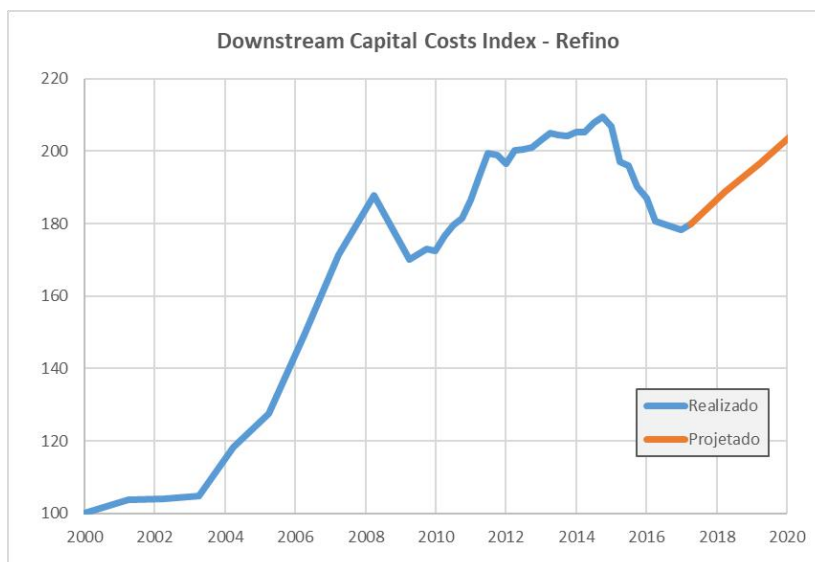


Figura 4.5 – Evolução do DCCI Refining e projeção do índice até 2020.
 Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de IHS ENERGY (2017).

Para o cálculo do fator de atualização, foi arbitrado usar como referência final o ano de 2020, em função do cronograma esperado de implantação da mini refinaria, que será apresentado no item 4.5.3. Nesse ano é onde está previsto o maior dispêndio de capital em todo o projeto em função do pico de obra, considerando o início do projeto em 2018. Esse fator será usado para multiplicar os custos de investimento de *onsite* e *offsite* calculados anteriormente, obtendo assim o custo de investimento atualizado para o ano de 2020. O fator de atualização é calculado da seguinte forma:

$$Fator\ de\ Atualização = \frac{DCCI\ 2020\ (Projetado)}{DCCI\ 2005\ (Realizado)} = \frac{205,48}{127,59} = 1,611 \quad (4.2)$$

Há ainda mais um fator de correção a ser inserido no cálculo que leva em conta a regionalização dos custos. Os custos de investimento apresentados são todos normalizados para a região da Costa do Golfo (USGC), no estado do Texas, EUA. Os custos de um projeto se diferem entre as regiões por vários fatores como a disponibilidade de mão de obra capacitada, preços locais de materiais e mesmo fatores macroeconômicos, tais como inflação, juros e taxa de câmbio, que têm impacto significativo no resultado final. São apresentados na Figura 4.6 os fatores de ajuste para o setor de refino, considerando as várias disciplinas envolvidas na execução de um projeto. Ainda que os dados sejam de 2010, os fatores de custo são relativos entre si e, por simplificação, serão

adotados sem ajustes para regionalização do custo de investimento da mini refinaria (IHS CERA, 2011).

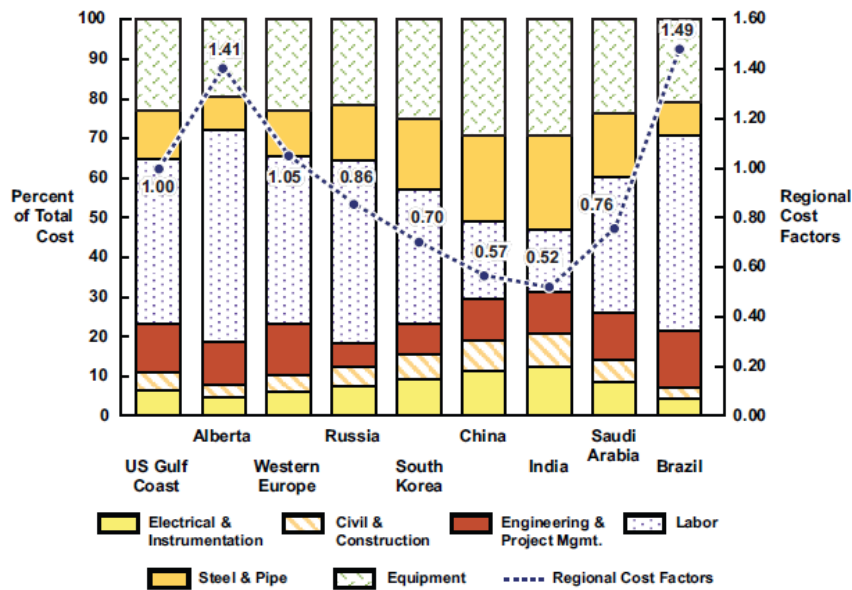


Figura 4.6 – Fatores de custo regionais para o setor de refino em 2010.
 Fonte: IHS CERA (2011).

Como pode ser visto pelos valores apresentados no gráfico, o Brasil tem o maior índice de custo entre as localidades citadas. De acordo com esses dados, o custo de se construir uma refinaria no Brasil é em média 49% mais alto do que no Texas, com grande parcela de “peso” do componente *Labor* (Trabalho).

Englobando todas as considerações descritas acima, a metodologia adotada para a estimativa do custo total de investimento (CAPEX) das duas configurações propostas para uma mini refinaria a ser implantada no Brasil pode ser resumida conforme mostrado a seguir:

$$CAPEX = (Custo Onsite + Custo Offsite) \times FC \times FA \times FR \quad (4.3)$$

Em que:

FC é o fator de custos do proprietário – Arbitrado: 1,2

FA é o fator de atualização monetária do investimento – DCCI Refining: 1,611

FR é o fator de regionalização - IHS Cera: 1,49

Finalmente, a Tabela 4.6 apresenta o sumário da estimativa de custo total de investimento para as duas configurações propostas, considerando a capacidade de

processamento de referência de 35 mil barris por dia (cenário base), já incluindo todos os fatores de ajuste conforme descrição acima.

Tabela 4.6 – Custo estimado de investimento para implantação de um projeto de mini refinaria com capacidade de 35 mil barris por dia no Brasil.

UNIDADE DE PROCESSO	CUSTO BRASIL (USD 2020)	
	COKER	HYDROCRACKER
Dessalgadora	\$ 7.595.620	\$ 7.595.620
Destilação atmosférica	\$ 120.626.120	\$ 120.626.120
Destilação a vácuo	\$ 83.208.597	\$ 83.208.597
Coqueamento retardado	\$ 158.340.702	\$ 121.311.119
Craqueamento catalítico - Carga destilado	\$ 189.669.487	\$ -
Craqueamento catalítico - Carga resíduo	\$ -	\$ 221.148.857
Hidrocraqueamento catalítico	\$ -	\$ 381.343.365
Hidrotratamento - nafta	\$ 44.711.097	\$ 30.435.871
Hidrotratamento - destilados médios	\$ 98.421.195	\$ 77.921.996
Geração de hidrogênio - Reforma a vapor	\$ 48.363.150	\$ 61.658.541
Tratamento de Gás - Aminas	\$ 4.767.962	\$ 4.767.962
Recuperação de enxofre	\$ 21.766.123	\$ 21.766.123
(A) CUSTO TOTAL - Onsite	\$ 777.470.053	\$ 1.131.784.172
(B) Custo dos Offsites (75% do Onsite)	\$ 583.102.540	\$ 848.838.129
(C) SUBTOTAL (A)+(B)	\$ 1.360.572.593	\$ 1.980.622.301
(D) Custos do Proprietário (20%)	\$ 272.114.519	\$ 396.124.460
CAPEX TOTAL AJUSTADO (C)+(D)	\$ 1.632.687.112	\$ 2.376.746.761

Fonte: Elaboração própria.

Os custos apresentados para a refinaria Hydrocracker ultrapassam o custo de referência para um megaprojeto, que é de US\$ 1,7 bilhão de dólares. Entretanto, em virtude de a capacidade ser reduzida frente à maioria das refinarias existentes no parque de refino brasileiro, por simplificação e para efeitos das demais análises propostas nesse trabalho, ambos os modelos de projeto serão avaliados como sendo de pequeno porte.

Adicionalmente, como todas as informações utilizadas para a estimativa dos custos de investimento são paramétricas e o grau de definição das informações do projeto hipotético ainda são para fins de avaliação de alternativas, a estimativa apresentada se enquadra na Classe 5 da AACE (ver Tabela 4.4), com definição menor do que 1%. Portanto, a faixa de variação dessa estimativa pode ser avaliada entre -50% e +100%, o que traria ao menos a configuração *Coker* para baixo do limite do megaprojeto.

4.5.3 Cronograma de implantação

De acordo com o relatório *The Economics of Petroleum Refining*, publicado pela Canadian Fuels Association (2013, p. 3), o ciclo de vida do projeto de uma refinaria de porte médio é um processo que custa de US\$ 7 a 10 bilhões e leva de 5 a 7 anos para ser concluído. Assim, espera-se que para uma refinaria de pequeno porte, tanto o custo quanto o prazo de implantação sejam menores. Conforme apresentado no item anterior, o custo de implantação, já considerando todos os ajustes de regionalização, atualização e incluindo os custos do proprietário, de fato é menor para uma mini refinaria.

Quanto ao cronograma, foi realizada uma estimativa de duração de cada etapa do ciclo de vida do projeto, conforme as etapas descritas pela metodologia FEL e com base na experiência profissional do autor. As estimativas realizadas foram validadas por comparação com faixas de duração típicas por etapa fornecidas pelo IPA (2016), que por confidencialidade das informações não podem ser publicadas. As etapas que tiveram sua duração estimada estão listadas abaixo, com a descrição das premissas utilizadas no seu sequenciamento.

- i. *Projeto conceitual*: é o principal produto da Fase 2 ou FEL 2. Seu início coincide com o início da contagem da duração do ciclo de vida do projeto. Para as mini refinarias foi estimada a duração de 6,8 meses;
- ii. *Projeto básico*: assim como o projeto conceitual, é o principal produto do FEL 3. Essa etapa inicia logo que o projeto conceitual é concluído e tem duração estimada em 8,1 meses;
- iii. *Detalhamento*: o detalhamento do projeto de engenharia é a primeira etapa da execução, onde são gerados os documentos que subsidiarão as aquisições de equipamentos e materiais. Sua duração para o projeto da mini refinaria é estimada

em 17,2 meses e seu início tem um atraso de 3 meses em relação ao fim do projeto básico, em função do prazo estimado para o processo de contratação e início efetivo dos serviços de execução.

- iv. *Suprimento*: corresponde às atividades de compra de materiais e equipamentos para o projeto. Seu início foi estimado para quando o detalhamento estiver com 20% de avanço e seu final coincide com o final da construção, uma vez que há necessidade de materiais até que a obra seja concluída. A duração foi estimada em 23 meses.
- v. *Construção e montagem*: é quando finalmente se materializa o projeto que foi concebido. Seu início tem atraso em relação ao início do suprimento, pois só a construção só pode iniciar quando há material disponível no canteiro. A duração foi estimada em 21,1 meses e é sobreposta pela atividade de suprimento.
- vi. *Comissionamento*: etapa de testes dos equipamentos e sistemas visando garantir que a refinaria possa operar conforme foi projetada. Sua duração foi estimada em 3 meses, iniciando com a etapa de construção e montagem completa.

Especificamente para as etapas de projeto conceitual e projeto básico, considera-se como premissa adicional que no prazo estimado já está incluído o processo de passagem do portão da fase respectiva, conforme metodologia FEL. Com base nessas premissas, a Figura 4.7 mostra o cronograma estimado para o ciclo de vida de implantação do projeto da mini refinaria, inclusive o atraso entre o final do FEL e o início da execução.

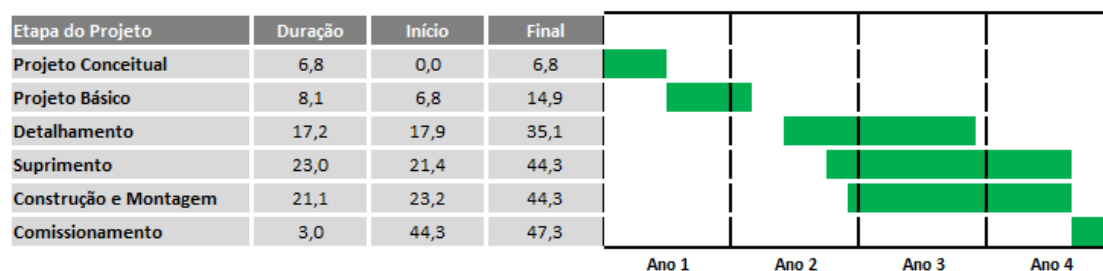


Figura 4.7 – Cronograma estimado de implantação do projeto de uma mini refinaria (em meses).

Fonte: Elaboração própria

Para efeitos de comparação, foi realizada uma avaliação semelhante para estimar como seria o cronograma de implantação de uma refinaria de médio porte, conforme citado Canadian Fuels Association (2013, p. 3). As mesmas etapas, de estimativa por

etapa e validação realizadas para a mini refinaria foram seguidas para este caso. O cronograma estimado é apresentado na Figura 4.8.

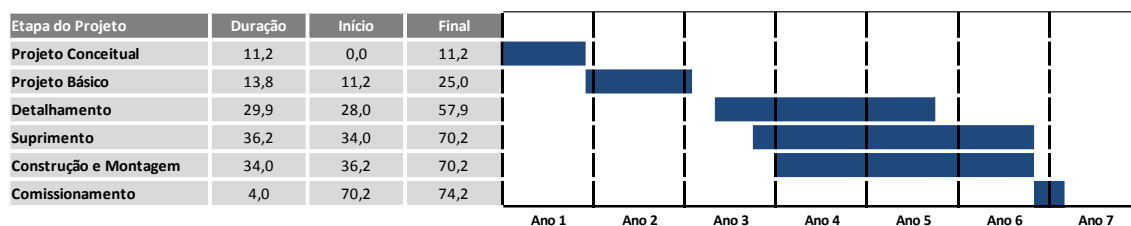


Figura 4.8 – Cronograma estimado de implantação do projeto de refinaria de médio porte.
Fonte: Elaboração própria

A estimativa de cronograma para a refinaria de médio porte de fato ficou enquadrada na faixa de 5 a 7 anos, conforme esperado. Sobre o cronograma de implantação da mini refinaria, ele será utilizado para a avaliação de viabilidade econômica e para avaliações de risco no próximo capítulo. Reitera-se que esse cronograma é apenas para referência e, para um projeto real, deve ser mais detalhado conforme as metodologias descritas nesse trabalho.

4.5.4 Custos operacionais

Os custos operacionais (ou OPEX) são as despesas necessárias para manutenção da atividade produtiva de uma empresa. Com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica de uma empresa é fundamental conhecer quais são essas despesas. Para uma refinaria podemos distinguir os custos operacionais em três categorias (IFP, 2001):

- i. *Custos variáveis:* são as despesas diretamente proporcionais ao volume de óleo processado. São os custos de produtos químicos, catalisadores, combustível e energia. Inclui também os custos de estoque de óleo;
- ii. *Custos fixos:* são as despesas relacionadas com manutenção, força de trabalho, tributos, custo de gerenciamento, entre outros que independem se a refinaria está ou não operando;
- iii. *Custos de capital:* refere-se aos custos financeiros fixos para remuneração do capital investido na construção da refinaria.

A estimativa dos custos de operação para o projeto da mini refinaria foi feita com base na tabela 4.10 do livro *Petroleum Refining* (IFP, 2001, p. 153). Essa tabela apresenta

fatores para estimativa de custos variáveis em função do volume processado e custos fixos em função da capacidade instalada. Esses fatores são reproduzidos na Tabela 4.7, já com a conversão para custos por barril e atualizados com a projeção do DCCI Refining para 2021 (IHS ENERGY, 2017).

Tabela 4.7 – Fatores para estimativa de custos operacionais de refinarias.

	US\$/t (1998)	US\$/barril (1998)	US\$/barril (2021)
Custos fixos (por bpd instalado)	31,0	4,36	9,42
Mão de obra	5,0	0,70	1,52
Manutenção	6,0	0,84	1,82
Overhead	5,0	0,70	1,52
Remuneração de capital	15,0	2,11	4,56
Custos Variáveis (por barril processado)	4,0	0,56	1,22
Produtos químicos e catalisadores	3,0	0,42	0,91
Custos financeiros (estoques)	1,0	0,14	0,30
Utilidades (\$70/t)²⁸	7,0	6,50	14,04

Fonte: Elaboração própria com dados de IFP (2001)

²⁸ O custo de utilidades inclui o custo de energia. Na tabela original era referenciado ao custo de petróleo de US\$ 70/t, e na conversão foi utilizado o preço de US\$ 65/barril.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo é dedicado a avaliar a competitividade do projeto de implantação de uma mini refinaria no cenário atual do mercado brasileiro de refino e considerando as projeções futuras para esse mercado. Para tal, serão utilizados como elementos iniciais, para composição dos cenários de análise, as estimativas de custo de investimento, o cronograma de implantação e os fatores de custo operacional, todos apresentados no capítulo anterior.

Serão apresentados também resultados da aplicação de métodos de análise de risco, com algumas adaptações para o contexto do trabalho. As premissas e informações usadas na construção das análises serão descritas oportunamente ao longo dos itens subsequentes.

5.1 Viabilidade econômica

Investir recursos em um projeto implica em transferir capital de uma aplicação financeira para imobilizá-lo por um longo período de tempo. Ao término desse período, espera-se que o projeto produza recursos equivalentes àquele imobilizado inicialmente e que traga ganhos superiores aos ganhos obtidos se o capital tivesse sido colocado em alguma alternativa de investimento de baixo risco disponível no mercado naquele momento.

Um estudo de viabilidade econômica é primordial para a avaliação dos potenciais resultados de um projeto. Por meio de projeções e cálculos de indicadores econômicos, pode-se quantificar os potenciais retornos do investimento que será feito no projeto, subsidiando a decisão do proprietário pelo seguimento ou não. E para isto existem diversos indicadores que tornam mais simples e objetiva a tarefa de analisar e os riscos e ganhos de cada alternativa de investimento para que se possa tomar a decisão de qual projeto aplicar os recursos da organização de forma muito mais embasada.

A primeira etapa desse estudo é montagem de um fluxo de caixa, relacionando despesas e receitas na linha do tempo. A principal despesa é o custo de investimento, cuja estimativa foi apresentada na Tabela 4.6 para as duas configurações propostas para a mini refinaria. Devem ser levantados também os custos operacionais, que serão calculados

usando os fatores apresentados na Tabela 4.7, em função da capacidade instalada e do volume processado. Por fim, as despesas devem ser completadas pelo custo da matéria-prima, que no caso das mini refinarias é o petróleo cru²⁹. Por simplificação, nas avaliações realizadas nesse trabalho serão utilizadas as projeções de longo prazo do preço FOB³⁰ do petróleo marcador WTI³¹, conforme o cenário conservador *Autonomy* formulado pela IHS Energy (2017).

As receitas são oriundas da comercialização dos produtos do refino. Considera-se para esse trabalho que os produtos a serem comercializados serão o GLP, a gasolina, o querosene de aviação, o óleo diesel e o coque de petróleo. A estimativa de receitas com a venda desses produtos é feita em função das projeções de preços em dólar no cenário de referência do Annual Energy Outlook (EIA, 2017). A adoção dessa projeção como premissa se justifica pela adoção da política de paridade com preços internacionais pela Petrobras, conforme mencionado anteriormente. Os preços dos derivados costumam acompanhar os preços do barril do petróleo em países com mercado liberalizado nesse setor, como Canadá e Estados Unidos (OLIVEIRA, 2015, p. 83). Assim, espera-se que os preços de venda dos combustíveis no Brasil sigam ao menos as tendências de variação dos preços internacionais.

A Tabela 5.1 mostra os preços projetados para os combustíveis no Annual Energy Outlook 2017 (EIA, 2017) até o ano de 2040. Por simplificação, considera-se que o preço projetado para o propano equivale ao preço do GLP e, de forma análoga, o preço do óleo combustível pesado equivalerá ao preço do coque nos cálculos desse trabalho.

Tabela 5.1 – Preços projetados dos combustíveis no horizonte 2040.

	GLP US\$/bbl	Gasolina US\$/bbl	Querosene US\$/bbl	Óleo Diesel US\$/bbl	Coque US\$/t
2018	61,44	99,01	81,80	122,35	372,32
2019	62,79	110,64	90,52	132,40	419,94
2020	63,92	118,63	96,37	139,50	448,35
2021	65,33	126,66	101,50	145,68	475,77

²⁹ Considera-se por simplificação que a geração de hidrogênio é feita utilizando gás de refinaria, sem que haja introdução de gás natural no processo. O peso de eventual uso de gás natural na mini refinaria é pequeno frente ao petróleo e pode ser considerado dentro da faixa de incertezas associadas às estimativas aqui realizadas.

³⁰ FOB – Free on Board – base de preço que não considera o custo do frete.

³¹ WTI – West Texas Intermediate - é a corrente de petróleo marcador (de referência) para os preços no mercado dos Estados Unidos. Essa corrente foi selecionada como referência de preços dado que as relações de custo listadas nesse trabalho tem como referência a Costa do Golfo, no Texas.

	GLP US\$/bbl	Gasolina US\$/bbl	Querosene US\$/bbl	Óleo Diesel US\$/bbl	Coque US\$/t
2022	68,36	134,79	106,30	152,79	500,62
2023	70,85	139,21	110,95	158,27	523,98
2024	72,63	143,26	115,38	163,40	544,64
2025	74,01	148,55	121,29	170,97	573,13
2026	75,82	153,63	126,78	177,29	601,27
2027	78,38	157,60	132,19	183,33	622,82
2028	80,36	160,61	135,45	187,93	639,93
2029	82,22	165,48	140,59	194,23	666,34
2030	84,74	171,49	147,25	202,12	699,36
2031	88,49	177,57	153,86	209,51	732,24
2032	91,81	183,87	161,03	217,48	767,67
2033	93,93	187,27	164,20	221,89	782,88
2034	96,84	192,80	170,23	228,72	813,12
2035	99,14	197,49	174,89	234,45	836,58
2036	102,66	205,13	182,75	243,22	876,97
2037	105,32	209,34	186,97	248,10	898,50
2038	108,87	214,22	192,41	253,73	923,17
2039	113,24	221,20	199,47	261,54	956,14
2040	116,31	227,14	205,45	267,94	985,93

Fonte: Elaboração própria com dados do Annual Energy Outlook (EIA, 2017)

Apenas para efeito de comparação, a Tabela 5.2 apresenta os preços médios de venda desses produtos no Brasil, e a taxa média de aumento dos preços em valores nominais. Como não havia informação disponível sobre o preço do coque, como premissa, foi utilizado o preço do óleo combustível.

Tabela 5.2 – Preços médios de derivados de petróleo no Brasil.

	GLP (R\$/kg)	Gasolina A (R\$/litro)	Querosene (R\$/litro)	Diesel (R\$/litro)	Coque (R\$/kg)
2007	1,071	1,539	1,228	1,362	0,757
2016	1,400	2,018	1,410	2,085	1,135
Variação Média 2007-2016 (a.a.)	3,1%	3,1%	1,5%	5,3%	5,0%

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP (2017c)

A composição dos fluxos de caixa para as duas configurações propostas é apresentada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Composição dos itens do fluxo de caixa do projeto.

FLUXO DE CAIXA (US\$/ANO)	DESCRIÇÃO
CAPEX	Custo de investimento estimado conforme Tabela 4.6, com divisão dos custos no tempo conforme o cronograma da Figura 4.7.
Margem Bruta	Diferença entre o custo total do petróleo a ser processado e o somatório das receitas com as vendas dos derivados.
OPEX – Custos fixos	Calculados usando os fatores da Tabela 4.7 e a capacidade instalada.
OPEX – Custos variáveis	Calculados usando os fatores da Tabela 4.7 e o volume processado.

Fonte: Elaboração própria.

Complementando, a Tabela 5.4 lista as premissas utilizadas para a definição do cenário base para a análise de viabilidade econômica do projeto da mini refinaria.

Tabela 5.4 – Premissas para o cenário base da análise de viabilidade econômica.

ITEM	PREMISSA
Capacidade	35 mil barris por dia
Incremento do preço dos combustíveis	4% ao ano, em reais
Preço do petróleo WTI	Cenário <i>Autonomy</i> (IHS ENERGY, 2017)
Preço dos derivados	Cenário Referência - Annual Energy Outlook (EIA, 2017)
Taxa de mínima atratividade	8% a.a.
Disponibilidade da refinaria	95%
Primeiro ano de operação	Meio do ano 4 do projeto, com 75% da capacidade plena
Distribuição do CAPEX	Ano 1 (15%); Ano 2 (35%); Ano 3 (40%); Ano 4 (10%)
Horizonte operacional	20 anos (2021 a 2040)

Fonte: Elaboração própria.

Conforme mencionado, a viabilidade econômica de um projeto é avaliada pelo cálculo de indicadores econômicos, cuja utilização é de amplo conhecimento. Os

indicadores propostos para a avaliação de viabilidade das mini refinarias são os seguintes (TREASY, 2017):

- a. *Valor Presente Líquido (VPL)*: representa quanto valeria na data presente o fluxo de caixa acumulado, descontado da taxa mínima de atratividade aplicada a cada período, menos o custo do investimento inicial. A comparação do VPL com o CAPEX indica qual foi a geração de capital proporcionada pelo projeto. A equação genérica para o cálculo do VPL é a seguinte:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{R_t - D_t}{(1 + TMA)^t} \quad (5.1)$$

Em que:

R é a receita no período *t*;

D é a despesa no período *t*;

TMA é a taxa mínima de atratividade, arbitrada em 8%.

- b. *Taxa interna de retorno (TIR)*: matematicamente, é a taxa de desconto que zera o VPL. Representa uma taxa de juros de um investimento alternativo hipotético que teria exatamente o mesmo retorno que o investimento no projeto, no mesmo período de tempo do projeto. É um indicador cuja avaliação é adequada para comparação entre projetos de ordem de grandeza semelhantes.
- c. *Payback*: representa o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se igual ao valor desse investimento. De maneira simplista, é o tempo que leva para o projeto se pagar. O payback calculado para o projeto da mini refinaria é calculado com valores trazidos a VPL, considerando o desconto pela TMA.
- d. *VPL/CAPEX*: razão entre o VPL obtido e o capital investido. Representa qual o ganho obtido por unidade monetária investida.

As tabelas completas com os fluxos de caixa para cada configuração serão apresentadas no Anexo B. Os indicadores calculados a partir desses fluxos de caixa para as mini refinarias *Coker e Hydrocracker*, considerando as premissas adotadas para o cenário base, estão listados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Indicadores financeiros para os projetos das mini refinarias.

INDICADOR	CONFIGURAÇÃO	
	Coker	Hydrocracker
CAPEX (US\$)	1.632.687.112	2.376.746.761
VPL (US\$)	4.656.643.964	6.143.355.533
TIR (% a.a.)	29,1%	27,7%
Payback (anos)	6,3	6,7
VPL/CAPEX	2,852	2,585

Fonte: Elaboração própria.

Para a configuração *Coker*, todos os indicadores apresentam resultado satisfatório e apontam que a implantação do projeto é viável. A razão VPL/CAPEX mostra que essa opção de projeto gera um retorno líquido de 185% sobre o investimento. O payback estimado de pouco mais de 6 anos é bastante confortável dentro do horizonte operacional. Quanto à mini refinaria *Hydrocracker*, os indicadores também apontam a viabilidade do projeto, ainda que com menor atratividade do que a outra configuração. O payback é levemente superior ao da configuração *Coker*, mas também bastante folgado considerando os 20 anos de operação previstos.

Assim, tendo como referência os resultados dos indicadores financeiros para o cenário base, as duas configurações propostas se mostram economicamente viáveis, inclusive com previsão de retornos bastante atrativos aos investimentos, com resultados ligeiramente superiores para a configuração *Coker*.

5.2 Análises de sensibilidade

Os indicadores financeiros mostrados para o cenário base foram calculados considerando a adoção de algumas premissas sujeitas a incertezas elevadas. Visando abranger a análise da competitividade do projeto para outros cenários, serão realizadas análises de sensibilidade dos resultados dos indicadores calculados a algumas variáveis importantes do projeto. Essas análises são descritas em mais detalhes nos subitens a seguir.

5.2.1 Sensibilidade aos custos de investimento

É importante ressaltar que os custos de investimento considerados no cenário base estão enquadrados na Classe 5 da AACE e, dado o grau mínimo de definição dos projetos, pode variar entre -50% e +100% dos valores estimados. Para avaliar a influência do CAPEX na competitividade dos projetos de mini refinarias, são recalculados os indicadores financeiros em função de outros cenários de custo de investimento, dentro da faixa da Classe 5. Os resultados calculados para a variação dos valores de CAPEX são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Análise de sensibilidade a cenários de CAPEX.

CENÁRIOS CAPEX	-50%	-25%	Base	+50%	+100%
CAPEX COK (US\$ MM)	816	1.225	1.633	2.449	3.265
VPL (US\$ MM)	5.334	4.995	4.656	3.979	3.301
TIR	46,6%	35,5%	29,1%	21,7%	17,4%
VPL/CAPEX	6,534	4,080	2,852	1,625	1,011

CENÁRIOS CAPEX	-50%	-25%	Base	+50%	+100%
CAPEX HCC (US\$ MM)	1.188	1.783	2.377	3.565	4.753
VPL (US\$ MM)	7.129	6.636	6.143	5.157	4.170
TIR	44,3%	33,8%	27,7%	20,6%	16,4%
VPL/CAPEX	6,000	3,723	2,585	1,447	0,877

Fonte: Elaboração própria.

Evidentemente, os resultados financeiros são muito sensíveis à variação do custo de investimento. Ainda assim, o VPL é bastante positivo mesmo nos cenários em que o CAPEX é majorado em relação ao cenário base para ambas as configurações. Em contrapartida, as taxas internas de retorno e a relação entre VPL e CAPEX obtidas nesses cenários ressaltam a importância de estabelecer um orçamento realista para o projeto, dado que o aumento do CAPEX além do estimado piora o seu resultado financeiro. Assim, pelos resultados apresentados nessa tabela, é possível afirmar que para toda a faixa de variação permitida para a estimativa na Classe 5 da AACE, o projeto é viável para as duas configurações propostas.

5.2.2 Sensibilidade à capacidade instalada e aos preços dos derivados

A receita do projeto de uma refinaria provém integralmente do preço de venda dos derivados produzidos. Dado que a mini refinaria estaria inserida em um mercado já dominado por um *player* que consegue atuar como *price maker*, o preço de venda dos seus produtos estaria atrelado ao preço de mercado. Assim, o resultado financeiro é altamente sensível a esses preços. Para o cenário base, foi arbitrado que o preço de todos os produtos seria equivalente à projeção do cenário de referência do Annual Energy Outlook 2017. Para a análise de sensibilidade, serão avaliados os indicadores econômicos utilizando como cenário alternativo o cenário de preços baixos de petróleo adotado pelo mesmo Annual Energy Outlook, em que os preços dos derivados também são mais baixos, de forma a avaliar a robustez da mini refinaria frente a esses preços (EIA, 2017).

Conjugado com a sensibilidade aos preços dos derivados, são calculados também os VPL para diferentes portes de projeto, variando a capacidade instalada. Essa análise visa a observar se mini refinarias em diferentes escalas podem ser viáveis economicamente. Nos cenários de diferentes capacidades, o custo de investimento é recalculado em função dos modelos paramétricos apresentados no item 4.5.2 (ver p.68), afetando também os demais componentes do fluxo de caixa.

Os resultados dessa análise de sensibilidade conjugada entre cenários de variação média do preço dos derivados e dos cenários de capacidade das refinarias são apresentados na Figura 5.1 para a mini refinaria *Coker* e na Figura 5.2 para a mini refinaria *Hydrocracker*. Importante pontuar no cenário alternativo não foi considerada variação do preço do petróleo, sendo usada a projeção *Autonomy* da IHS (IHS ENERGY, 2017).

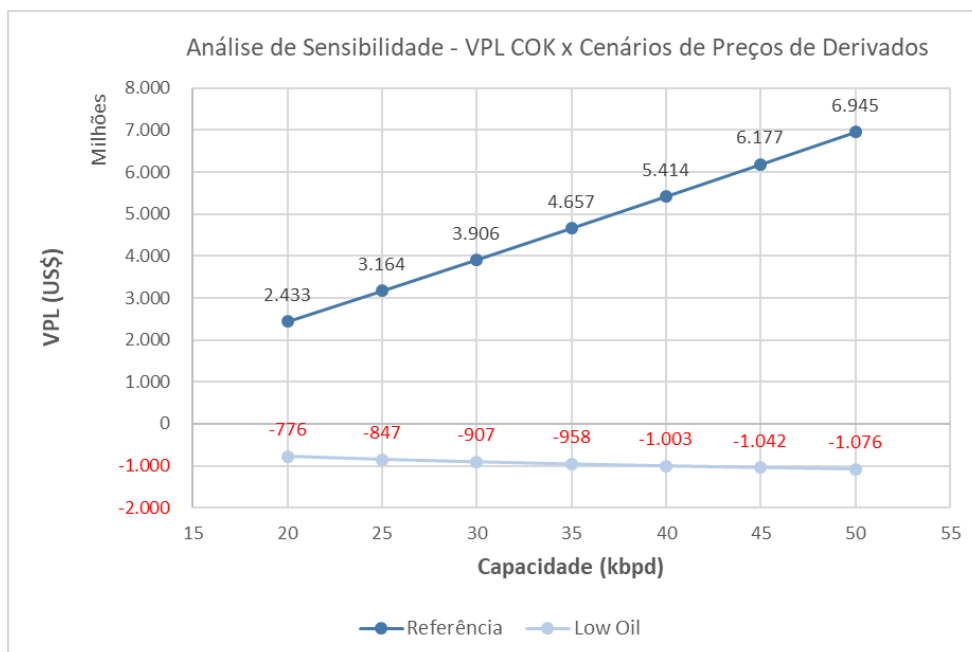


Figura 5.1 – Análise de sensibilidade aos preços dos derivdos e à capacidade da refinaria Coker.

Fonte: Elaboração própria

Como pode ser observado na Figura 5.1, o VPL para o cenário de preços baixos de petróleo do EIA torna o projeto da refinaria Coker totalmente inviável para qualquer capacidade.

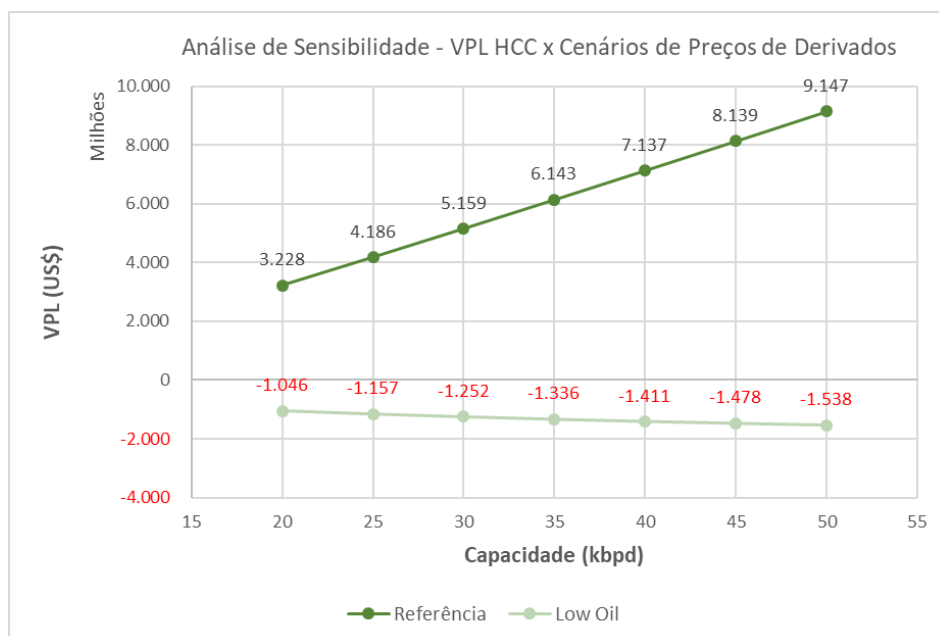


Figura 5.2 – Análise de sensibilidade aos preços dos derivdos e à capacidade da refinaria Hydrocracker.

Fonte: Elaboração própria

No caso da Figura 5.2 referente à refinaria *Hydrocracker*, o comportamento do VPL é exatamente o mesmo no cenário alternativo.

Nota-se que para o cenário base, os resultados calculados são altamente positivos em valores absolutos, especialmente na configuração *Hydrocracker*. Por outro lado, a configuração *Coker* apresenta um resultado significativamente melhor nos indicadores relativos TIR e VPL/CAPEX. Os resultados detalhados dos indicadores financeiros desses cenários conjugados são apresentados no Anexo 128B.

5.2.3 Sensibilidade à capacidade instalada e aos preços do petróleo

O principal custo de uma refinaria é a matéria-prima e, claro, o resultado financeiro é altamente sensível aos preços do petróleo. Para o cálculo dos indicadores financeiros do cenário base, foi utilizado o cenário *Autonomy* de projeções do preço do barril de petróleo WTI no horizonte 2040. Esse é um cenário cujas hipóteses adotadas pela IHS Energy para sua construção bastante conservadoras. Para avaliar a sensibilidade do projeto aos preços do petróleo, o VPL e os demais indicadores financeiros serão recalculados utilizando o cenário *Vertigo*, que é mais agressivo em relação à expectativa da trajetória desses preços. A Figura 5.3 mostra a comparação ano a ano dos preços do petróleo nos dois cenários (IHS ENERGY, 2017).

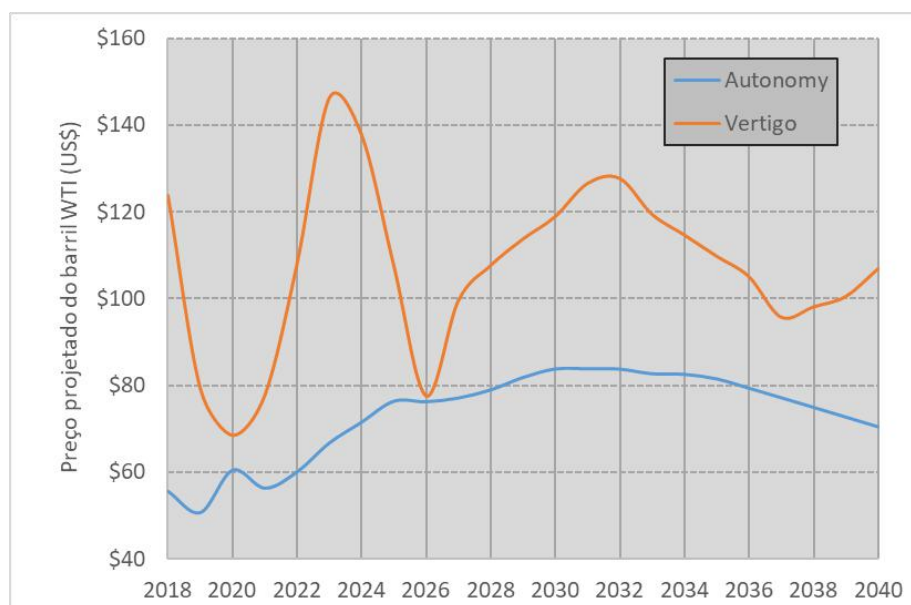


Figura 5.3 – Comparativo dos preços do petróleo nos cenários de referência.

Fonte: Elaboração própria com dados de IHS Energy (2017)

De forma análoga ao que foi feito no item anterior, os indicadores serão calculados também para diferentes capacidades, permitindo avaliar de forma a influência de uma curva de preços mais agressivos do petróleo no resultado financeiro e na competitividade do projeto. As demais premissas adotadas para o caso base são mantidas inalteradas nessa análise, inclusive a projeção dos preços dos derivados conforme cenário de referência do Annual Energy Outlook (EIA, 2017).

A Figura 5.4 apresenta as curvas de VPL em função da capacidade para a configuração *Coker* e a Figura 5.5 apresenta as mesmas curvas para a configuração *Hydrocracker*.

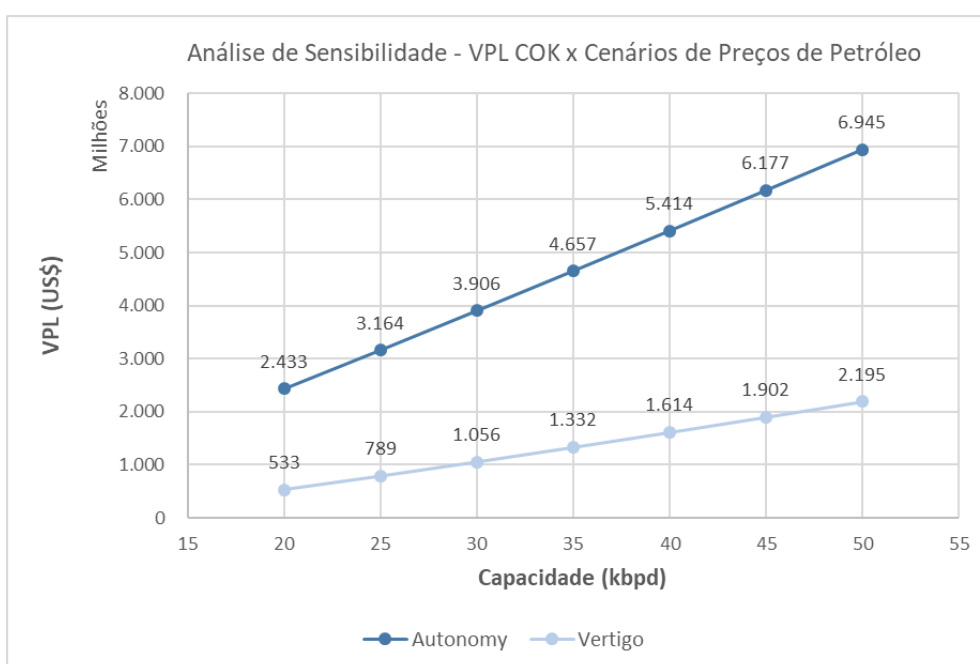


Figura 5.4 – Análise de sensibilidade aos preços do petróleo e à capacidade da refinaria *Coker*

Fonte: Elaboração própria

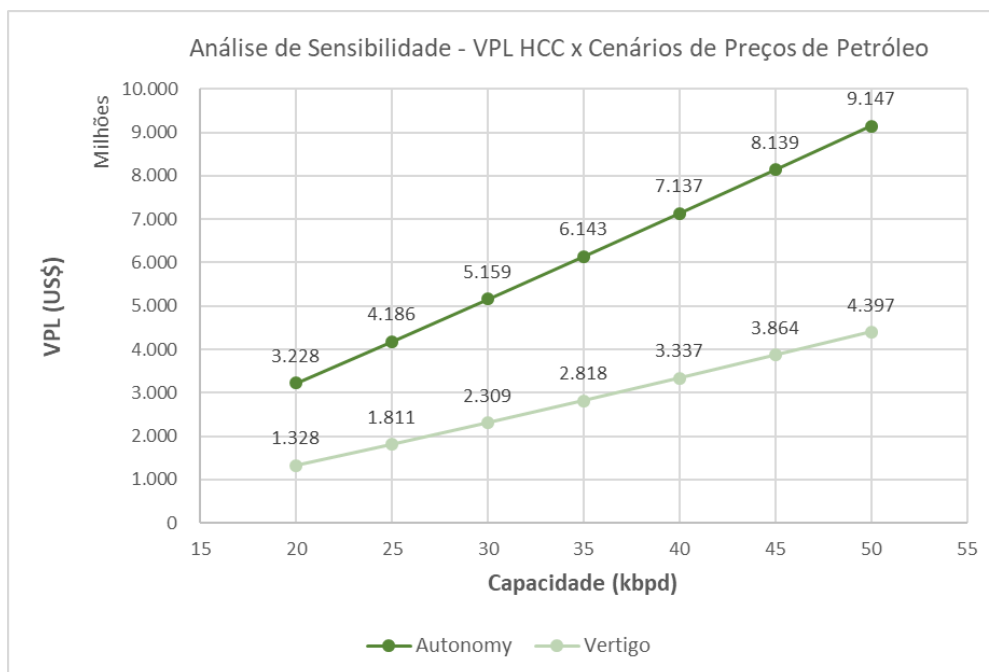


Figura 5.5 – Análise de sensibilidade aos preços do petróleo e à capacidade da refinaria *Hydrocracker*
 Fonte: Elaboração própria

Pode-se observar que a influência dos preços mais altos do petróleo no cenário mais caótico tem um impacto extremamente relevante aos resultados econômicos esperados para a mini refinaria. Em ambos os casos, os preços mais elevados do petróleo reduzem significativamente o VPL calculado do projeto para qualquer uma das configurações propostas e em qualquer capacidade, considerando fixas as demais premissas adotadas no cenário base.

Nesse conjunto de cenários, o resultado financeiro é positivo tanto para a mini refinaria *Coker* quanto para a mini refinaria *Hydrocracker* mesmo que a trajetória dos preços do petróleo siga a projeção caótica do cenário *Vertigo*. Dado que, conforme mencionado acima, os preços dos derivados tendem a acompanhar a tendência dos preços do barril, espera-se que o efeito do aumento do preço do petróleo no resultado financeiro seja amortecido pelo consequente aumento dos derivados.

5.3 Análise comparativa de riscos do projeto da mini refinaria

Este item se propõe a identificar os possíveis riscos aos quais um projeto de pequeno porte está sujeito e avaliar a relevância desses riscos no resultado. A avaliação da

relevância desses riscos será feita de forma qualitativa, comparativamente com um megaprojeto sujeito aos mesmos riscos.

No item 3.4.1 deste trabalho foram enumeradas algumas técnicas para identificação dos riscos de um projeto. Para a análise proposta, será feita uma adaptação no método original da matriz SWOT, que foi mencionado sem maiores detalhes. O método original descreve quatro categorias para identificação de possíveis riscos ao projeto:

- i. Forças (S): fatores endógenos positivos ao projeto;
- ii. Fraquezas (W): fatores endógenos negativos ao projeto;
- iii. Oportunidades (O): fatores exógenos com potencial de melhoria no resultado do projeto;
- iv. Ameaças (T): fatores exógenos com potencial de destruir o resultado do projeto.

A adaptação consiste em levantar fatores endógenos e exógenos que são comuns a um projeto de pequeno porte e a um megaprojeto, considerando as especificidades do setor de refino e os aspectos relacionados a ele. A matriz SWOT adaptada mostra o posicionamento relativo desses fatores nos quadrantes, conforme a sua origem (endógena ou exógena) e conforme a sua relevância, do ponto de vista do projeto da mini refinaria. Em outras palavras, os quadrantes adaptados mostram as seguintes informações:

- i. Forças (S): fatores endógenos que são mais vantajosos em um projeto de pequeno porte do que em um megaprojeto;
- ii. Fraquezas (W): fatores endógenos que são mais críticos para um projeto de pequeno porte, e são diluídos pelo porte do megaprojeto;
- iii. Oportunidades (O): fatores exógenos cujos benefícios são mais prováveis em um projeto de pequeno porte ou que não poderiam ser aproveitados por um megaprojeto;
- iv. Ameaças (T): fatores exógenos cujo impacto negativo pode ser absorvido com estragos mais brandos em um megaprojeto, mas que podem comprometer seriamente e até mesmo inviabilizar um projeto menor.

Os fatores de risco mostrados na Figura 5.6 foram identificados pelo autor com base nos conceitos e informações apresentadas e discutidas nos capítulos anteriores desse trabalho. A classificação dos fatores de risco usou os critérios descritos na adaptação do

método SWOT, e indicam o ponto de vista da mini refinaria em relação a um megaprojeto de refino.



Figura 5.6 – Análise SWOT adaptada para comparação de riscos de projeto de mini refinarias em relação a riscos de megaprojetos
 Fonte: Elaboração própria

O tamanho das bolhas associadas a cada risco também tem significado nessa adaptação da metodologia. Quanto maior o tamanho da bolha, maior é o impacto esperado do fator de risco no resultado do projeto da mini refinaria. Uma vez mais, essa análise representa uma análise realizada pelo autor, considerando sua experiência profissional, outro especialista que faça essa análise poderá eventualmente associar impactos diferentes aos riscos identificados ou mesmo riscos diferentes. Essa é uma característica inerente à metodologia SWOT original.

Dentre os itens classificados no quadrante de ameaças, que para efeitos dessa análise são fatores externos que tem impacto negativo mais relevante em um projeto de mini refinaria do que em um megaprojeto, destaca-se como mais relevante o preço do petróleo. Conforme visto nas análises de sensibilidade realizadas no item anterior, o preço do petróleo tem influência muito acentuada no VPL pois é a maior parcela do custo

operacional da refinaria. Nesse caso específico, o aumento de escala permite à refinaria de grande porte absorver eventuais perdas em função de capacidade de armazenamento e do maior poder de negociação para contratos de longo prazo de fornecimento. Uma mini refinaria estaria mais exposta aos riscos trazidos pela variação abrupta dos preços do petróleo. O custo de transporte de petróleo também pode ser visto como uma ameaça maior para projetos de pequeno porte, pois ele compõe o preço do petróleo que chega à refinaria.

Outro item posicionado no quadrante de ameaças é a atividade de importação de combustíveis, que oferece concorrência de forma mais direta a uma refinaria pequena do que a uma de grande porte. Primeiramente pelo preço de mercado que pode ser atingido pelos importadores, enquanto a mini refinaria teria um batente abaixo do qual não vale a pena se manter em operação. Em função do menor capital investido e do provável menor prazo de *payback*, em tese as barreiras à saída de um refinador de pequeno porte do mercado também são menores. Por fim, pelo volume limitado que uma mini refinaria consegue disponibilizar ao mercado. Novamente, uma refinaria de grande porte estaria menos sujeita a essas desvantagens face às suas economias de escala.

Sobre o prazo de obtenção de licenças ambientais, seu impacto maior é em termos de prazo. O processo de licenciamento ambiental costuma ser moroso e longo, dadas todas as etapas que são necessárias para obter, inicialmente, a licença prévia. Essa licença requer que sejam feitos estudos complexos de impactos ambientais, audiências públicas, entre outras atividades intermediárias cujo impacto é mais sentido em um projeto de cronograma mais enxuto, como é o caso das mini refinarias.

Passando para os aspectos posicionados no quadrante de oportunidades, tratam-se de itens que podem agregar mais vantagens competitivas a um projeto de mini refinaria do que a um megaprojeto de refino. Ainda que possa dar a impressão de ser o mesmo assunto, a obtenção de licenças ambientais tende a ser facilitada para uma mini refinaria. Nesse caso, deve ser analisado o volume potencial de poluentes a serem emitidos por um projeto de menor porte, que teria menor oposição por parte da sociedade e da comunidade afetada do que um megaprojeto. Nesse caso, o porte maior torna-se um fator complicador.

Ainda como oportunidades a serem melhor aproveitadas por uma mini refinaria, a disponibilidade de fornecedores locais de equipamentos e materiais é intimamente relacionada e positivamente influenciadora no prazo de fornecimento. O fato de não ser

necessário importar um determinado tipo de material agiliza muito o tempo entre o pedido de compra e a chegada desse material à obra. Como bônus, o custo de frete é reduzido e não há a cobrança de impostos de importação, além de os custos serem mais previsíveis por não sofrerem influência direta da taxa de câmbio. No caso de um megaprojeto, em função do volume de materiais necessário e da presença de equipamentos de grande porte quase sempre dimensionados para as suas especificidades, é quase imperativo que haja fornecimento importado. Outro fator que tem impacto no megaprojeto, mas que é minimizado para a mini refinaria, é a possível existência de concorrência com pedidos de compra de outras companhias nas fábricas desses grandes equipamentos, especialmente em períodos de mercado aquecido.

Também classificados como oportunidades do ponto de vista da mini refinaria, há mais dois aspectos ligados especificamente à etapa de construção e montagem. A disponibilidade de equipamentos específicos para uso em atividades de construção, tais como guindastes, pontes rolantes, caminhões especiais e escavadeiras é uma vantagem competitiva facilmente perceptível quando se trata de projetos de menor porte, que envolvem também equipamentos menores a serem construídos. De forma análoga, o menor porte permite que equipamentos ou até mesmo sistemas inteiros sejam fabricados e até mesmo comissionados em módulos. Isso é bastante comum em projetos de produção de petróleo em que uma integradora monta e interliga os módulos fabricados por diversos fornecedores na superfície de um casco de navio para transformá-lo em uma plataforma produtora. Outra vantagem atribuída às mini refinarias é a possibilidade de utilização de tecnologias alternativas e disruptivas em substituição às tecnologias normalmente utilizadas no refino. Usualmente as primeiras unidades comerciais de uma tecnologia industrial são em escala menor, o que permitiria que uma mini refinaria conseguisse testar uma nova tecnologia antes de um megaprojeto.

Como pontos fortes inerentes ao porte do projeto da mini refinaria, podemos citar o prazo e a disponibilidade de mão de obra qualificada para a construção, dada a menor necessidade de pessoal, tornando mais fácil a tarefa de encontrar esse insumo no mercado. Em um megaprojeto, o risco de escassez de trabalhadores qualificados é crítico, tanto pelo porte e quantidade de trabalhadores necessários, quanto pela complexidade das atividades envolvidas. Entretanto, esse aspecto torna-se igualmente crítico para uma mini refinaria e um megaprojeto, quando o local de instalação é remoto e sem infraestrutura. Por outro lado, o aspecto de maior relevância como ponto forte inerente ao projeto de menor porte

é a logística de transporte dos equipamentos do fabricante até o canteiro de obra. Qualquer megaprojeto de refino costuma ter equipamentos que são entregues já montados, necessitando, assim, de um planejamento logístico complexo em função do tamanho. Um exemplo de equipamento que costuma ser entregue já montado por fornecedores são grandes turbinas a vapor, tais como as utilizadas para aproveitamento do vapor gerado nas unidades de craqueamento catalítico, para geração de energia elétrica ou para acionamento de grandes máquinas.

Quanto a pontos fracos inerentes aos projetos menores, estão a exposição a alterações de escopo em projeto conceitual e projeto básico. Como para projetos menores a etapa de FEL costuma ser mais curta, qualquer mudança eventual que possa causar impactos no prazo dessa etapa impacta de forma mais relevante o resultado. Para megaprojetos, ainda que o impacto possa causar atrasos semelhantes na etapa de FEL, como os prazos envolvidos no ciclo de vida são maiores, eventuais atrasos nessa etapa são mais bem absorvidos. Acrescenta-se a isso o fato de que os produtos da etapa FEL são semelhantes seja para projetos de pequeno porte, seja para megaprojetos.

Por fim, a relação custo/capacidade que é uma fraqueza inerente a projetos pequenos. Na prática, ela se torna uma expressão da economia de escala. Projetos conceitualmente semelhantes, mas de portes diferentes, tendem a ter custo por capacidade instalada diferentes e menores à medida que a capacidade é incrementada.

5.4 Análise quantitativa de riscos

Este item se propõe a avaliar a exposição a possíveis riscos aos quais um projeto de pequeno porte está sujeito. Entretanto, serão utilizados métodos que visam a quantificar os impactos positivos e negativos no custo e no prazo planejados. Foram selecionados dois métodos complementares para a análise quantitativa, que foram aplicados sequencialmente para a visão do projeto de uma mini refinaria e para a visão de um megaprojeto de refino hipotético.

A primeira etapa dessa análise envolve a aplicação da matriz de riscos, que é uma ferramenta que classifica, qualitativamente, os pesos de impacto e probabilidade, permitindo, além da identificação de eventos de risco, mensurar, avaliar e ordenar esses eventos. Os níveis de risco de cada evento são determinados com base no resultado da

combinação de pesos atribuídos à probabilidade de ocorrência daquele evento e o impacto na dimensão analisada (BRASIL, 2017).

Nessa análise, serão avaliados eventos de risco e seu impacto em custo e prazo, para a mini refinaria e para um megaprojeto de refino hipotético. A Tabela 5.7 apresenta as escalas que serão atribuídas para impactos positivos (oportunidade) e negativos (ameaça) ao custo de investimento e ao cronograma do projeto, bem como as escalas de probabilidade usadas na matriz (NJDOT, 2017).

Tabela 5.7 – Definições de impacto e probabilidade para análise quantitativa de risco.

	Muito baixo	Baixo	Moderado	Alto	Muito alto
Impacto de Custo da Ameaça	Aumento de custo insignificante	Aumento de custo menor do que 5%	Aumento de custo entre 5-10%	Aumento de custo entre 10-20%	Aumento de custo acima de 20%
Impacto de Custo da Oportunidade	Redução de custo insignificante	Redução de custo menor do que 1%	Redução de custo entre 1-3%	Redução de custo entre 3-5%	Redução de custo acima de 20%
Impacto de Prazo da Ameaça	Atraso insignificante	Menos de 1 mês de atraso	1-3 meses de atraso	3-6 meses de atraso	Mais de 6 meses de atraso
Impacto de Prazo da Oportunidade	Redução de prazo insignificante	Menos de 1 mês de adiantamento	1-2 meses de adiantamento	2-3 meses de adiantamento	Mais de 3 meses de adiantamento
Probabilidade de Ocorrência	1–9%	10–19%	20–39%	40–59%	60–99%

Fonte: Adaptado de New Jersey Department of Transportation (NJDOT, 2017).

A exemplo do que foi feito para a análise usando a adaptação da matriz SWOT, os eventos de risco listados para essa análise quantitativa foram identificados pelo autor com base nos conceitos e informações apresentadas e discutidas nos capítulos anteriores desse trabalho. Do mesmo modo, foram avaliadas as probabilidades de ocorrência de cada um dos eventos e quantificados os respectivos impactos em custo e em prazo conforme a análise do autor, e segundo os critérios descritos na Tabela 5.7.

Dado que a etapa de maior criticidade em termos de custo e de cronograma para um projeto industrial é a etapa de execução, foram listados para a análise quantitativa eventos de risco cujos impactos fossem efetivamente sentidos nessa etapa, mesmo que alguns dos itens listados ocorram de fato nas etapas do FEL. Outro direcionador para a elaboração

dessa lista foi o levantamento de eventos que têm ocorrência possível tanto em projetos tradicionais quanto em megaprojetos.

Em se tratando da aplicação da matriz ao projeto da mini refinaria, de maneira geral não foram identificados pelo autor quaisquer riscos que pudessem ter seus impactos classificados como críticos, como pode ser visto na Figura 5.7. Quanto à aplicação ao megaprojeto, ao menos dois pontos apresentaram uma criticidade maior em termos de um dos parâmetros (custo/prazo), e são identificados com a cor vermelha nas colunas de pontuação da matriz da Figura 5.8. Para ambos os casos, a lista está ordenada pela soma da pontuação de impactos no cronograma e no custo.

Uma vez mais deve ser salientado que os resultados apresentados nas matrizes de risco expressam a análise do autor, com base em sua experiência profissional. Um especialista que procedesse com as análises desse método pode eventualmente julgar que as probabilidades e impactos esperados para cada evento de risco sejam diferentes dos que foram apresentados aqui.

Númeração		Identificação do Risco	Matriz de Análise de Riscos e Oportunidades						
Ordem	ID #		Probabilidade de Ocorrência	Tipo Impacto	Impacto da Ocorrência		Pontuação Cronogr.	Pontuação Custo	Pontuação Final
					Cronograma	Custo			
1	12	Uso de métodos construtivos mais eficientes	3 - Moderado	Positivo	4 - Moderado	4 - Moderado	12	12	24
2	20	Aumento excessivo do custo de materiais	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	7 - Alto	4	14	18
3	19	Atrasos no cronograma de execução em decorrência de chuvas	2 - Baixo	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	8	8	16
4	2	Uso de novas tecnologias em projeto	3 - Moderado	Positivo	1 - Muito baixo	4 - Moderado	3	12	15
5	18	Falta de mão de obra qualificada	2 - Baixo	Negativo	4 - Moderado	2 - Baixo	8	4	12
5	20	Modularização de sistemas	2 - Baixo	Positivo	4 - Moderado	2 - Baixo	8	4	12
5	11	Atraso de fornecimento de materiais	2 - Baixo	Negativo	4 - Moderado	2 - Baixo	8	4	12
5	1	Prazo estendido de obtenção de licenças ambientais	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	4 - Moderado	4	8	12
5	16	Erro na execução	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	4 - Moderado	4	8	12
5	5	Alteração de escopo em projeto executivo	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	4 - Moderado	4	8	12
5	7	Prazo estendido de fornecimento de materiais	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	4 - Moderado	4	8	12
12	9	Pedido errado de materiais	1 - Muito baixo	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	4	4	8
12	17	Prazo de construção mais curto que o planejamento	1 - Muito baixo	Positivo	4 - Moderado	4 - Moderado	4	4	8
12	3	Erro de projeto	1 - Muito baixo	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	4	4	8
12	14	Alteração de escopo na construção	1 - Muito baixo	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	4	4	8
12	6	Alteração de escopo em relação ao projeto básico	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	2 - Baixo	4	4	8
17	4	Alteração de escopo em relação ao projeto conceitual	3 - Moderado	Negativo	1 - Muito baixo	1 - Muito baixo	3	3	6
18	23	Prazo longo de Comissionamento	1 - Muito baixo	Negativo	2 - Baixo	2 - Baixo	2	2	4

Figura 5.7 – Matriz de análise quantitativa de riscos do projeto da mini refinaria.

Fonte: Elaboração própria

Númeração		Identificação do Risco	Matriz de Análise de Riscos e Oportunidades						
Ordem	ID #	Descrição do risco	Probabilidade de Ocorrência	Tipo Impacto	Impacto da Ocorrência		Pontuação Cronogr.	Pontuação Custo	Pontuação Final
					Cronograma	Custo			
1	20	Aumento excessivo do custo de materiais	3 - Moderado	Negativo	2 - Baixo	7 - Alto	6	21	27
2	19	Atrasos no cronograma de execução em decorrência de chuvas	3 - Moderado	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	12	12	24
2	18	Falta de mão de obra qualificada	3 - Moderado	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	12	12	24
2	1	Prazo estendido de obtenção de licenças ambientais	4 - Alto	Negativo	4 - Moderado	2 - Baixo	16	8	24
2	7	Prazo estendido de fornecimento de materiais	3 - Moderado	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	12	12	24
6	16	Erro na execução	3 - Moderado	Negativo	2 - Baixo	4 - Moderado	6	12	18
6	3	Erro de projeto	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	7 - Alto	4	14	18
6	6	Alteração de escopo em relação ao projeto básico	3 - Moderado	Negativo	2 - Baixo	4 - Moderado	6	12	18
6	23	Prazo longo de Comissionamento	3 - Moderado	Negativo	4 - Moderado	2 - Baixo	12	6	18
10	11	Atraso de fornecimento de materiais	2 - Baixo	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	8	8	16
10	14	Alteração de escopo na construção	2 - Baixo	Negativo	4 - Moderado	4 - Moderado	8	8	16
12	17	Prazo de construção mais curto que o planejamento	1 - Muito baixo	Positivo	7 - Alto	7 - Alto	7	7	14
13	2	Uso de novas tecnologias em projeto	3 - Moderado	Negativo	2 - Baixo	2 - Baixo	6	6	12
13	5	Alteração de escopo em projeto executivo	2 - Baixo	Negativo	2 - Baixo	4 - Moderado	4	8	12
15	9	Pedido errado de materiais	1 - Muito baixo	Negativo	4 - Moderado	7 - Alto	4	7	11
16	12	Uso de métodos construtivos mais eficientes	2 - Baixo	Positivo	2 - Baixo	1 - Muito baixo	4	2	6
16	20	Modularização de sistemas	1 - Muito baixo	Positivo	4 - Moderado	2 - Baixo	4	2	6
16	4	Alteração de escopo em relação ao projeto conceitual	3 - Moderado	Negativo	1 - Muito baixo	1 - Muito baixo	3	3	6

Figura 5.8 – Matriz de análise quantitativa de riscos para um megaprojeto.

Fonte: Elaboração própria.

Entre os riscos listados nas matrizes de risco, alguns já foram tratados anteriormente na análise pelo método SWOT, tais como a obtenção de licenças ambientais e a disponibilidade de mão de obra qualificada para a execução do projeto.

A exemplo do que foi feito na utilização do método SWOT, as possíveis alterações de escopo em projeto básico foram consideradas na matriz de risco para quantificação dos possíveis impactos na mini refinaria e no megaprojeto. No método SWOT esse risco foi considerado um ponto fraco da mini refinaria em relação a um megaprojeto pois foi avaliado o impacto de eventuais mudanças durante a Fase 3, concernente à etapa de elaboração do próprio projeto básico. Essa percepção é diferente quando estamos tratando do impacto da mudança de um item de projeto básico já na etapa de execução, quando já estão sendo feitas as aquisições de materiais e equipamentos.

Uma eventual mudança em relação ao projeto básico nessa etapa exigirá revisão de documentação técnica e, a depender do avanço físico da execução, geração de novos documentos para compra de materiais ou equipamentos para uso na obra e possível descarte de itens que não terão mais utilidade. Em função do porte, considera-se que o impacto em custo é mais relevante no caso do megaprojeto e, em função da complexidade inerente ao porte do megaprojeto e das interfaces existentes no projeto, que a probabilidade de ocorrência também é maior em megaprojetos.

Quando se trata de mudanças de escopo durante a elaboração do projeto executivo e durante a construção, usualmente a probabilidade de ocorrência costuma ser menor em ambos os casos, dado o maior nível de definição nessa etapa, independentemente do porte do empreendimento, mas os custos envolvidos tendem a ter impacto moderado. E na maior parte dos casos, o impacto em prazo praticamente não é sentido pois dificilmente uma alteração promove mudanças que impactem a execução de mais de uma frente de trabalho, permitindo replanejamento de atividades e de alocação de recursos para recuperação da curva de avanço do projeto. A análise é semelhante para erros de projeto e de execução, cuja probabilidade de ocorrência é considerada menor para mini refinarias em função da menor complexidade inerente ao próprio projeto.

Atraso de fornecimento de materiais e equipamentos tendem a causar impacto de custo maior em megaprojetos, dado que a etapa de construção e montagem necessita de disponibilidade de equipamentos auxiliares como guindastes, gruas, escavadeiras, e andaimes móveis, que normalmente são alugados. Outro aspecto a ser levado em conta é

que no caso de um megaprojeto a força de trabalho envolvida na obra é maior do que a esperada para uma mini refinaria, sendo que o atraso no fornecimento de materiais resulta no custo da ociosidade dos trabalhadores que são mantidos mobilizados.

Outro risco de maior impacto relativo a custo nos megaprojetos em caso de ocorrência é o aumento excessivo no custo de materiais. Uma vez que a quantidade de materiais necessária é maior, a capacidade de atendimento do mercado é mais restrita, podendo ocorrer neste caso o mesmo efeito de limitação de fornecimento pelos fabricantes como dos grandes equipamentos, citado na análise SWOT. Evidentemente, a probabilidade de ocorrência no caso do megaprojeto é maior do que para a mini refinaria. De maneira semelhante, o risco de atrasos no cronograma em decorrência de chuvas tem probabilidade de ocorrência maior em megaprojetos em função de seu cronograma ser mais estendido, ainda que os impactos relativos de custo sejam equivalentes.

Quanto a riscos positivos, todos os que foram levantados e considerados na matriz trazem vantagens potenciais em maior proporção para megaprojetos, porém são de probabilidade de ocorrência maior na mini refinaria. Esses riscos são relacionados principalmente a redução do prazo de execução, que refletem em redução dos custos e melhoria dos resultados financeiros, pois em tese adiantam a entrada em operação da unidade e entrada de receitas para a refinaria. A modularização de sistemas é um dos aspectos mais relevantes na comparação de projetos de menor escala com megaprojetos. A possibilidade de serem utilizados sistemas inteiros montados e comissionados em fábrica reduz significativamente o prazo de construção em relação à opção de montagem em campo, minimizando também a probabilidade de erros durante a construção. Métodos construtivos mais eficientes, da mesma forma, tem probabilidade maior de utilização em projetos de menor porte, entretanto tem impactos positivos mais nítidos quando usados em megaprojetos, em que qualquer ação que acelere o prazo de construção traz ganhos muito elevados.

Para a segunda etapa da análise quantitativa dos riscos listados, os resultados obtidos pela metodologia de matriz de riscos servirão como insumo para a utilização do método de Monte Carlo, visando identificar qual o prazo e o custo mais prováveis para a conclusão do projeto. Conforme descrito em outras palavras no item 3.4.3 deste trabalho, o método utiliza simulações estocásticas a partir de resultados aleatórios de um modelo de forma a gerar uma amostra que possa ser representativa do comportamento do sistema

modelado. Uma premissa básica para a utilização desse método é que os riscos sejam independentes entre si, consideração essa que será feita para efeitos dessa análise.

O resultado qualitativo das matrizes de risco identifica a probabilidade e os impactos da ocorrência do evento. Aplicando as definições da Tabela 5.7, é possível atribuir para cada risco, uma faixa de probabilidades de ocorrência de cada evento, uma faixa de impacto esperado em meses no cronograma e uma faixa de impacto esperado em custo percentual sobre o custo total de investimento. Essas faixas de valores serão utilizadas para o modelo a ser simulado pelo método de Monte Carlo e são apresentadas na Tabela 5.8 para a mini refinaria e na Tabela 5.9 para o megaprojeto.

Tabela 5.8 – Faixas de valores de probabilidade de ocorrência e impactos dos riscos da mini refinaria.

RISCOS	PROBABILIDADE			IMPACTO PRAZO (MESES)			IMPACTO CUSTO (%CAPEX)		
	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx
Aumento excessivo do custo de materiais	10%	15%	19%	0	1	1	10%	15%	20%
Falta de mão de obra qualificada	10%	15%	19%	1	2	3	0%	3%	5%
Modularização de sistemas	10%	15%	19%	-2	-2	-1	-1%	-1%	0%
Uso de métodos construtivos mais eficientes	20%	30%	39%	-2	-2	-1	-3%	-2%	-1%
Atraso de fornecimento de materiais	10%	15%	19%	1	2	3	0%	3%	5%
Prazo longo de Commissionamento	1%	5%	9%	0	1	1	0%	3%	5%
Prazo estendido de obtenção de licenças ambientais	10%	15%	19%	0	1	1	5%	8%	10%
Pedido errado de materiais	1%	5%	9%	1	2	3	5%	8%	10%
Prazo de construção mais curto que o planejamento	1%	5%	9%	-2	-2	-1	-3%	-2%	-1%
Erro de projeto	1%	5%	9%	1	2	3	5%	8%	10%
Erro na execução	10%	15%	19%	0	1	1	5%	8%	10%

RISCOS	PROBABILIDADE			IMPACTO PRAZO (MESES)			IMPACTO CUSTO (%CAPEX)		
	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx
Atrasos no cronograma de execução em decorrência de chuvas	10%	15%	19%	1	2	3	5%	8%	10%
Uso de novas tecnologias em projeto	20%	30%	39%	0	0	0	-3%	-2%	-1%
Alteração de escopo em projeto executivo	10%	15%	19%	0	1	1	5%	8%	10%
Prazo estendido de fornecimento de materiais	10%	15%	19%	0	1	1	5%	8%	10%
Alteração de escopo na construção	1%	5%	9%	1	2	3	5%	8%	10%
Alteração de escopo em relação ao projeto básico	10%	15%	19%	0	1	1	0%	3%	5%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.9 – Faixas de valores de probabilidade de ocorrência e impactos dos riscos do megaprojeto de refino.

RISCOS	PROBABILIDADE			IMPACTO PRAZO (MESES)			IMPACTO CUSTO (%CAPEX)		
	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx
Aumento excessivo do custo de materiais	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	10%	15%	20%
Falta de mão de obra qualificada	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%
Modularização de sistemas	1%	5%	9%	-2,00	-1,50	-1,00	-1%	-1%	0%
Uso de métodos construtivos mais eficientes	10%	15%	19%	-1,00	-0,50	0,00	0%	0%	0%
Atraso de fornecimento de materiais	10%	15%	19%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%
Prazo longo de Comissionamento	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	0%	3%	5%
Prazo estendido de obtenção de licenças ambientais	40%	50%	59%	1,00	2,00	3,00	0%	3%	5%
Pedido errado de materiais	1%	5%	9%	1,00	2,00	3,00	10%	15%	20%
Prazo de construção mais curto que o planejamento	1%	5%	9%	-3,00	-2,50	-2,00	-5%	-4%	-3%

RISCOS	PROBABILIDADE			IMPACTO PRAZO (MESES)			IMPACTO CUSTO (%CAPEX)		
	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx
Erro de projeto	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	10%	15%	20%
Erro na execução	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%
Atrasos no cronograma de execução em decorrência de chuvas	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%
Uso de novas tecnologias em projeto	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	0%	3%	5%
Alteração de escopo em projeto executivo	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%
Prazo estendido de fornecimento de materiais	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%
Alteração de escopo na construção	10%	15%	19%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%
Alteração de escopo em relação ao projeto básico	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%

Fonte: Elaboração própria.

A simulação se baseará na geração sucessiva de valores aleatórios que resultará em um cenário no qual os riscos listados ocorrerão ou não, e os impactos em prazo e custo variarão dentro da faixa esperada. Em outras palavras, baseado no princípio da aditividade entre riscos que ocorrem de forma independente, a simulação gerará uma série de cenários quantificando o impacto total esperado em percentual de custo de investimento e em meses de atraso ou adiantamento esperados do cronograma.

O método de Monte Carlo precisa que seja atribuída uma função de distribuição de probabilidade para cada variável analisada, sendo que o conjunto de valores aleatórios dessas variáveis configura um cenário. A geração desses cenários é realizada de forma iterativa utilizando a ferramenta RiskAMP, que é um suplemento comercial da Structured Data, LLC para MS Excel. Para as funções de distribuição de probabilidade foi adotado o modelo beta-PERT, que conforme recomendação do guia do usuário do suplemento (RISKAMP, 2016), é comumente utilizado para estimativas de custo e prazo em projetos. Essa função é uma sofisticação da distribuição triangular, de maneira que a diferença entre os extremos e o valor médio da distribuição não seja linear. A função de distribuição beta-PERT é descrita pela equação a seguir:

$$F_{\beta-PERT}(x) = \frac{x_{min} + \beta \cdot x_{mp} + x_{max}}{\beta + 2} \quad (5.2)$$

Em que:

x_{min} é o valor mínimo esperado para o parâmetro;

x_{mp} é o valor mais provável do parâmetro, que neste caso será arbitrado como a média;

x_{max} é o valor máximo esperado para o parâmetro;

β representa a altura relativa da distribuição, similar à curtose. Foi adotado para esta simulação o valor de 4, padrão do RiskAMP

O sistema foi modelado de forma a permitir a geração de cenários aleatórios de ocorrência dos riscos listados. Primeiramente, é calculado pela função de distribuição beta-PERT um valor aleatório de probabilidade do risco – $p(risco)$ – dentro dos limites definidos para esse risco. Em paralelo, é gerado um valor aleatório de teste de ocorrência do risco – $p(total)$ – entre 0% e 100%. Se o valor de teste de ocorrência for maior do que a probabilidade calculada, por definição, considera-se que não há ocorrência do risco e seu valor esperado (VE) de impacto em custo e prazo é zero. Caso o valor de teste de ocorrência seja menor do que a probabilidade calculada, considera-se que haverá ocorrência daquele risco e atribui-se um valor esperado aleatório de impacto de custo e prazo calculado também de forma aleatória por uma função de distribuição beta-PERT, considerando os limites estabelecidos para aquele risco.

Em cada cenário simulado, é seguido esse mesmo procedimento para todos os riscos listados, em que pode haver a ocorrência simultânea de nenhum ou todos os riscos. Considera-se também o princípio da aditividade dos impactos, em que são somados os valores esperados dos impactos que ocorrem simultaneamente em um determinado cenário, obtendo o impacto total.

A Figura 5.9 mostra um resumo da operacionalização das simulações para o modelo do sistema em análise para o fluxo de geração dos cenários da amostra. Esse fluxo é seguido de forma simultânea para todos os itens listados nas matrizes de risco. Cada iteração desse fluxo é um cenário da amostra total.

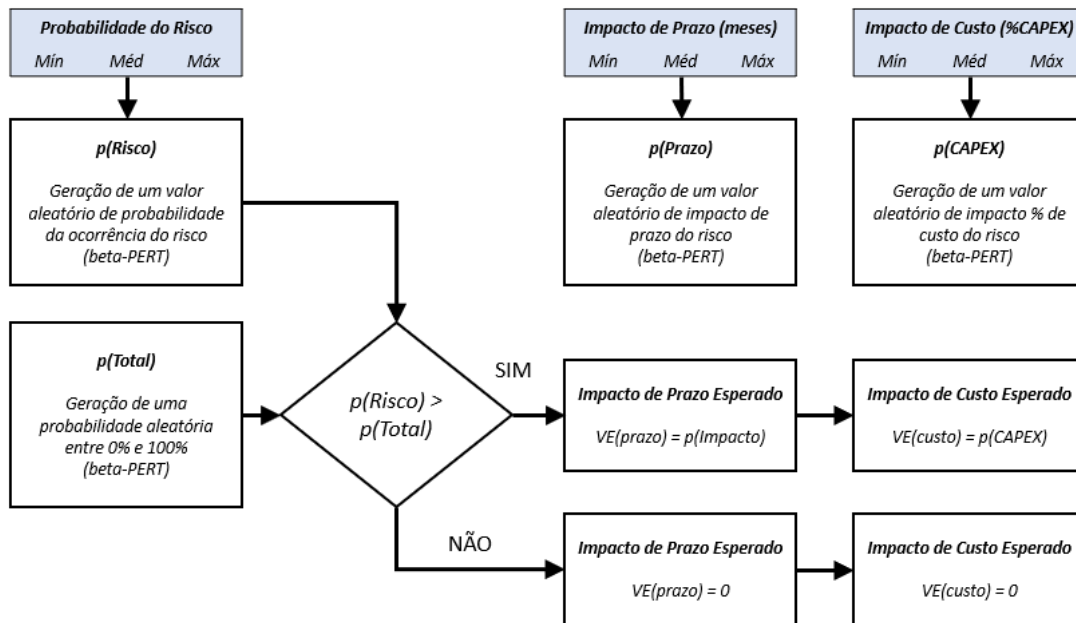


Figura 5.9 – Fluxo de geração de cenários aleatórios de valores esperados para impactos de prazo e custo percentual para cada risco avaliado pelo método de Monte Carlo.
 Fonte: Elaboração própria

Após algumas rodadas de simulações, optou-se por arbitrar em 10 mil iterações para a geração de cenários possíveis, tanto para custo percentual quanto para prazo, considerando um projeto de mini refinaria e um megaprojeto. Nessa quantidade de iterações foi observado que as estatísticas da amostra permaneciam praticamente inalteradas entre as simulações e o erro médio calculado era minimizado.

Os resultados apresentados a seguir indicam a variação de prazo esperada em relação ao prazo estimado original, uma vez que foi feita a análise quantitativa apenas dos riscos listados, sem considerar a variação das atividades previstas no cronograma. Essa abordagem é possível pelo princípio da aditividade, como se adotássemos como verdadeira a hipótese de que não há risco de as atividades previstas no cronograma serem executadas em prazo diferente do prazo que foi planejado.

Para o projeto da mini refinaria, os gráficos das Figura 5.10 e da Figura 5.11 mostram, respectivamente, o histograma da função de distribuição de probabilidades da variação do prazo e a frequência acumulada dessa distribuição.

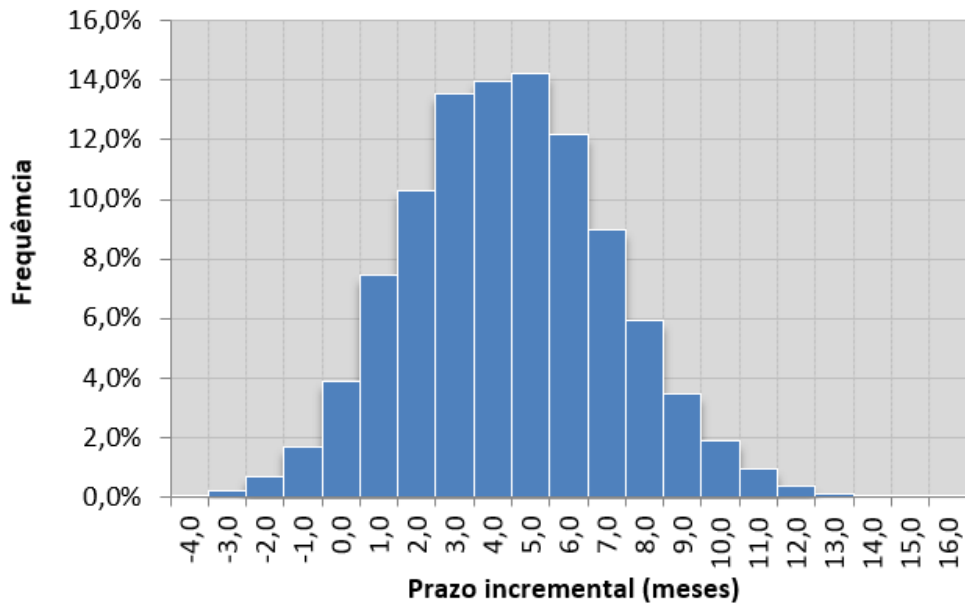


Figura 5.10 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do prazo incremental para a mini refinaria.
 Fonte: Elaboração própria.

O formato do histograma mostra uma concentração das frequências na parte central da distribuição, como era esperado pela utilização da função de distribuição beta-PERT. Essa distribuição é levemente assimétrica para a esquerda em relação ao centro e mostra que, mesmo que com mínima probabilidade, os eventos de riscos positivos podem ocorrer simultaneamente causando redução no prazo, mesmo que não haja uma ação para aproveitamento dessas oportunidades.

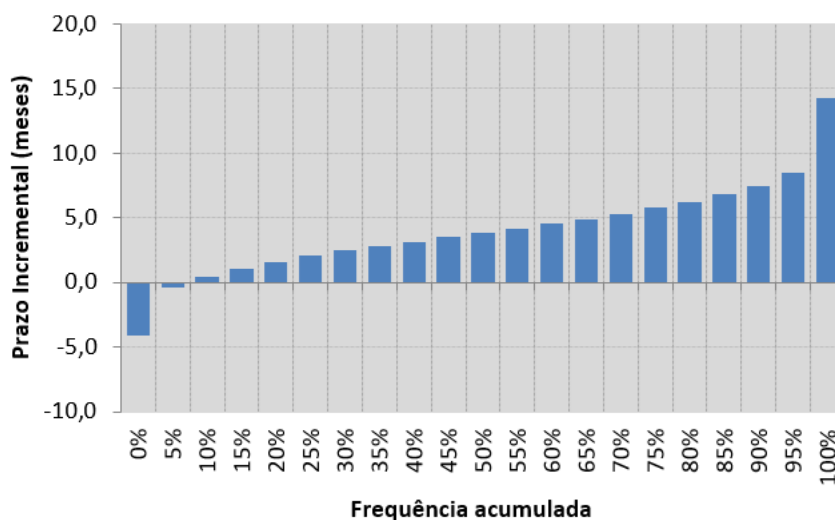


Figura 5.11 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do prazo incremental para a mini refinaria.
 Fonte: Elaboração própria.

Por sua vez, a curva de distribuição acumulada dá uma indicação de que, dados os riscos levantados e na hipótese de não serem tomadas ações para a mitigação dos riscos negativos, há mais de 90% de chances de haver algum atraso no cronograma e 65% de chances de esse atraso ser maior do que 5 meses. A chance de que o cronograma estimado seja mantido exatamente como programado é de apenas 6,57%.

Para o caso do megaprojeto hipotético de refino, os resultados da simulação para os riscos de prazo são apresentados na Figura 5.12 e na Figura 5.13.

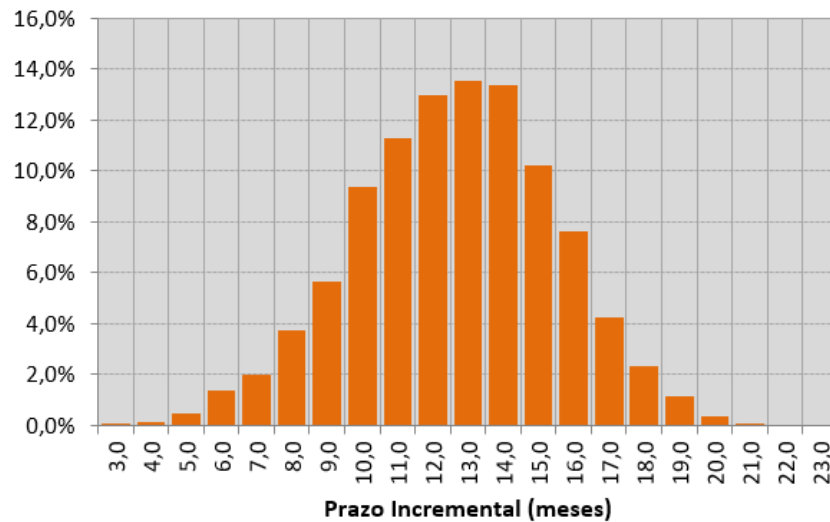


Figura 5.12 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do prazo incremental para um megaprojeto de refino.

Fonte: Elaboração própria.

Diferentemente do caso da mini refinaria, essa distribuição é levemente assimétrica para a direita em relação ao centro indicando que a média do prazo incremental tende a ser mais próxima dos valores mais altos. Mesmo que haja riscos considerados positivos, com potencial de redução de prazo, a sua probabilidade de ocorrência também é baixa e o histograma não mostra um cenário de possível ocorrência apenas desses riscos positivos. Em outras palavras, sem que haja um gerenciamento efetivo dos riscos levantados em relação à execução do megaprojeto, não há chance de que o cronograma originalmente planejado seja cumprido.

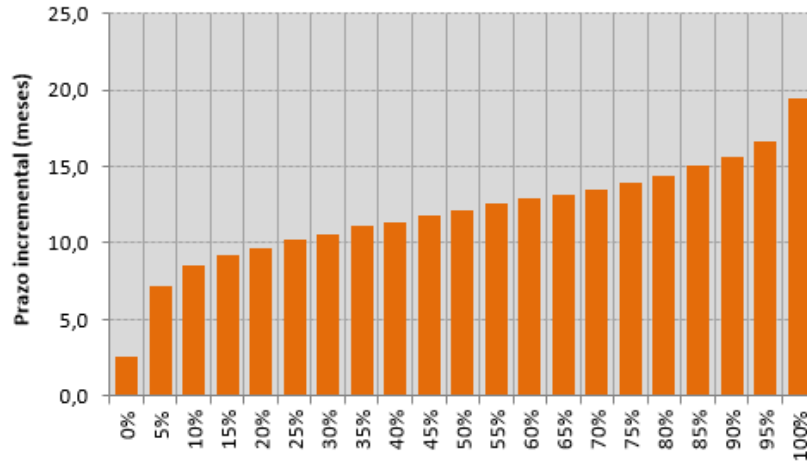


Figura 5.13 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do prazo incremental para o megaprojeto de refino.

Fonte: Elaboração própria.

Pela curva de distribuição acumulada é imediata a visualização de que, com mais de 75% de chances, o cronograma do megaprojeto hipotético sofrerá atraso de ao menos 10 meses em relação ao cronograma original.

A Tabela 5.10 compara os resultados obtidos das simulações de Monte Carlo para a análise quantitativa de riscos ao cronograma. Ressalto novamente que a lista dos riscos identificados para o caso da mini refinaria e do megaprojeto de refino foram exatamente os mesmos, com diferença apenas nas probabilidades e impactos atribuídos para cada caso.

Tabela 5.10 – Comparativo entre os resultados das simulações de Monte Carlo para risco incremental de prazo para mini refinaria e megaprojeto.

	MINI REFINARIA	MEGAPROJETO
Média (meses)	3,9	12,1
Iterações	10000	10000
Erro padrão	2,7%	2,8%
Mínimo (meses)	-4,1	2,1
Mediana (meses)	3,9	12,2
Máximo (meses)	14,3	22,1

	MINI REFINARIA	MEGAPROJETO
Desvio padrão (meses)	2,7	2,8
Assimetria	0,15	-0,14
Curtose	2,83	2,91

Fonte: Elaboração própria

Conforme citado por Merrow (2011), um dos critérios para classificar um megaprojeto industrial como malsucedido é que o prazo de execução realizado seja ao menos 25% maior do que o planejado.

Considerando o prazo estimado de 26,4 meses para a execução do projeto da mini refinaria, o prazo incremental médio de 3,9 meses seria equivalente a cerca de 15% o que não classificaria esse projeto como malsucedido. Segundo os dados utilizados para a construção da curva de distribuição acumulada mostrada na Figura 5.11, há 50% de chances de o cronograma atingir no máximo esse atraso e cerca de 85% de chances de que ele não ultrapasse o limite de 25% do prazo de execução.

O megaprojeto hipotético tem prazo estimado de 42,2 meses e o atraso médio esperado já caracterizaria insucesso na execução. Para que ele não fosse classificado como malsucedido, seu atraso máximo teria que ser de 10,5 meses. Conforme os dados da curva de distribuição acumulada da Figura 5.13, a chance de isso ocorrer é de apenas 28%, ou seja, são 72% de chance de ocorrer insucesso no megaprojeto. Esse número é próximo da estatística apresentada pela Ernst & Young (2014) sobre o percentual de projetos de refino que apresentaram atraso no cronograma, cerca de 79%.

Assim como foram apresentados os resultados da análise de risco de prazo, são apresentados os resultados da análise para os impactos em percentual relativo ao custo de investimento. Novamente não foram consideradas eventuais variações nos custos previstos inicialmente e os resultados obtidos indicam o percentual de sobrecusto provável em relação à estimativa planejada para a mini refinaria e para um megaprojeto. Essa é uma simplificação adotada para a análise de risco dado que, em função da pouca definição de projeto, não existe uma EAP com pacotes com planejamento de custo associado. A Figura 5.14 mostra o histograma de frequências de sobrecusto relativo ao investimento esperado para a mini refinaria.

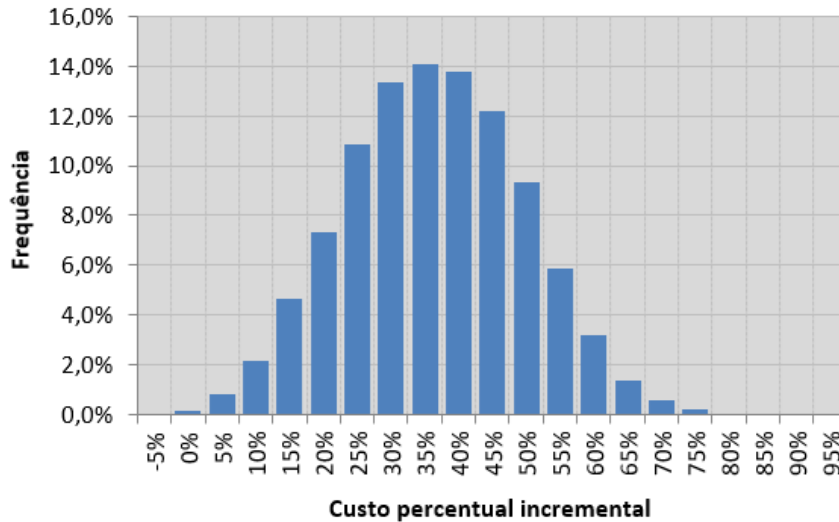


Figura 5.14 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do custo percentual incremental para a mini refinaria.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 5.15 apresenta a curva acumulada das frequências de custo percentual incremental, também para a mini refinaria.

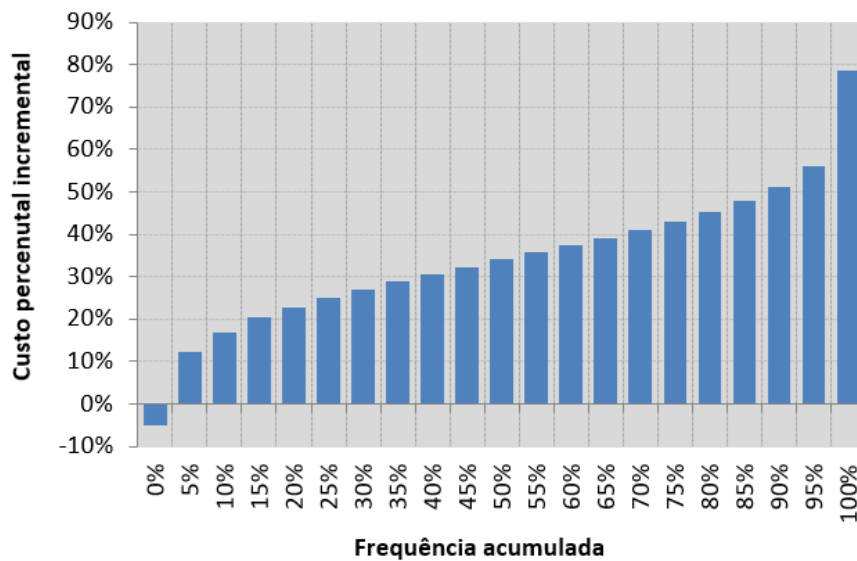


Figura 5.15 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do custo percentual incremental para a mini refinaria.

Fonte: Elaboração própria.

Evidentemente são esperados sobrecustos associados aos riscos identificados em caso de não haver gerenciamento desses riscos. Há uma chance pequena de que um ou mais riscos positivos ocorram de forma simultânea causando redução de custos em relação à estimativa do projeto, como pode ser observado pela curva de frequência acumulada da Figura 5.15. Entretanto, conforme os dados da simulação que geraram o

histograma da Figura 5.14, é esperado um sobrecusto médio de 34% para o projeto da mini refinaria.

Historicamente os megaprojetos de refino apresentam sobrecustos, conforme dados de Ernst & Young (EY, 2014) apresentados no item 3.3 deste trabalho. O histograma e a curva de frequência acumulada para um megaprojeto de refino, calculados com base na análise dos riscos levantados, corroboram esses dados, conforme pode ser visto na Figura 5.16 e na Figura 5.17.

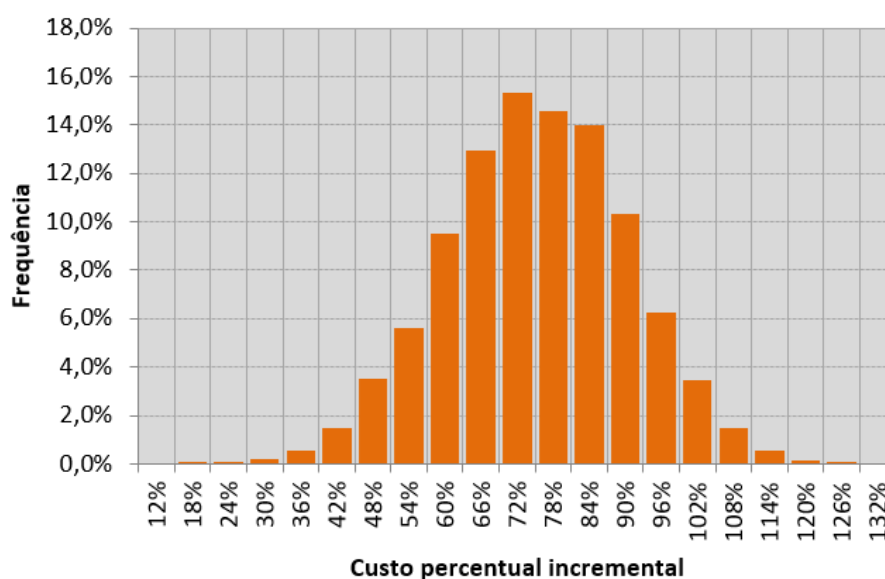


Figura 5.16 – Histograma da distribuição de frequências para a simulação do custo percentual incremental para o megaprojeto de refino.

Fonte: Elaboração própria.

De forma análoga ao esperado para o projeto da mini refinaria, sem que haja gerenciamento adequado dos riscos identificados para o megaprojeto, são esperados sobrecustos associados à ocorrência dos eventos de risco. Porém, conforme as simulações realizadas para o megaprojeto de refino, com base nos resultados da matriz de risco, a chance de ocorrência de um cenário em que o custo previsto inicialmente seja cumprido ou até reduzido é nula.

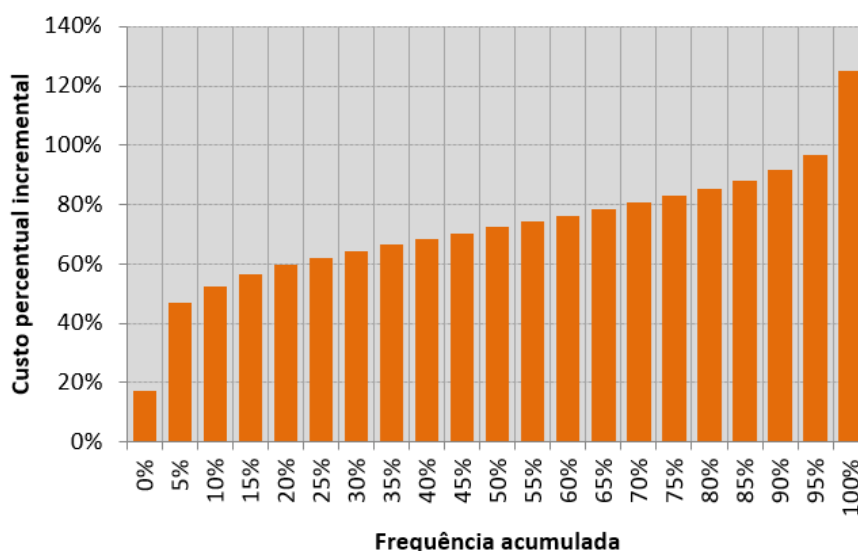


Figura 5.17 – Distribuição acumulada de frequências para a simulação do custo percentual incremental para o megaprojeto de refino.

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados trazidos tanto pelo histograma quanto pela curva de frequência acumulada apontam para sobrecustos elevados para o megaprojeto. Isso reforça a importância de se gerenciar adequadamente os riscos de um projeto dessa magnitude, cuja complexidade e quantidade de interfaces envolvidas ajudam a explicar o porquê de serem tão elevados os percentuais históricos de sobrecustos.

Como pode ser observado pela curva da Figura 5.17, a chance de ocorrência de sobrecustos acima de 60% em relação ao custo estimado de investimento é de mais de 80% segundo as simulações realizadas para esse caso. A Tabela 5.11 compara os resultados obtidos das simulações de Monte Carlo para a análise quantitativa de riscos de custo.

Tabela 5.11 – Comparativo entre os resultados das simulações de Monte Carlo para risco percentual de custo para mini refinaria e megaprojeto.

	MINI REFINARIA	MEGAPROJETO
Média de sobrecusto	34,0%	72,2%
Iterações	10000	10000
Erro padrão	0,1%	0,2%
Mínimo incremento (%)	-5,0%	17,2%
Mediana (%)	34,1%	72,3%

	MINI REFINARIA	MEGAPROJETO
Máximo incremento (%)	78,7%	125,2%
Desvio padrão (%)	13,1%	15,1%
Assimetria	0,03	-0,07
Curtose	2,76	2,85

Fonte: Elaboração própria

Voltando aos critérios de Merrow, o critério relacionado ao custo diz que são malsucedidos aqueles que tem sobrecustos maiores do que 25% em relação ao orçamento planejado. Isso significa que, dadas as médias de sobrecustos previstos, tanto a mini refinaria quanto o megaprojeto estariam classificados como malsucedidos. Entretanto, o megaprojeto teria em média um sobrecusto mais do que duas vezes maior do que a mini refinaria.

O valor obtido pela análise de risco para o megaprojeto é corroborado pelos valores apresentados pela Ernst & Young (2014), em que o sobrecusto médio dos projetos de refino analisados é de 69%. Quanto ao percentual dos megaprojetos de refino que apresentam sobrecustos, esse número é de 62%. Conforme dados da simulação, a chance de o megaprojeto ter sucesso, segundo os critérios de Merrow para custos, é de apenas 1,3%. Isso pode ser observado facilmente na curva de distribuição acumulada da Figura 5.17. De forma análoga, avaliando os dados usados para a curva de distribuição acumulada para a mini refinaria mostrados na Figura 5.15, há 25,5% de chances de o sobrecusto do projeto ser classificado como bem-sucedido

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme mencionado no início da presente dissertação, o objetivo geral proposto para esse trabalho era avaliar a viabilidade econômica da implantação de um projeto de mini refinaria no Brasil. Contudo, era preciso primeiramente colocar a definição do que seria o projeto de uma mini refinaria para o contexto do trabalho. Essa definição é apresentada no item 4.1 e é embasada em diversos conceitos encontrados na literatura em termos da sua capacidade e limitada inicialmente em termos de custo, de maneira que não ficasse enquadrada da definição de megaprojeto, conforme descrição no item 3.3.

Definidos os critérios para a classificação, foram estabelecidos primeiramente uma corrente de petróleo de qualidade equivalente ao produzido no Pré-Sal brasileiro e uma capacidade de referência para o projeto de mini refinaria. Foram definidas também duas configurações distintas, uma delas baseada na unidade de coqueamento retardado semelhante a algumas refinarias existentes no Brasil e a outra com acréscimo de uma unidade de hidrocraqueamento catalítico, inédita no país. Para ambas, foi feito um balanço de massa simplificado de forma a dimensionar as unidades principais (*onsite*), permitindo estimar o custo de cada uma delas individualmente. Ao custo das unidades principais foi acrescido o custo das unidades e sistemas auxiliares (*offsite*), de forma a encontrar o custo total de equipamentos e sistemas. Esse custo foi corrigido com fatores referentes a atualização monetária, regionalização e acrescido com os chamados custos do proprietário, resultando no investimento total a ser feito para a implantação de uma mini refinaria com início do projeto em 2018. O estabelecimento dessa estimativa de custo de investimento para a mini refinaria é também um dos objetivos específicos desse trabalho.

Considerando o custo total de investimento, foram definidas algumas premissas técnicas e econômicas para a elaboração de um cenário base para análise da viabilidade econômica do projeto, por meio de indicadores financeiros típicos amplamente utilizados para decisões a respeito de investimentos de capital. Em sendo viável o investimento no projeto da mini refinaria, o próximo passo seria avaliar quais os fatores que poderiam influir na competitividade desse projeto, analisando oportunidades a serem exploradas e desafios a serem suplantados para que uma mini refinaria pudesse ser de fato materializada e utilizada como alternativa real para aumento da oferta interna de combustíveis no Brasil de forma a atender a demanda futura. Para isso, foram realizadas

análises de sensibilidade que mostram quão intensamente são afetados os indicadores financeiros do projeto pela variação de fatores como o preço de venda dos combustíveis, o preço de compra do petróleo e o próprio custo de investimento, dentro da faixa de variação da Classe 5 da AACE, contemplando ainda a variação desses cenários em diversas capacidades de processamento da mini refinaria.

Outro objetivo específico do trabalho foi avaliar potenciais riscos e oportunidades que cujos impactos geram sobrecustos e atrasos em megaprojetos no setor de refino de petróleo, de maneira a identificar quais desses aspectos poderiam ser mitigados ou mesmo eliminados pela opção de se investir em um projeto de menor porte. Uma avaliação qualitativa de vários desses aspectos foi feita no item 5.3 utilizando uma adaptação da metodologia SWOT, de maneira a comparar pontos fortes, pontos fracos, oportunidades e ameaças de um projeto de mini refinaria em comparação a um megaprojeto.

Por fim, o último objetivo específico desse trabalho era quantificar potenciais riscos e oportunidades de um projeto de pequeno porte em comparação a megaprojetos. No item 5.4 é apresentada quantificação dos impactos de eventos de risco ao projeto da mini refinaria e a um megaprojeto genérico de refino, visando mensurar os potenciais riscos de atrasos no cronograma e sobrecustos. Com o uso de uma matriz de risco, que cruza a probabilidade de ocorrência de um determinado evento com os potenciais impactos em custo e prazo, foram avaliados primeiramente de forma qualitativa diversos possíveis eventos de risco na etapa de execução do projeto, que é a mais crítica em termos de dispêndio de capital.

A partir dos dados de referência apresentados na Tabela 5.7 fora, geradas uma tabelas de valores (Tabela 5.8 e Tabela 5.9) que atribuem faixas de valores possíveis de probabilidade e impacto para evento de risco. Essas faixas foram usadas como valores de composição de uma função de distribuição de probabilidades para geração de valores aleatórios para simulação de Monte Carlo. Essa simulação buscou quantificar os possíveis prazos incrementais relacionados aos riscos listados e os possíveis sobrecustos, com suas respectivas probabilidades de ocorrência.

Os resultados obtidos nesse trabalho apontam a viabilidade econômica do projeto de implantação de uma mini refinaria, considerando seu cenário base, considerando as simplificações e limitações dos métodos utilizados. Nesse cenário, todos os indicadores financeiros se mostram bastante atrativos, em especial para a configuração *Coker*, cuja

razão VPL/CAPEX indica uma geração líquida de capital de mais de 185% em relação ao investimento inicial, e que tem *payback* estimado em pouco mais de 6 anos. Há espaço mais do que suficiente no mercado interno para absorver a produção de uma ou até mais mini refinarias, considerando que a demanda interna por combustíveis é crescente e que mesmo com a entrada em operação do segundo trem da RNEST e do COMPERJ o parque de refino brasileiro não tem capacidade para suprir essa demanda já nos próximos cinco anos, conforme discutido no item 2.3.

As análises de sensibilidade mostram que, nas condições do cenário base, a mini refinaria é viável mesmo em capacidades de 20 kbpd. Entretanto, quando se mantém a projeção do preço do petróleo no cenário mais conservador e a projeção do preço de venda dos combustíveis no cenário de preços baixos, o resultado financeiro fica comprometido, para todas as capacidades calculadas. No cenário em que a projeção dos preços do petróleo é mais agressiva, novamente o resultado financeiro se mostra inviável em projeções conservadoras do preço de venda de combustíveis. Considerando que os preços dos derivados têm influência no preço do petróleo, é esperado que o cenário agressivo de preços de petróleo seja sucedido por preços de derivados também agressivos. Assim, espera-se que os resultados financeiros sejam positivos se essa tendência for seguida, o que deve ocorrer em função da política paridade com preços internacionais que vem sendo adotada recentemente pela Petrobras.

Na análise de sensibilidade com variação do CAPEX da mini refinaria é possível observar que, mesmo na faixa superior de variação aceita pela AACE na Classe 5, ambas as configurações propostas ainda apresentam bons indicadores financeiros, ainda que os resultados sejam menos atrativos nesse cenário. Essa análise, especificamente, fornece informações que indicam a robustez do projeto e sua viabilidade, mesmo em cenários menos favoráveis.

Quanto às análises de risco, as abordagens usadas nesse trabalho foram todas buscando vantagens e desvantagens associadas a um projeto de pequeno porte, como é o caso da mini refinaria, em comparação com um megaprojeto de refino. A adaptação da matriz SWOT foi uma ferramenta bastante útil nesse sentido, dando subsídios para discussões que foram apresentadas no item 5.3 e que concluíram que, de fato, a complexidade inerente ao porte do megaprojeto gera uma maior exposição a riscos e seus impactos em custo e prazo. Essa complexidade se desdobra em vários outros que

evidenciam a simplificação trazida pelo porte do projeto da mini refinaria, como os prazos mais curtos de execução, possibilidade de modularização de sistemas, menor quantidade de interfaces de projeto e mesmo a menor dificuldade em termos de recursos humanos disponíveis. As simulações de Monte Carlo realizadas com base nos resultados da matriz de risco novamente ressaltam a menor exposição a riscos da mini refinaria em relação ao megaprojeto. Os valores encontrados de prováveis atrasos e sobrecustos para um megaprojeto são bastante próximos às estatísticas de megaprojetos de refino citadas pelo relatório da Ernst & Young (EY, 2014) sobre megaprojetos no setor de óleo e gás, o que corrobora a validade do método utilizado. Para a mini refinaria, as simulações apontam para sobrecustos em valores que, segundo as análises de sensibilidade com variação do CAPEX, enquadram o projeto ainda como viável economicamente mesmo no pior caso, reiterando a robustez do projeto proposto.

Com a infraestrutura de produção e distribuição de combustíveis já próxima do limite de sua capacidade, serão necessários investimentos pesados na sua ampliação dada a expansão projetada da demanda. Esse é um desafio financeiro e institucional que o Brasil deverá enfrentar para que o seu crescimento econômico não seja arrefecido por incapacidade de fazer com que a energia chegue a seus consumidores. Esta dissertação apresenta a mini refinaria como opção real e viável de investimento para aumento da oferta interna de combustíveis, respaldada pelas diversas análises realizadas ao longo do trabalho.

Entretanto, alguns aspectos não foram considerados nas análises e podem ser considerados como desafios ao investimento nas mini refinarias, como os futuros cenários de mobilidade urbana com o advento de novos modelos de transporte individual e do desenvolvimento de tecnologias de veículos híbridos. Outro ponto a ser considerado é o transporte público de grande capacidade, mas que depende de incentivos e investimentos vultuosos para ampliação da oferta nas grandes cidades. Um fator que é determinante para as mini refinarias é a infraestrutura para transporte de óleo cru para ser refinado, que no Brasil está praticamente limitada ao litoral atualmente. Já os biocombustíveis de segunda geração podem concorrer de alguma forma com os derivados de petróleo, porém, dificilmente conseguirão atender toda a demanda incremental do mercado nacional, deixando ainda espaços que podem ser preenchidos por mini refinarias.

Como recomendações de trabalhos futuros, proponho alguns temas que complementarão o assunto tratado nessa dissertação. O primeiro deles é avaliar a viabilidade de mini refinarias de configurações mais simples do que as apresentadas aqui, semelhantes às *teapot* chinesas, de baixa complexidade. Propõe-se também que sejam repetidas as análises de risco realizadas nesse trabalho, porém de forma conjunta com uma pesquisa entre especialistas para avaliação de diferentes percepções quanto aos impactos dos riscos listados ou mesmo a inclusão de novos riscos à lista, com possíveis variações nos impactos de custo e prazo esperados.

Outros temas a serem estudados são a seleção de locais para implementação de mini refinarias em função de infraestrutura logística e quais os investimentos em infraestrutura necessários para a instalação de uma mini refinaria em um local definido. Por fim, proponho como tema de estudo a avaliação dos impactos da política de preços da Petrobras como possível incentivo a novos entrantes no refino.

7 REFERÊNCIAS

- AACE. **18R-97 - Cost Estimate Classification System - As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries.** [S.l.]. 2016.
- AGÊNCIA BRASIL. Após uma década, futuro do Comperj é incerto. **EBC - Agência Brasil**, 04 Outubro 2015. Disponível em: <<http://www.ebc.com.br/noticias/economia/2015/10/apos-uma-decada-futuro-do-comperj-e-incerto>>. Acesso em: 14 Outubro 2017.
- AGÊNCIA PETROBRAS. Petrobras reavalia Projeto Comperj. **Agência Petrobras - Sala de Imprensa**, 22 Julho 2016. Disponível em: <http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=978666>. Acesso em: 17 Outubro 2017.
- ANFAVEA. Estatísticas. **Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores**, 2017. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/estatisticas-2017.html>>. Acesso em: 22 Janeiro 2018.
- ANP. **Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Gasolina A e de Óleo Diesel no Brasil.** Rio de Janeiro. 2015.
- ANP. **Oportunidades na Produção e no Abastecimento de Combustíveis no Brasil.** Rio de Janeiro. 2017a.
- ANP. **Panorama do Abastecimento de Combustíveis:** 2017. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2017b.
- ANP. **Anuário Estatístico 2017.** Rio de Janeiro. 2017c.
- BARBOSA, P. T.; PINHEIRO, N. P. M.; SANTOS JR., W. L. **Metodologia FEL:** Sua importância na avaliação de riscos e redução de impactos em escopo, tempo e custo de projetos complexos de engenharia. XXXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Salvador (BA): [s.n.]. 2013. p. 17.
- BARSHOP, P. Best Practice Pays Off. **European Chemical News**, p. 16-17, 11 Janeiro 2004.

- BEALE, H. et al. **Cost-Effective Regulation by EPA and Small Business Impacts**. Microeconomic Applications, INC. Washington, D.C. 1993.
- BP. **BP Statistical Review fo World Energy**. [S.l.]. 2017.
- BRASIL. **Matriz de Riscos - Gestão de integridade, riscos e controles internos da gestão**. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. Brasília, p. 15. 2017.
- BRASIL ECONÔMICO. Refinaria pernambucana da Petrobras caminha para ser a mais cara do mundo. **Brasil Econômico - Indústria**, 19 Julho 2012. Disponível em: <<http://economia.ig.com.br/empresas/industria/2012-07-19/refinaria-pernambucana-da-petrobras-caminha-para-ser-a-mais-cara-do-mundo.html>>. Acesso em: 17 Agosto 2017.
- CANADIAN FUELS ASSOCIATION. **The Economics of Petroleum Refining: Understanding the business of processing crude oil into fuels and other value added products**. Ottawa, p. 17. 2013.
- CASTELO BRANCO, D. A.; GOMES, G. L.; SZKLO, A. S. Challenges and technological opportunities for the oil refining industry: A Brazilian refinery case. **Energy Policy**, n. 38, p. 3098-3105, 2010.
- CHAMBRIARD, M. **Cenário Atual do Abastecimento de Combustíveis Automotivos no Brasil**. 12º Fórum de Debates sobre Qualidade e Uso de Combustíveis. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2016. p. 26.
- CLEWS, R. J. **Project Finance for the International Petroleum Industry**. [S.l.]: Elsevier, 2016. 416 p.
- COELHO, J. M. F. **Modelagem para auxílio à seleção de alternativas de valorização de excedentes de petróleo no Brasil. (Tese de Doutorado)**. UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, p. 188. 2015.
- CRS. **Small Refineries and Oil Field Processors: Opportunities and Challenges**. [S.l.]. 2014.
- CUNHA, B. S. L. D. **Análise da influência do óleo diesel e da gasolina automotiva sobre a inflação nacional**. UFRJ-COPPE. Rio de Janeiro, p. 119. 2015.

- DAVIS REFINERY. Meridian backing up its claim to be the “Cleanest Refinery” on the planet, 06 Dezembro 2017. Disponível em: <<https://davisrefinery.com/meridian-backing-claim-cleanest-refinery-planet/>>. Acesso em: 10 Dezembro 2017.
- DAX OIL. Dax-Oil Refino, 2011. Disponível em: <<http://dax-oil.com/index.php>>. Acesso em: 02 Dezembro 2017.
- EIA. **Annual Energy Outlook**. U.S. Energy Information Administration. [S.l.]. 2017.
- ENERGY INSTITUTE. Refining, 2012. Disponível em: <https://www.energyinst.org/_uploads/documents/session-4-refining-notes-2012.pdf>. Acesso em: 01 Dezembro 2017.
- EPA. **THE CLEAN AIR ACT – Highlights of the 1990 Amendments**. U.S. Environmental Protection Agency. [S.l.]. 2015.
- EPE. **Caracterização do Cenário Macroeconômico 2016-2025**. Rio de Janeiro, p. 34. 2016a.
- EPE. **Demanda de Energia 2050 - Nota técnica DEA 13/15**. Rio de Janeiro. 2016b.
- EY. **Brasil sustentável: Perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás**. [S.l.]. 2011.
- EY. **Spotlight on Oil and Gas Megaprojects**. [S.l.]. 2014.
- FARAH, M. A. **Cálculos de Engenharia de Processamento de Petróleo**. Rio de Janeiro: Universidade Petrobras, 2017. Apostila.
- FERNANDES, C. A. B. D. A. **Gerenciamento de Riscos em Projetos: Como utilizar o Microsoft Excel para realizar a simulação Monte Carlo**. [S.l.]. 2005.
- FLYVBERG, B. What You Should Know About Megaprojects and Why: An Overview. **Project Management Journal**, Oxford, UK, v. 45, p. 6-19, 2014.
- FLYVBERG, B.; BRUZELIUS, N.; ROTHENGATTER, W. **Megaprojects and Risk: An Anatomy of Ambition**. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.
- GARY, J. H.; HANDWERK, G. E. **Petroleum Refining: Technology and Economics**. 4th. ed. New York: Marcel Dekker, Inc, 2001.

- HERRMANN, L.; DUNPHY, E.; COPUS, J. **Oil & Gas for Beginners: A guide to the oil & gas industry**. Deutsche Bank AG. London, UK, p. 460. 2010.
- HYDROCARBON PROCESSING. **2008 Refining Processes Handbook**. [S.l.]. 2008.
- HYDROCARBONS TECHNOLOGY. Dakota Prairie Refinery, Stark County, North Dakota, 2016. Disponível em: <<https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/dakota-prairie-refinery-stark-north-dakota/>>. Acesso em: 22 Outubro 2017.
- HYDROCARBONS TECHNOLOGY. Davis Refinery, North Dakota, 2017. Disponível em: <<https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/davis-refinery-north-dakota/>>. Acesso em: 10 Dezembro 2017.
- IEA. **World Energy Investment 2017 - Executive Summary**. França. 2017.
- IFP. **Petroleum Refining: Refinery Operation And Management**. Tradução de Robin Baker. Paris: Editions Technip/Institut Français du Pétrole, v. 5, 2001.
- IHS CERA. **Capital Costs Benchmarks for Refining**. IHS CERA Inc. Cambridge, p. 13. 2011.
- IHS ENERGY. **Downstream Capital Costs Service: First quarter 2017 market index update**. [S.l.]. 2017.
- IPA. **Cost Engineering Comittee - Schedule Metrics**. Independent Project Analysis. [S.l.]. 2016.
- ISTOÉ DINHEIRO. Os rolos de Manguinhos, 2017. Disponível em: <<https://www.istoedinheiro.com.br/os-rolos-de-manguinhos/>>. Acesso em: 02 Dezembro 2017.
- JOHNSTON, D. Refining Report Complexity Index Indicates Refinery Capability, Value. **Oil & Gas Journal**, 94, n. 12, 18 Março 1996.
- JOHNSTON, D. Worldwide Refinery Complexity Analysis. **Oil & Gas Journal Online Research Center / PennEnergy Research**, 2012.
- KAISER, M. J. A review of refinery complexity applications. **CrossMark**, v. 14, p. 167-194, 2017.

- KAISER, M. J.; GARY, J. H. Study updates refinery investment cost curves. **Oil & Gas Journal**, v. 105, n. 16, p. 13, 2007.
- KARDES, I. et al. Managing Global Megaprojects: Complexity and Risk Management. **International Business Review**, 17 Janeiro 2013. 905-917.
- KERZNER, H. **Gestão de Projetos: As melhores práticas**. São Paulo: John Wiley & Sons, 2006.
- LIMA. **Reavaliação Ambiental Estratégica da área de abrangência da Baía de Guanabara e região do entorno do COMPERJ**. Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2016.
- LOCATELLI, G. **Cost-time project performance in megaprojects in general and nuclear in particular**. [S.l.]. 2015.
- MANGUINHOS. Refinaria de Manguinhos, 2017. Disponível em: <<http://www.refinariademanguinhos.com>>. Acesso em: 02 Dezembro 2017.
- MATIAS JR., R. **Análise Quantitativa de Risco Baseada no Método de Monte Carlo: Abordagem PMBOK. (Monografia)**. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, MG. 2014.
- MERROW, E. W. **Industrial Megaprojects: Concepts, strategies and practices for success**. Hoboken, NJ: Wiley, 2011.
- MONTES, E. EAP - Estrutura Analítica do Projeto. **Escritório de Projetos**, 18 Maio 2017a. Disponível em: <<https://escritoriodeprojetos.com.br/eap>>. Acesso em: 02 Janeiro 2018.
- MONTES, E. Riscos, 2017b. Disponível em: <<https://escritoriodeprojetos.com.br/fundamentos-de-riscos>>. Acesso em: 06 Janeiro 2018.
- NJDOT. **Risk Management Guideline**. New Jersey Department of Transportation. New Jersey. 2017.

- NÓBREGA, N. C. M. **Um estudo teórico da avaliação de riscos em projetos de investimento em organizações. (Monografia)**. Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, MG. 2007.
- OHARA, A. P. **Possíveis destinos para o excedente de petróleo brasileiro: um estudo sobre o mercado chinês. (Dissertação de Mestrado)**. UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, p. 132. 2014.
- OIL AND GAS JOURNAL. **Worldwide Refining Survey**. [S.l.]. 2012.
- OLIVEIRA, P. V. D. S. C. D. **Impacto da política de preços da gasolina, diesel e GLP na indústria do petróleo: Opções de política**. UFRJ. Rio de Janeiro, p. 110. 2015.
- PETRO & QUÍMICA. O petróleo deverá dominar a matriz energética mundial por (pelo menos) mais duas décadas. **Revista Petro & Química Ed. 346**, 2014.
- PETROBRAS. Diretoria Aprova Refinaria no Nordeste com PDVSA. **Petróleo Brasileiro S/A - Relacionamento com Investidores**, 29 Setembro 2005. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/diretoria-aprova-refinaria-no-nordeste-com-pdvsa>>. Acesso em: 17 Agosto 2017.
- PETROBRAS. Petrobras anuncia localização do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro. **Investidor Petrobras - Comunicados e Fatos Relevantes**, 28 Março 2006. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-anuncia-localizacao-do-complexo-petroquimico-do-rio-de-janeiro-0>>. Acesso em: 17 Outubro 2017.
- PETROBRAS. Petrobras e PDVSA assinam contrato de associação na Refinaria Abreu e Lima. **Petroleo Brasileiro S/A - Relação com Investidores**, 26 Março 2008. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-e-pdvsa-assinam-contrato-de-associacao-na-refinaria-abreu-e-lima>>. Acesso em: 17 Agosto 2017.
- PETROBRAS. Esclarecimento sobre Notícias: Refinaria Abreu Lima. **Petróleo Brasileiro S/A - Relação com Investidores**, 13 Setembro 2011. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos->

- relevantes/esclarecimento-sobre-noticias-refinaria-abreu-lima>. Acesso em: 17 Agosto 2017.
- PETROBRAS. Fato Relevante - Incorporação da RNEST. **Petróleo Brasileiro**, 25 Outubro 2013. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-incorporacao-da-rnest>>. Acesso em: 17 Agosto 2017.
- PETROBRAS. **Processos de Refino (Apresentação)**. Rio de Janeiro. 2014.
- PETROBRAS. Adotamos nova política de preços de diesel e gasolina. **Petrobras - Fatos e Dados**, 14 Outubro 2016a. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>>. Acesso em: 17 Outubro 2017.
- PETROBRAS. **Relatório da Administração 2016**. Rio de Janeiro. 2016b.
- PETROBRAS. Refinarias, 2017a. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/>>. Acesso em: 01 Novembro 2017.
- PETROBRAS. Revisão da política de preços de diesel e gasolina, 30 Junho 2017b. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/revisao-da-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>>. Acesso em: 17 Outubro 2017.
- PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2006.
- PMI. **Um Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projetos (Guia PMBOK®)**. 5ª. ed. Pennsylvania: Project Management Institute, 2013.
- PRADO, D. **Gerenciamento de Portfólios, Programas e Projetos nas Organizações**. 3ª. ed. Nova Lima: Editora INDG, 2004.
- PROJECT BUILDER. O que é PMBOK. **Project Builder**, 21 Dezembro 2017. Disponível em: <<https://www.projectbuilder.com.br/blog/o-que-e-pmbok/>>.
- PURVIN & GERTZ. **Understanding Refinery Profitability**. [S.l.]. 2010.

- RABECHINI JR., R.; CARVALHO, M. M. D. **Gerenciamento de Projetos na Prática**. São Paulo: Atlas, 2010.
- RISKAMP. **RiskAMP Reference Manual/User Guide**. Version 4. ed. [S.l.]: Structured Data, LLC, 2016. Disponível em: <www.riskamp.com>.
- ROCHA, A. A. D. **Aplicação da metodologia Front-End-Loading no ciclo de vida de grandes empreendimentos**. Universidade Veiga de Almeida. Rio de Janeiro, p. 55. 2014.
- RODRIGUES, N.; LOSEKAN, L. **Diesel Oil Demand in Brazil: Determinants and 2023 Forecast**. Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2016.
- RPR. Refinaria de Petróleo Riograndense, 2017. Disponível em: <<http://www.refinariariograndense.com.br/site/>>. Acesso em: 02 Dezembro 2017.
- SINDICOM. **Anuário 2016 - Combustíveis, Lubrificantes e Lojas de Conveniência**. [S.l.]. 2016.
- TCU. **TC 002.922/2015-0 - Refinaria Abreu e Lima (RNEST)**. Tribunal de Contas da União. Brasília, p. 31. 2015.
- TOWLER, G. P.; SINNOTT, R. **Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design**. 2nd. ed. Waltham: Elsevier, 2013.
- TREASY. **Indicadores Financeiros para Análise de Investimentos**. [S.l.], p. 15. 2017.
- U.S. DOE. **Small Refinery Exemption Study: An Investigation into disproportionate economic hardship**. U.S. Department of Energy. [S.l.]. 2011.
- WEIJDE, G. V. D. **Front-End Loading in the Oil and Gas Industry: Towards a Fit Front-End Development Phase**. Delft University of Technology. [S.l.]. 2008.
- ZELAYA, L. G. et al. **Logística do Petróleo: A Estratégia da Distribuição Geográfica das Refinarias no Brasil**. [S.l.]: XI Congresso Nacional de Excelência em Gestão, 2015. 28 p.

ANEXOS

A. Tabelas dos fluxos de caixa para o cenário base

REFINARIA COK	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CAPEX (MM US\$)	-244,9	-571,4	-653,1	-163,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Margem Bruta (MM US\$)	0,0	0,0	0,0	221,6	630,0	642,2	647,8	649,9	651,1	653,6	654,9	669,3	671,0	675,3	674,9	682,8	684,6	696,9	704,5	713,8	717,7	734,0	748,6
OPEX - Custos fixos (MM US\$)	0,0	0,0	0,0	-60,2	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4
OPEX - Custos variáveis (MM US\$)	0,0	0,0	0,0	-69,4	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1
Fluxo de Caixa Líquido (MM US\$)	-244,9	-571,4	-653,1	-71,3	324,5	336,7	342,3	344,4	345,6	348,1	349,4	363,7	365,4	369,8	369,4	377,3	379,1	391,4	399,0	408,3	412,2	428,5	443,1

REFINARIA HCC	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CAPEX (MM US\$)	-356,5	-831,9	-950,7	-237,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Margem Bruta (MM US\$)	0,0	0,0	0,0	294,2	819,4	843,2	860,4	884,4	899,9	921,5	936,3	965,6	986,9	1.006,3	1.024,3	1.041,3	1.057,8	1.081,3	1.104,5	1.122,0	1.135,6	1.163,6	1.187,0
OPEX - Custos fixos (MM US\$)	0,0	0,0	0,0	-60,2	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4	-120,4
OPEX - Custos variáveis (MM US\$)	0,0	0,0	0,0	-69,4	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1	-185,1
Fluxo de Caixa Líquido (MM US\$)	-356,5	-831,9	-950,7	-73,1	513,9	537,7	554,9	578,9	594,4	616,0	630,8	660,1	681,4	700,8	718,8	735,8	752,3	775,8	799,0	816,5	830,1	858,0	881,5

B. Tabelas de resultados das análises de sensibilidade

Este anexo traz as tabelas com os resultados completos das análises de sensibilidade que originaram os gráficos mostrados nas figuras do Capítulo 5, incluindo todos os indicadores financeiros calculados para cada cenário analisado. Para facilitar o entendimento dos cenários avaliados, o quadro abaixo apresenta a codificação utilizada para identifica-los nesse anexo.

Configuração	Cenários Preço Combustíveis		Cenários Projeção Petróleo IHS	
COK	Referência	R	Vertigo	V
HCC	Low Oil Price	L	Autonomy (base)	A

Por exemplo, o Cenário COK-L-V, indica a análise de sensibilidade para várias capacidades da configuração COK, com a projeção de preços de combustíveis conforme o cenário de preços baixos de petróleo (L) com a projeção de preços do petróleo no cenário Vertigo (V).

Tabela B-1 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário COK-R-A (base)

Referência	CAPEX COK	VPL COK	TIR COK	VPL/CAP COK
20	1.207.961.945	2.432.692.993	24,2%	201,4%
25	1.361.868.662	3.163.774.787	26,1%	232,3%
30	1.502.385.111	3.905.970.414	27,7%	260,0%
35	1.632.687.112	4.656.643.964	29,1%	285,2%
40	1.754.855.627	5.414.068.254	30,4%	308,5%
45	1.870.343.226	6.177.037.660	31,6%	330,3%
50	1.980.212.143	6.944.670.535	32,6%	350,7%

Tabela B-2 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário COK-L-A

Low Oil	CAPEX COK	VPL COK	TIR COK	VPL/CAP COK
20	1.207.961.945	-775.634.508	0,2%	-64,2%
25	1.361.868.662	-846.634.590	0,7%	-62,2%
30	1.502.385.111	-906.520.838	1,2%	-60,3%
35	1.632.687.112	-957.929.163	1,6%	-58,7%
40	1.754.855.627	-1.002.586.748	1,9%	-57,1%
45	1.870.343.226	-1.041.699.217	2,2%	-55,7%
50	1.980.212.143	-1.076.148.218	2,4%	-54,3%

Tabela B-3 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário COK-R-V

Referência	CAPEX COK	VPL COK	TIR COK	VPL/CAP COK
20	1.207.961.945	532.664.230	11,3%	44,1%
25	1.361.868.662	788.738.833	12,2%	57,9%
30	1.502.385.111	1.055.927.269	12,9%	70,3%
35	1.632.687.112	1.331.593.629	13,5%	81,6%
40	1.754.855.627	1.614.010.728	14,0%	92,0%
45	1.870.343.226	1.901.972.943	14,4%	101,7%
50	1.980.212.143	2.194.598.627	14,9%	110,8%

Tabela B-4 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário COK-L-V

Low Oil	CAPEX COK	VPL COK	TIR COK	VPL/CAP COK
20	1.207.961.945	-2.675.663.271	-	-221,5%
25	1.361.868.662	-3.221.670.544	-	-236,6%
30	1.502.385.111	-3.756.563.983	-	-250,0%
35	1.632.687.112	-4.282.979.498	-	-262,3%
40	1.754.855.627	-4.802.644.275	-	-273,7%
45	1.870.343.226	-5.316.763.935	-	-284,3%
50	1.980.212.143	-5.826.220.126	-	-294,2%

Tabela B-5 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário HCC-R-A (base)

Referência	CAPEX HCC	VPL HCC	TIR HCC	VPL/CAP HCC
20	1.698.955.357	3.227.615.228	23,6%	190,0%
25	1.941.658.757	4.185.607.241	25,2%	215,6%
30	2.166.202.238	5.158.671.865	26,5%	238,1%
35	2.376.746.761	6.143.355.533	27,7%	258,5%
40	2.576.044.648	7.137.373.833	28,7%	277,1%
45	2.766.032.653	8.139.119.273	29,7%	294,3%
50	2.948.137.116	9.147.408.001	30,6%	310,3%

Tabela B-6 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário HCC-L-A

Low Oil	CAPEX HCC	VPL HCC	TIR HCC	VPL/CAP HCC
20	1.698.955.357	-1.046.478.596	0,2%	-61,6%
25	1.941.658.757	-1.157.010.039	0,7%	-59,6%
30	2.166.202.238	-1.252.468.871	1,1%	-57,8%
35	2.376.746.761	-1.336.308.660	1,4%	-56,2%
40	2.576.044.648	-1.410.813.816	1,7%	-54,8%
45	2.766.032.653	-1.477.591.832	2,0%	-53,4%
50	2.948.137.116	-1.537.826.561	2,2%	-52,2%

Tabela B-7 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário HCC-R-V

Referência	CAPEX HCC	VPL HCC	TIR HCC	VPL/CAP HCC
20	1.698.955.357	1.327.586.465	14,2%	78,1%
25	1.941.658.757	1.810.571.287	15,1%	93,2%
30	2.166.202.238	2.308.628.721	15,9%	106,6%
35	2.376.746.761	2.818.305.197	16,5%	118,6%
40	2.576.044.648	3.337.316.307	17,1%	129,6%
45	2.766.032.653	3.864.054.556	17,7%	139,7%
50	2.948.137.116	4.397.336.093	18,1%	149,2%

Tabela B-8 – Resultados da análise de sensibilidade para o cenário HCC-L-V

Low Oil	CAPEX HCC	VPL HCC	TIR HCC	VPL/CAP HCC
20	1.698.955.357	-2.946.507.359	-	-173,4%
25	1.941.658.757	-3.532.045.993	-	-181,9%
30	2.166.202.238	-4.102.512.016	-	-189,4%
35	2.376.746.761	-4.661.358.996	-	-196,1%
40	2.576.044.648	-5.210.871.342	-	-202,3%
45	2.766.032.653	-5.752.656.549	-	-208,0%
50	2.948.137.116	-6.287.898.469	-	-213,3%

C. Tabelas de preços projetados de combustíveis e petróleo

Tabela C-1 – Preços projetados de derivados no cenário Referência (EIA, 2017).

REFERÊNCIA	GLP	Gasolina	Querosene	Diesel	Coque
Ano	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/t
2018	61,44	99,01	81,80	122,35	372,32
2019	62,79	110,64	90,52	132,40	419,94
2020	63,92	118,63	96,37	139,50	448,35
2021	65,33	126,66	101,50	145,68	475,77
2022	68,36	134,79	106,30	152,79	500,62
2023	70,85	139,21	110,95	158,27	523,98
2024	72,63	143,26	115,38	163,40	544,64
2025	74,01	148,55	121,29	170,97	573,13
2026	75,82	153,63	126,78	177,29	601,27
2027	78,38	157,60	132,19	183,33	622,82
2028	80,36	160,61	135,45	187,93	639,93
2029	82,22	165,48	140,59	194,23	666,34
2030	84,74	171,49	147,25	202,12	699,36
2031	88,49	177,57	153,86	209,51	732,24
2032	91,81	183,87	161,03	217,48	767,67
2033	93,93	187,27	164,20	221,89	782,88
2034	96,84	192,80	170,23	228,72	813,12
2035	99,14	197,49	174,89	234,45	836,58
2036	102,66	205,13	182,75	243,22	876,97
2037	105,32	209,34	186,97	248,10	898,50
2038	108,87	214,22	192,41	253,73	923,17
2039	113,24	221,20	199,47	261,54	956,14
2040	116,31	227,14	205,45	267,94	985,93

Tabela C-2 – Preços projetados de derivados no cenário Low Oil Price (EIA, 2017).

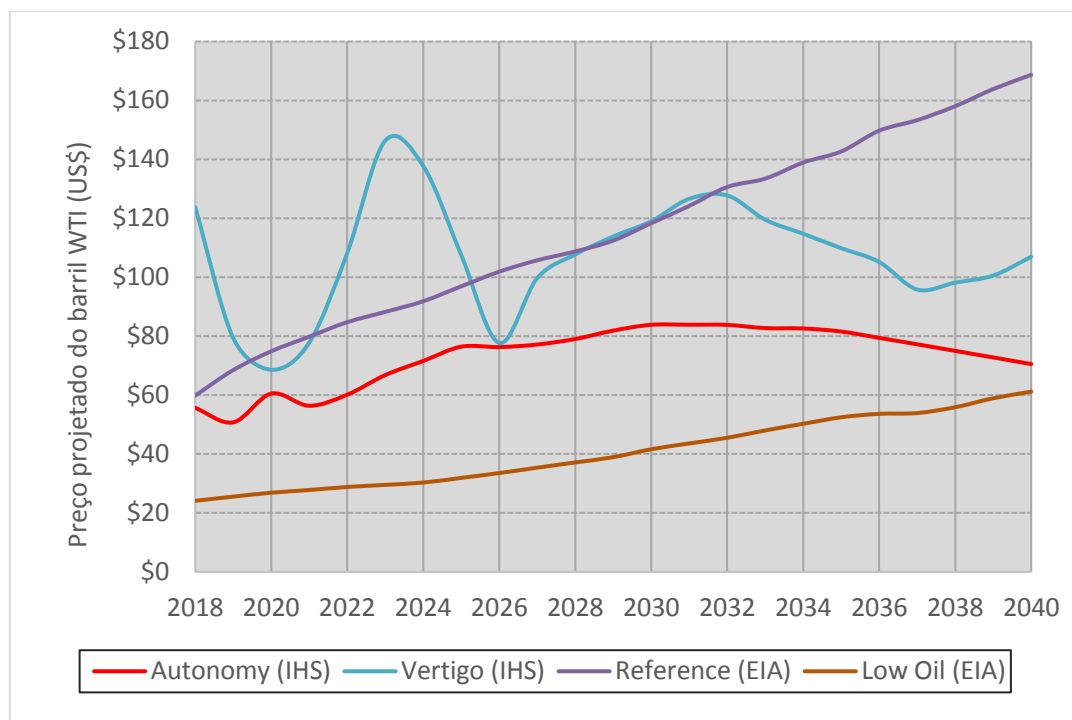
LOW OIL	GLP	Gasolina	Querosene	Diesel	Coque
Ano	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/t
2018	51,08	70,48	40,99	81,71	147,44
2019	50,45	75,23	41,80	83,59	143,19
2020	5,08	78,77	42,24	85,10	150,47
2021	51,72	82,64	42,48	86,14	150,77
2022	53,79	87,06	43,12	87,86	153,09
2023	55,57	88,12	44,23	89,63	158,38
2024	56,09	89,46	45,77	91,74	169,65
2025	56,78	92,46	48,52	95,25	182,41
2026	57,83	95,07	50,99	98,38	197,73
2027	59,64	97,51	53,71	101,75	217,54
2028	60,76	100,27	56,58	105,26	234,09

LOW OIL	GLP	Gasolina	Querosene	Diesel	Coque
Ano	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/t
2029	61,70	102,74	58,65	107,94	231,68
2030	62,98	106,02	62,04	112,03	249,71
2031	65,24	108,07	63,75	114,39	236,62
2032	66,89	111,03	66,74	118,15	250,57
2033	68,28	113,83	69,61	121,55	257,77
2034	70,12	117,15	73,31	125,75	281,58
2035	71,85	119,73	75,76	128,96	292,26
2036	73,35	122,30	77,63	131,56	303,58
2037	75,29	124,53	79,09	133,90	324,95
2038	77,35	128,38	81,65	137,58	342,31
2039	79,61	132,72	85,37	142,31	368,75
2040	81,39	136,21	88,24	145,99	384,13

Tabela C-3 – Preços projetados de petróleo nos cenários do Annual Energy Outlook (EIA, 2017) e IHS (IHS ENERGY, 2017).

Autonomy (IHS)	Vertigo (IHS)	Reference (EIA)	Low Oil (EIA)
55,656	123,813	59,827	24,107
50,740	79,371	68,476	25,526
60,510	68,591	74,858	26,858
56,372	77,808	79,824	27,765
60,127	108,168	84,734	28,811
66,786	146,321	88,223	29,517
71,579	137,761	91,841	30,303
76,423	107,561	96,899	31,886
76,287	77,686	101,877	33,532
77,156	99,676	105,747	35,357
79,029	107,731	108,741	37,141
81,883	113,815	112,435	38,921
83,844	118,992	118,333	41,602
83,874	126,614	124,197	43,588
83,816	127,746	130,630	45,496
82,741	119,510	133,465	47,998
82,605	114,759	138,936	50,253
81,564	109,843	142,679	52,458
79,417	105,159	149,757	53,629
77,227	95,811	153,311	53,887
74,999	98,168	158,045	55,878
72,768	100,567	163,859	58,914
70,529	106,938	168,685	61,159

Figura C-1 – Gráfico comparativo entre os cenários de preços de petróleo (EIA, 2017; IHS ENERGY, 2017)



D. Tabelas de entrada para as simulações de Monte Carlo

Este anexo apresenta as tabelas com os domínios das variáveis de entrada utilizados para as simulações de Monte Carlo, baseadas na análise de quantitativa de risco com uso da matriz de risco. Os valores do domínio de cada variável foram definidos em função da análise dos riscos listados e da atribuição *ad hoc* de probabilidades e impactos qualitativos, que foram convertidos em quantitativos pelos valores de referência da Tabela 5.7.

As últimas colunas das tabelas representam um cenário aleatório calculado pelo modelo usado pela simulação, conforme sequência mostrada na Figura 5.9 – Fluxo de geração de cenários aleatórios de valores esperados para impactos de prazo e custo percentual para cada risco avaliado pelo método de Monte Carlo.

Tabela D-1 – Dados de entrada para as simulações de Monte Carlo para a mini refinaria.

Riscos Mini Refinaria	Probabilidade			Impacto de Prazo (meses)			Impacto de Custo (%CAPEX)			Cenário Aleatório				
	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Prob RND	Teste PROB	OK?	Prazo RND	CAPEX RND
Aumento excessivo do custo de materiais	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	10%	15%	20%	13,9%	8,3%	1,0	0,454	14,8%
Falta de mão de obra qualificada	10%	15%	19%	1,00	2,00	3,00	0%	3%	5%	14,3%	2,3%	1,0	2,255	1,6%
Modularização de sistemas	10%	15%	19%	-2,00	-1,50	-1,00	-1%	-1%	0%	14,2%	23,1%	0,0	0,000	0,0%
Uso de métodos construtivos mais eficientes	20%	30%	39%	-2,00	-1,50	-1,00	-3%	-2%	-1%	32,0%	15,5%	1,0	-1,244	-2,0%
Atraso de fornecimento de materiais	10%	15%	19%	1,00	2,00	3,00	0%	3%	5%	14,7%	3,9%	1,0	2,138	2,5%
Prazo longo de Comissionamento	1%	5%	9%	0,00	0,50	1,00	0%	3%	5%	4,3%	14,7%	0,0	0,000	0,0%
Prazo estendido de obtenção de licenças ambientais	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%	14,6%	18,0%	0,0	0,000	0,0%
Pedido errado de materiais	1%	5%	9%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	7,5%	22,6%	0,0	0,000	0,0%
Prazo de construção mais curto que o planejamento	1%	5%	9%	-2,00	-1,50	-1,00	-3%	-2%	-1%	7,0%	26,0%	0,0	0,000	0,0%
Erro de projeto	1%	5%	9%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	7,0%	4,4%	1,0	2,669	6,5%
Erro na execução	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%	14,7%	37,9%	0,0	0,000	0,0%
Atrasos no cronograma de execução em decorrência de chuvas	10%	15%	19%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	11,2%	23,9%	0,0	0,000	0,0%
Uso de novas tecnologias em projeto	20%	30%	39%	0,00	0,00	0,00	-3%	-2%	-1%	33,0%	10,3%	1,0	0,000	-2,1%
Alteração de escopo em projeto executivo	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%	17,4%	6,4%	1,0	0,578	6,5%
Prazo estendido de fornecimento de materiais	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%	13,9%	1,6%	1,0	0,378	8,5%
Alteração de escopo na construção	1%	5%	9%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	2,9%	51,7%	0,0	0,000	0,0%
Alteração de escopo em relação ao projeto básico	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	0%	3%	5%	15,4%	24,6%	0,0	0,000	0,0%
Total				0,00	11,00	22,00	40%	79%	117%	-			7,227	36,3%

Tabela D-2 – Dados de entrada para as simulações de Monte Carlo para o megaprojeto.

Riscos Megaprojeto	Probabilidade			Impacto de Prazo (meses)			Impacto de Custo (%CAPEX)			Cenário Aleatório				
	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Mín	Méd	Máx	Prob RND	Teste PROB	OK?	Prazo RND	CAPEX RND
Aumento excessivo do custo de materiais	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	10%	15%	20%	25,7%	1,3%	1,0	0,162	14,4%
Falta de mão de obra qualificada	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	29,2%	2,1%	1,0	1,454	6,9%
Modularização de sistemas	1%	5%	9%	-2,00	-1,50	-1,00	-1%	-1%	0%	6,5%	10,9%	0,0	0,000	0,0%
Uso de métodos construtivos mais eficientes	10%	15%	19%	-1,00	-0,50	0,00	0%	0%	0%	13,5%	37,3%	0,0	0,000	0,0%
Atraso de fornecimento de materiais	10%	15%	19%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	13,8%	14,1%	0,0	0,000	0,0%
Prazo longo de Comissionamento	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	0%	3%	5%	30,4%	19,8%	1,0	2,878	1,3%
Prazo estendido de obtenção de licenças ambientais	40%	50%	59%	1,00	2,00	3,00	0%	3%	5%	54,8%	4,7%	1,0	2,152	4,1%
Pedido errado de materiais	1%	5%	9%	1,00	2,00	3,00	10%	15%	20%	5,5%	43,4%	0,0	0,000	0,0%
Prazo de construção mais curto que o planejamento	1%	5%	9%	-3,00	-2,50	-2,00	-5%	-4%	-3%	4,3%	5,2%	0,0	0,000	0,0%
Erro de projeto	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	10%	15%	20%	14,2%	40,8%	0,0	0,000	0,0%
Erro na execução	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%	28,3%	44,6%	0,0	0,000	0,0%
Atrasos no cronograma de execução em decorrência de chuvas	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	29,9%	28,9%	1,0	1,642	8,7%
Uso de novas tecnologias em projeto	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	0%	3%	5%	24,0%	12,6%	1,0	0,183	4,1%
Alteração de escopo em projeto executivo	10%	15%	19%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%	12,7%	11,7%	1,0	0,470	7,5%
Prazo estendido de fornecimento de materiais	20%	30%	39%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	29,2%	34,0%	0,0	0,000	0,0%
Alteração de escopo na construção	10%	15%	19%	1,00	2,00	3,00	5%	8%	10%	14,0%	4,6%	1,0	2,207	7,7%
Alteração de escopo em relação ao projeto básico	20%	30%	39%	0,00	0,50	1,00	5%	8%	10%	29,3%	47,3%	0,0	0,000	0,0%
Total				2,00	14,50	27,00	64%	108%	152%	-			11,147	54,6%

E. Processos de refino

O petróleo é uma mistura complexa de muitos diferentes componentes, em sua maioria hidrocarbonetos, com presença de outros diferentes contaminantes, tais como enxofre, nitrogênio e metais pesados. Em seu estado natural, como produzido nos poços, tem pouca utilidade e valor comercial limitado. Para agregar valor ao petróleo bruto são necessários diversos processos físicos e químicos para separação e transformação dessa matéria-prima em produtos padronizados e efetivamente utilizáveis. Combinados, esses processos constituem uma refinaria de petróleo (CLEWS, 2016).

Os processos de refino podem ser classificados em três categorias, conforme seu princípio de operação: **(1) processos de separação**, que promovem a separação de molécula em função da diferença entre alguma característica física intrínseca, como volatilidade ou tamanho de molécula; **(2) processos de conversão**, que alteram o formato ou o tamanho das moléculas por meio de reações químicas promovidas por agentes físicos (temperatura) ou químicos (catalisadores); **(3) processos de tratamento**, utilizados para remoção de componentes indesejados das moléculas dos produtos (CLEWS, 2016; GARY e HANDWERK, 2001). A seguir, uma breve descrição dos principais tipos de processos utilizados no refino do petróleo.

- *Dessalgação*: promove a remoção de sais presentes no petróleo bruto, oriundos dos reservatórios, que causam corrosão nos equipamentos da refinaria e são indesejados nos produtos finais. A separação dos sais é promovida por um campo magnético gerado em um tanque, que induz os íons salinos para a fase aquosa que é posteriormente separada.
- *Destilação atmosférica (UDA)*: promove a separação do petróleo dessalgado utilizando a diferença entre as volatilidades de seus componentes em uma torre vertical, utilizando calor cedido por uma fornalha e vapor de água superaquecido para auxiliar a separação. As frações típicas separadas nessa torre são as seguintes: gás de refinaria, gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta leve, nafta pesada, querosene (QAV), gasóleo leve e gasóleo pesado. A fração pesada não evaporada, chamada de resíduo atmosférico (RAT) é encaminhada para a destilação à vácuo.
- *Destilação a vácuo (UDV)*: usando o mesmo princípio da torre atmosférica, porém utilizando vácuo para promover a separação do resíduo atmosférico em frações chamadas de gasóleos de vácuo, que são encaminhadas para outras unidades. O resíduo de vácuo pode ser encaminhado para outras unidades de processo ou compor a mistura de óleo combustível, um produto comum do petróleo.
- *Alquilação catalítica (UAC)*: produz compostos alquilados de cadeia saturada que compõem a gasolina e a gasolina de aviação (GAV) a partir de moléculas menores, com quatro a seis carbonos, em reação promovida por catalisadores.

- *Reforma catalítica (URC)*: produz compostos aromáticos que aumentam a octanagem³² da gasolina a partir de moléculas lineares em reação promovida por catalisadores. A unidade gera uma pequena quantidade de hidrogênio como subproduto.
- *Craqueamento catalítico fluido (FCC)*: é um processo que usa temperatura elevada e catalisadores para promover a quebra de moléculas dos gasóleos de vácuo em componentes de menor tamanho. A carga da unidade entra em contato com o catalisador sólido em leito fluidizado. Usualmente é uma unidade adotada para aumentar a produção de gasolina em uma refinaria. Além de ter a função de aumentar a conversão de frações pesadas, é um grande produtor de energia para consumo interno da refinaria, normalmente na forma de vapor de alta pressão.
- *Coqueamento retardado (UCR)*: usa fornos de alta temperatura para quebrar as moléculas do resíduo de vácuo, gerando também coque de alto teor de carbono que se acumula em tambores, evitando a produção de óleo combustível de baixo valor agregado. Os compostos mais leves gerados são separados posteriormente na seção fria da unidade para serem direcionadas a outras unidades da refinaria.
- *Hidrocraqueamento catalítico (HCC)*: de princípio semelhante ao craqueamento catalítico, utiliza hidrogênio para auxiliar a quebra de cadeias longas e produzir compostos leves de cadeia saturada a partir de correntes pesadas.
- *Hidrotratamento (HDT)*: promove a remoção de contaminantes, notadamente enxofre e nitrogênio, das frações oriundas de processos de conversão de correntes pesadas usando hidrogênio em meio catalítico. O hidrogênio também satura as cadeias dos hidrocarbonetos, reduzindo sua reatividade, evitando a degradação dos derivados.
- *Geração de hidrogênio (UGH)*: a maior parte do hidrogênio utilizado nas unidades de hidrocraqueamento e hidrotratamento é gerado nessa unidade. A tecnologia mais comumente utilizada para essa finalidade no refino é a reforma a vapor, que produz hidrogênio a partir da reação de gás metano (CH₄) com vapor de água.
- *Recuperação de enxofre (URE)*: os compostos de enxofre removidos no hidrotratamento e hidrocraqueamento são encaminhados para essa unidade, na qual são convertidos em enxofre elementar por meio de reações químicas catalisadas.

As unidades de processo acima descritas estão diretamente relacionadas com os produtos e subprodutos gerados no refino de petróleo e são tratadas comumente como unidades *onsite*. Para mais detalhes sobre essas unidades de processo, tais como operações unitárias que a compõem, princípios físico-químicos e aspectos sobre qualidade de produtos, sugere-se consultar literatura específica, como o livro de Gary & Handwerk (2001), utilizado como referência para esse trabalho.

³² Octanagem é a propriedade de resistência à autoignição de um combustível e é mensurada a partir de uma comparação com uma mistura de isooctano com n-heptano. É uma propriedade que denota a qualidade de um combustível para queima em motores a ciclo Otto, como a gasolina e o etanol (FARAH, 2017).

Em complemento às unidades *onsite*, em uma refinaria de petróleo há várias outras unidades de processo auxiliares que produzem insumos e utilidades necessárias para o funcionamento das unidades principais e são denominadas por unidades *offsites*. De maneira geral, os *offsites* de uma refinaria são os seguintes (GARY e HANDWERK, 2001):

- Geração e distribuição de energia elétrica;
- Geração e distribuição de vapor d'água;
- Distribuição e condicionamento de gás e óleo combustível;
- Captação e tratamento de água;
- Tratamento e disposição de efluentes líquidos;
- Torres de resfriamento e circuito de água de resfriamento;
- Sistema de ar comprimido de serviço e de instrumentação;
- Sistemas de alarme e combate a incêndio;
- Sistemas de drenagem contaminada, oleosa e pluvial;
- Sistema de controle, automação e instrumentação de processo;
- Sistemas de segurança de processo, alívio e flare;
- Equipamentos de comunicação da refinaria;
- Pavimentação de vias e passeios, acessos de pessoas e veículos;
- Edificações industriais e administrativas;
- Pátios de carregamento e descarregamento de produtos e insumos;
- Área de armazenamento de insumos de produção e produtos químicos;
- Área de tancagem e armazenamento de matéria-prima, produtos intermediários, produtos acabados e blendagem.

Obviamente, os requisitos e dimensões das unidades *offsite* podem ser totalmente diferentes mesmo para refinarias de capacidades e configurações equivalentes, em função da disponibilidade de insumos, condições climáticas, restrições ambientais e logísticas, bem como por critérios adotados para o projeto e métodos construtivos.

Uma refinaria situada em região com baixa confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, por exemplo, provavelmente optaria por construir uma unidade de cogeração ou por priorizar acionamento de grandes máquinas com turbinas a vapor em detrimento de motores elétricos. O contrário pode ocorrer em regiões de disponibilidade hídrica limitada, em que a eletrificação de máquinas reduziria a necessidade de utilização

de vapor. Em regiões mais frias, pode-se optar pela utilização de resfriadores a ar ao invés de torres de resfriamento. Outros exemplos são o acionamento de instrumentos e válvulas de controle, que podem ser elétricos ou pneumáticos e até mesmo as estruturas de suportação de equipamentos e tubulações, que podem ser construídas em concreto ou em estrutura met lica.

A legislação ambiental também é um fator determinante na definição dos *offsites*, tanto em relação às emissões atmosféricas quanto em relação ao descarte de efluentes em corpos hídricos, que induz   inclusão de unidades para abatimento de gases poluentes e processos mais complexos de tratamento de efluentes líquidos. Por fim, a qualidade da água disponível influencia fortemente a definição da rota de tratamento para os usos previstos na refinaria.

F. Aspectos econômicos do refino de petróleo

Para qualquer tipo de negócio, lucros ou perdas financeiras resultam primordialmente da diferença entre o custo dos insumos e o preço de venda dos produtos. O negócio de produção de óleo e gás, em uma análise simplista, segue essa lógica: quanto melhor a qualidade do petróleo e do gás produzidos, maiores as receitas com as vendas desses produtos; quanto menores os custos com extração, transporte e etapas anteriores de exploração, maior a lucratividade com sua venda de petróleo e de gás. A competitividade do negócio é mais alta à medida que os produtos tenham maior valor agregado e os insumos tenham custos menores (HERRMANN, DUNPHY e COPUS, 2010).

A exemplo do negócio de exploração e produção, o refino de petróleo é um tipo de negócio altamente complexo e intensivo em capital. O ciclo de vida de um projeto para implantação de uma nova refinaria de grande porte dura em média entre 5 a 7 anos, desde o planejamento, passando pela elaboração do projeto de engenharia, obtenção de licenças e construção da refinaria, a um custo de US\$ 7 e US\$ 10 bilhões excluído desse montante o custo do terreno. Em termos relativos, o custo médio de implantação é de US\$ 25 mil por barril de capacidade instalada. Após a sua construção, a refinaria também tem custos elevados para sua operação, os quais incluem custos fixos de pessoal, manutenção das instalações, seguros, depreciação. Os custos variáveis incluem o óleo a ser processado, produtos químicos, catalisadores, energia e outras utilidades. Para manter sua operação viável, a refinaria deve manter esses custos nos menores patamares possíveis (CANADIAN FUELS ASSOCIATION, 2013).

Segundo Herrmann (2010), o refino de petróleo é um negócio de “baixo retorno, baixo crescimento, intensivo em capital, politicamente sensível e ambientalmente incerto”. Sua lucratividade depende essencialmente da geração de uma margem em cada barril de óleo processado. Essa margem expressa a diferença entre o preço de compra do óleo cru e os preços de venda dos produtos originados do refino desse óleo. O mercado de refino cunhou o termo “crack spread” para se referir a essa margem (HERRMANN, DUNPHY e COPUS, 2010; CLEWS, 2016; CANADIAN FUELS ASSOCIATION, 2013).

O crack spread é uma boa aproximação da margem de receita bruta de uma refinaria. Existem mais de 150 tipos de óleo cru no mundo e a escolha de qual tipo será

processado é determinante para a margem da refinaria, uma vez que cada tipo de óleo produz diferentes quantidades de gasolina e diesel de acordo com a sua composição. A representação típica dos *crack spreads* expressa a taxa de taxas de produção de derivados em função da quantidade de barris de óleo necessários para produzi-los (CANADIAN FUELS ASSOCIATION, 2013; HERRMANN, DUNPHY e COPUS, 2010; PURVIN & GERTZ, 2010).

Nos Estados Unidos a representação do *crack spread* mais comum de suas refinarias é três barris de óleo para produzir dois barris de gasolina e um barril de diesel (ou 3:2:1). Na Europa e no Canadá, a taxa mais comum é de seis barris de óleo para produzir três de gasolina, dois de diesel e um de óleo residual (ou 6:3:2:1). Entre 2009 e 2013, os *crack spreads* nos EUA e Europa se situaram entre US\$ 5/barril e US\$ 10/barril em média, respectivamente, conforme mostra a Figura F1. Historicamente, já foram registrados valores superiores a US\$ 20/barril e até mesmo negativos, mostrando o risco de negócio ao qual o refinador está exposto no horizonte de longo prazo (CANADIAN FUELS ASSOCIATION, 2013; HERRMANN, DUNPHY e COPUS, 2010).

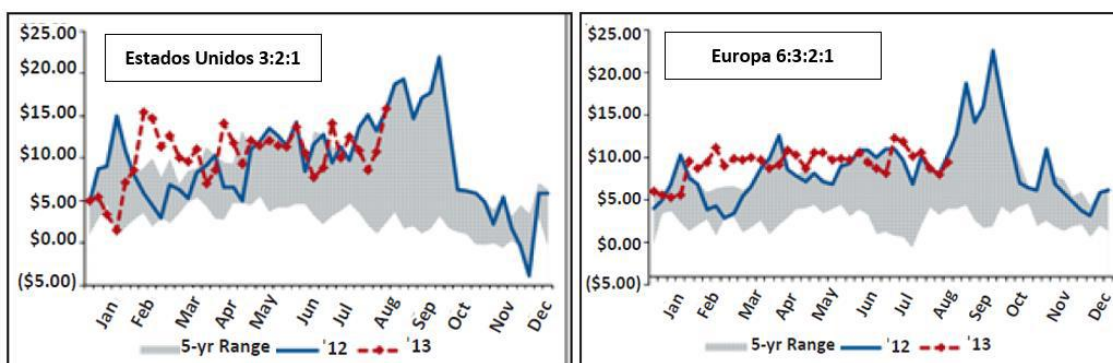


Figura F1 - Crack spreads nos EUA (3:2:1) e Europa (6:3:2:1) entre 2009 e 2013.
 Fonte: Adaptado de Canadian Fuels Association (2013).

Segundo a consultoria Purvin & Gertz (2010), são três os mais relevantes fatores para a lucratividade de uma refinaria: configuração da refinaria; preços do óleo e dos derivados no mercado internacional; localização e logística disponível. A Canadian Fuels Association (2013) acrescenta que a seleção do óleo a ser processado é crucial para os para a escolha de sua configuração.

À medida que a refinaria combina mais unidades de processo, aumentando sua complexidade, sua capacidade de processar cargas de óleo mais pesadas e baratas e gerar

maiores quantidades de produtos de maior valor agregado também é ampliada. Isso pode ser observado pela diferença entre os *crack spreads* de unidades de diferentes tipos de refinarias, conforme a Figura F2

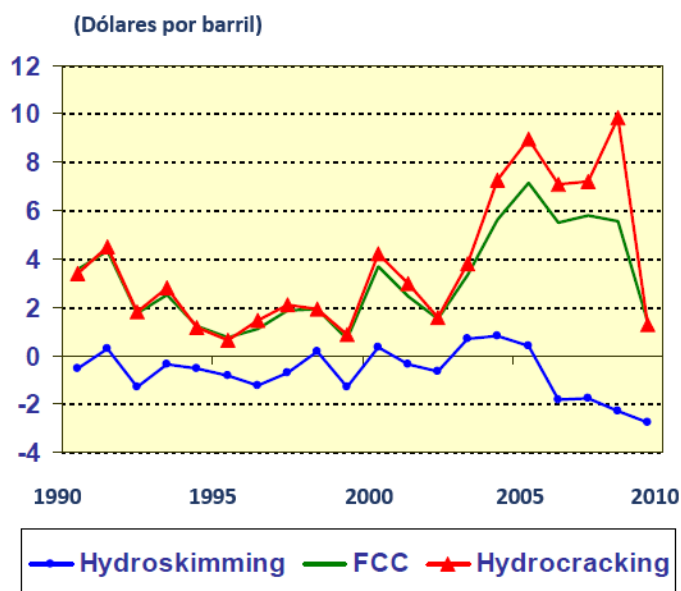


Figura F2 - Crack spreads de diferentes complexidades de refinarias, entre 1990 e 2010.
 Fonte: Adaptado de Purvin & Gertz (2010).

O tipo mais simples de refinaria mostrado nessa figura é o *Hydroskimming*, que consiste apenas em uma unidade de destilação. Para a análise da sua margem, uma refinaria complexa pode ser vista como a soma do bloco *hydroskimming* com o bloco de conversão (FCC e/ou HCC, no caso da Figura F2). Pode-se concluir que a maior parte da margem positiva de refino de uma refinaria complexa é oriunda das unidades de conversão (PURVIN & GERTZ, 2010). Os conceitos de complexidade de refinarias serão abordados com mais detalhes no item 0 deste trabalho.

Como a maioria dos setores que processam *commodities*, os refinadores usualmente são *price takers*³³ e tem pouca ou nenhuma influência nos preços dos produtos refinados. Os preços do petróleo são igualmente voláteis e influenciados tanto por fatores globais quanto por fatores locais, expondo o negócio permanentemente a riscos significantes de mercado. Assim, a eficiência na geração de produtos de maior valor agregado é decisiva

³³ O termo *Price Taker* designa uma empresa que usualmente não tem poder para fixar o preço pelo qual o seu produto é vendido no mercado.

G. Complexidade de uma refinaria

Cada refinaria é única quanto à sua configuração, carga, capacidade de processamento e qualidade e volume dos produtos gerados. A capacidade de uma refinaria usualmente é mensurada em termos da capacidade de sua unidade de destilação atmosférica, entretanto o custo de implementação e a quantidade de produtos gerada por duas refinarias de capacidades semelhantes de destilação pode ser totalmente diferente. Diferenciar as refinarias pelo seu grau de complexidade ajuda a entender o porquê de seus produtos serem diferentes em volume e qualidade, bem como o custo de construção.

Na década de 1960, Wilbur L. Nelson desenvolveu um índice para tentar equalizar a base de comparação entre duas refinarias por meio da conversão da capacidade das unidades de processo em uma capacidade equivalente de destilação. Entretanto, esse índice não leva em conta informações técnicas a respeito dos processos. Nelson assumiu um fator para uma unidade de destilação atmosférica igual a 1 e comparou o custo de construção das várias unidades que compõem a refinaria com o custo de construção da UDA. A razão entre esses custos de construção foi definida por Nelson como o índice de complexidade, conforme equação a seguir (JOHNSTON, 1996; KAISER, 2017; HERRMANN, DUNPHY e COPUS, 2010):

$$\text{NCI (Unidade)} = \frac{\text{Custo (Unidade)}/\text{Capacidade(Unidade)}}{\text{Custo(Destilação Atm)}/\text{Capacidade(Destilação Atm)}}$$

Em que:

NCI é o índice de complexidade de Nelson da unidade de processo analisada

Custo se refere ao custo de construção da unidade de processo analisada

Capacidade volumétrica da unidade de processo analisada.

O cálculo da complexidade de uma refinaria é feito pela multiplicação do fator de complexidade de uma dada unidade pelo percentual da carga que essa unidade processa. Como o índice de complexidade de Nelson é dependente unicamente do custo da unidade de processo, à medida em que uma tecnologia vai se tornando madura, o custo reflete a sua evolução por meio de alterações no fator de complexidade ao longo do tempo.

A Tabela G1 mostra como evoluíram os índices de complexidade utilizados como referência desde o estudo original de Nelson:

Tabela G1 – Evolução dos fatores de complexidade das unidades de processo de refino, conforme definição de W.L. Nelson

PROCESSO	Nelson	Nelson	Nelson	Farrar	Manafi	Terreson	Maples	Petroleum Refinery Economics	Remsha	Johnston
	1960	1961-1972	1976	1989	1991	1992	1993	2007	2009	2011
Destilação a vácuo	4	2	2	2	1,9 - 2		1,3	2	1	1,3
Coqueamento retardado	8	5	6	6			6,1	5,5	6,4	7,5
Craqueamento térmico	3		3							2,8
Visbreaking	2	2	2	2			2,5			
Craqueamento Catalítico Fluido	4	4	5	5 - 6	5,5 - 6	6	4,5	5 - 6	7,2	6
Reforma catalítica	3	4	5	5	4,9 - 5,3	4	3,9	5	3,4	5
HCC - Destilados			10	6		10	8,3	6		8
HCC - Resíduos							7,6			8
HDT - Carga FCC							2,3	1,7		2,5
HDS - Nafta						2			2	2,5
HDS - QAV						0,5			2,5	2,5
HDS - Diesel									2,5	2,5
Alquilação catalítica	8	9	11	11		11	7,6	11	7,5	10
Isomerização C4		3	3	3		15	3	3		3
Isomerização C5/C6									4	3
Lubrificantes	50	50	60					60		60
Reforma a vapor (1000 Scfd)	4						1,6	1	2	1
URE		85	85				131		200	240
Asfalto (bpd)	2	3-4	1-2	1						1,5

Fonte: Adaptado de Johnston (2012).

Os fatores de complexidade ora citados somente se referem às unidades *onsite* de uma refinaria. As unidades *offsite*, entretanto, também foram objeto de trabalhos publicados por Nelson, que avaliou a relação entre refinarias de diversas complexidades e as utilidades, parques de tancagem, dutos, terminais e demais unidades auxiliares necessárias para atendimento às demandas das unidades principais de processo. Oriundos dessas avaliações, foram definidos multiplicadores empíricos para incluir a complexidade das unidades *offsite*, compondo assim a complexidade das refinarias como um todo (JOHNSTON, 1996). Esses multiplicadores foram definidos por faixa de complexidade das unidades *onsite* e são listados na Tabela G2:

Tabela G2 – Fatores multiplicadores de Nelson para complexidade da refinaria.

Complexidade <i>onsite</i>	Multiplicador <i>offsite</i>	Complexidade total
3,0	3,25	9,8
4,0	2,70	10,8
6,0	2,26	13,6
10,0	1,96	19,6
16,0	1,77	28,3

Fonte: Adaptado de Johnston (1996).

Pode-se afirmar por esses números que, em uma refinaria de complexidade 10, o custo das unidades *offsite* tende a ser praticamente o mesmo das unidades principais. Ainda que tenha sido desenvolvido pelo mesmo autor, o índice de complexidade de Nelson para a refinaria completa é muito pouco utilizado na literatura. Segundo Johnston (1996), na maior parte das análises que utilizam a definição de complexidade de Nelson apenas são consideradas as unidades *onsite*.

Outra abordagem para avaliar a complexidade de uma refinaria é quanto à sua capacidade de conversão de frações pesadas do petróleo em produtos mais leves e nobres. Essa abordagem é mais técnica, porém, não envolve uma classificação numérica, apenas qualitativa em função das unidades de processo existentes. Desde a mais simples até a mais complexa, suas descrições estão listadas abaixo (CRS, 2014; KAISER, 2017; HERRMANN, DUNPHY e COPUS, 2010):

- *Topping*: refinaria simples cuja configuração consiste apenas na etapa de fracionamento do óleo em uma coluna de destilação atmosférica, separando

grosseiramente produtos como nafta e destilados médios dos resíduos pesados, que são vendidos normalmente como óleo combustível.

- *Hydroskimming*: refinaria ainda simples, mas com a inserção de algumas unidades de processo adicionais como reforma catalítica de nafta e dessulfurização com vistas à produção de gasolina e uso extensivo de hidrogênio para processos de melhoria de qualidade dos produtos. Normalmente é funcional quando há disponibilidade de óleos leves e com teor reduzido de enxofre.
- *Cracking/Conversion*: adiciona a unidade de destilação a vácuo e o craqueamento catalítico, tornando a refinaria capaz de processar maior quantidade de resíduos, transformando-os em destilados leves e médios.
- *Coking/Deep Conversion*: refinaria de alta complexidade capaz de processar óleos densos e azedos, com elevado grau de conversão de frações pesadas em produtos leves. Esse tipo de refinaria em geral produz e utiliza grandes quantidades de hidrogênio para unidades de tratamento, visando ao atendimento de especificações restritivas de contaminantes nos produtos, principalmente combustíveis.

A complexidade tem influência também na flexibilidade da refinaria. Quanto mais sofisticada uma refinaria, maior a capacidade de processar óleos de diferentes qualidades e ajustar o rendimento dos produtos buscando maximizar aqueles de maior valor comercial (ENERGY INSTITUTE, 2012).

De forma análoga, o índice de Nelson aumenta conforme aumenta a sofisticação da refinaria. Como esse índice é puramente relativo aos custos de construção de cada unidade, é bastante tentador inferir que o custo das unidades de processo de uma refinaria concebida com índice de complexidade 12 seja aproximadamente 20% superior ao de uma refinaria de índice 10. Porém, Johnston alerta que essa relação nem sempre é verdadeira. O próprio Nelson é cuidadoso ao pontuar em seus trabalhos que o custo de uma refinaria de 50 mil bpd de complexidade 12 não é necessariamente o mesmo de uma refinaria de 100 mil bpd de complexidade 6, uma vez que há uma série de fatores técnicos e mesmo comerciais que não são considerados pelo índice (JOHNSTON, 2012).

H. Logística de distribuição de combustíveis no Brasil

Conforme citado por Zelaya (2015), o Council of Logistics Management define logística como: “a parcela do processo da cadeia de suprimentos que planeja, implanta, e controla o fluxo eficiente e eficaz de matérias primas, estoque em processo, produtos acabados e informações relacionadas, desde seu ponto de origem até o ponto de consumo, com o propósito de atender aos requisitos dos clientes.”

Quando tratamos da logística do petróleo, a aplicação dessa definição é integral. A ANP é o órgão responsável pela regulação dos agentes econômicos envolvidos na logística de distribuição de combustíveis líquidos no Brasil, incluindo também os biocombustíveis (etanol e biodiesel), que é denominada de sistema nacional de abastecimento de combustíveis (ANP, 2015). A Figura H1 apresenta quais são esses agentes e, de maneira ilustrativa, como são as relações entre eles:

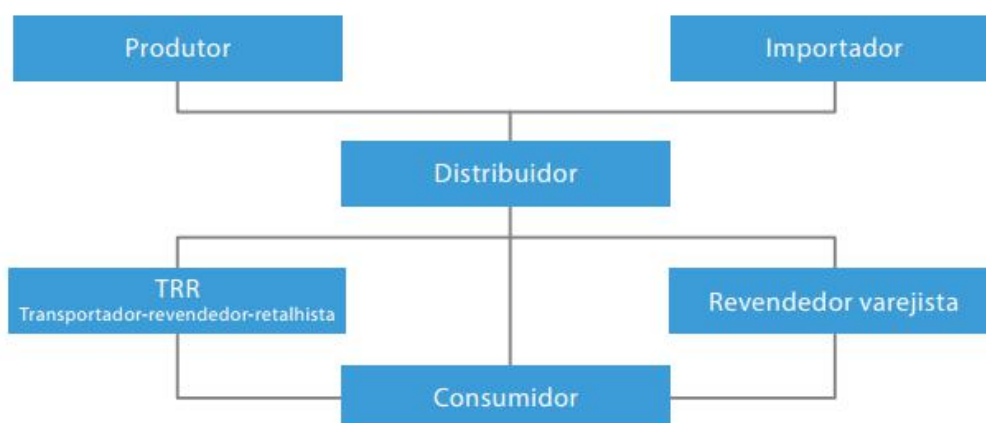


Figura H1– Agentes econômicos que compõem o sistema nacional de abastecimento de combustíveis.

Fonte: ANP (2015).

O fluxo logístico existente no Brasil para a distribuição de combustíveis foi construído ao longo dos anos a partir da origem desses combustíveis. As refinarias são a principal fonte em termos de volume atualmente. Respondem pelo papel de *Produtor* no sistema nacional de abastecimento de combustíveis. Segundo dados da ANP (2017c), foram produzidos em 2016 nas refinarias brasileiras 45,3 milhões de m³ de óleo diesel e

26,5 milhões de m³ de gasolina A³⁴. Desse volume, foram exportados 721 e 476 mil m³, respectivamente.

As refinarias são as pontas iniciais dessa cadeia logística e tem papel importante não só na produção de combustíveis, mas no armazenamento. A Tabela H1 lista a capacidade de tancagem das refinarias brasileiras, incluindo nos números também os produtos intermediários do refino e etanol em alguns casos (ANP, 2015).

Tabela H1 – Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, produtos intermediários e etanol.

REFINARIA	CAPACIDADE (m ³)	REFINARIA	CAPACIDADE (m ³)
REPLAN (SP)	2.252.647	REMAN (AM)	232.974
RLAM (BA)	889.364	RPCC (RN)	16.680
REVAP (SP)	1.669.958	RNEST (PE)	727.967
REDUC (RJ)	1.853.066	Riograndense (RS)	79.918
REPAR (PR)	932.479	Manguinhos (RJ)	2.128
REFAP (RS)	853.089	LUBNOR (CE)	98.283
RPBC (SP)	1.040.358	UNIVEN (SP)	6.474
REGAP (MG)	841.559	Dax Oil (BA)	2.301
RECAP (SP)	234.707		

Fonte: Elaboração própria, com dados de ANP (2017c).

A outra fonte de suprimento de combustíveis é a importação, que totalizou o volume de 2,9 e 7,9 milhões de m³ de gasolina A e de óleo diesel, respectivamente, em 2016. Esses volumes representam aumentos expressivos em relação ao volume importado em 2015, ainda que tenha sido menor do que em anos anteriores, com a maior participação dos combustíveis importados no mercado nacional. Isso se deve, principalmente, ao aumento de competitividade na importação por agentes privados face à política dinâmica de paridade de preços dos combustíveis produzidos internamente aos preços internacionais adotada pela Petrobras, que provocou um impacto negativo nela mesma pela redução da utilização da capacidade do seu parque de refino (ANP, 2017c; PETROBRAS, 2016a; PETROBRAS, 2017b).

Num país de dimensões continentais como o Brasil, o grande desafio logístico é atingir as regiões mais distantes, mantendo a qualidade dos produtos e no menor custo de

³⁴ Gasolina A é o combustível produzido nas refinarias antes da mistura com etanol carburante. Essa mistura é feita pelas distribuidoras e é comercializada como Gasolina C.

bases de distribuição secundárias e, dali, para clientes finais. A Figura H3 mostra de forma esquemática como são esses fluxos logísticos (ANP, 2015; ZELAYA, ALCÂNTARA, *et al.*, 2015).

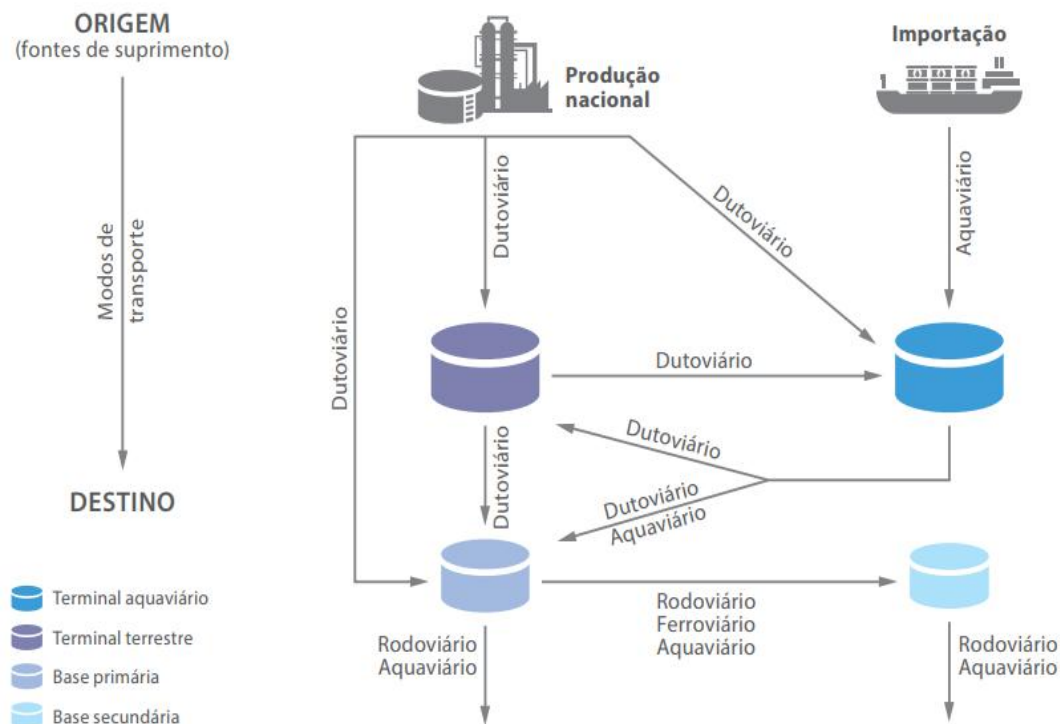


Figura H3 – Fluxos logísticos de produção, armazenamento e transporte de combustíveis no Brasil.

Fonte: (ANP, 2015)

Por definição, uma base primária é aquela que recebe os derivados de petróleo diretamente das refinarias ou de terminais. Normalmente o recebimento dos derivados nessas bases ocorre por via dutoviária ou aquaviária. Pelo modo aquaviário marítimo por cabotagem, a produção das regiões Sudeste e Sul é transbordada para as regiões Nordeste e Norte. Inicialmente, o combustível é transferido das refinarias para terminais marítimos por meio de dutos de curto percurso. Os terminais e bases primárias, em geral, são localizados próximos ao litoral ou das refinarias, como pode ser observado na Figura H4 (ANP, 2015; ZELAYA, ALCÂNTARA, *et al.*, 2015).



Figura H4 – Localização das bases primárias de distribuição no Brasil.
 Fonte: Zelaya *et.al.* (2015)

As bases secundárias são aquelas que recebem o produto de outra base, seja principal ou secundária. Normalmente, em locais mais distantes, as bases operadas pela Transpetro³⁵ servem a outras bases que não dispõem da estrutura logística necessária para conduzir os produtos até aquela região. Essas bases têm por característica maior capilaridade no interior do país, permitindo que os combustíveis cheguem mais próximos ao mercado consumidor remoto (ANP, 2015).

Os terminais e bases primárias e secundárias, juntos, representam a figura do *Distribuidor* no sistema de abastecimento de combustíveis. Os distribuidores possuem três tipos principais de clientes: os *Revendedores*, os *Consumidores* e os *Transportadores Retalhistas* (TRRs). Os revendedores são os postos de serviço, que comercializam os combustíveis diretamente ao consumidor final. O mercado consumidor das distribuidoras é constituído basicamente de indústrias e empresas que utilizam os combustíveis como

³⁵ Empresa subsidiária integral da Petrobras. Opera os serviços de transporte de petróleo, gás natural e derivados da estatal até as empresas distribuidoras.

insumo básico na sua produção ou prestação de serviços. Até 2015, 211 distribuidoras disputam o mercado brasileiro, das quais apenas as quatro maiores (ALE, BR, Ipiranga e Raizen) dominam quase 80% do *market share* da distribuição de combustíveis líquidos, composto por mais de 38 mil postos revendedores espalhados pelo país (ZELAYA, ALCÂNTARA, *et al.*, 2015).