CEFET/RJ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

PERSPECTIVAS DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA TECNOLOGIA BTL (BIOMASS TO LIQUIDS) NO BRASIL, VISANDO A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO SINTÉTICO RENOVÁVEL

Luciano Coutinho Martins

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Tecnologia, Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Tecnologia.

Orientador:

Ilda Maria de Paiva Almeida Spritzer, D.Sc.

Rio de Janeiro
Março de 2013

PERSPECTIVAS DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA TECNOLOGIA BTL (BIOMASS TO LIQUIDS) NO BRASIL, VISANDO A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO SINTÉTICO RENOVÁVEL

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Tecnologia do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Tecnologia.

Luciano Coutinho Martins

Aprovada por:

_____

Presidente, Prof. Ilda Maria de Paiva Almeida Spritzer, D.Sc.

_____

Prof. Leonardo Silva de Lima, D.Sc.

_____

Prof. Fernando Ramos Corrêa, D.Sc.

_____

Prof.Luis Pérez Zotes, D.Sc. – U.F.F.

Rio de Janeiro
Março de 2013

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

M386 Martins, Luciano Coutinho
Perspectivas de viabilidade econômica da tecnologia BTL (Biomass To Liquids) no Brasil, visando a produção de petróleo sintético renovável / Luciano Coutinho Martins.—2013.
xii, 83f. : il.color. , grafs. , tabs. ; enc.

Dissertação (Mestrado) Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2013.
Bibliografia : f.78-83
Orientadora : Ilda Maria de Paiva Almeida Spritzer

1. Biomassa vegetal. 2. Estudos de viabilidade. 3. Recursos naturais renováveis. 4. Petróleo - Produção. 5. Estudo de caso. I. Spritzer, Ilda Maria de Paiva Almeida (Orient.). II. Título.

CDD 333.9539

AGRADECIMENTOS

Sou especialmente grato à professora Ilda Spritzer pela ajuda e paciente orientação, sem a qual não seria possível a realização desta dissertação. Meus mais sinceros agradecimentos.

Agradeço aos professores avaliadores por aceitarem fazer parte da banca examinadora desta dissertação.

Agradeço ao Programa de Pós-Graduação do CEFET-RJ, pela criação de um ambiente favorável aos alunos, desde o processo de admissão até a defesa da dissertação.

Aos funcionários do CEFET/RJ pela ajuda em todos os momentos.

Aos amigos e colegas de turma e de projetos pelas conversas proveitosas que tivemos sobre os mais diferentes temas e por proporcionarem um ambiente favorável à produção acadêmica e ao desenvolvimento dos projetos.

Agradeço aos meus pais pelo amor, apoio, estímulo e por tudo que sou.

À minha esposa, Marcelle, e às minhas filhas, Carolina e Mariana, pelo amor e carinho, pela paciência e compreensão em momentos difíceis e pelo apoio ao longo de toda a jornada para a conclusão do mestrado.

Aos colegas da Petrobras, pela amizade e apoio durante a realização do trabalho, especialmente ao meu gerente Bernardo Noronha Lemos.

À Petrobras, pelo apoio institucional para a realização do mestrado.

Por fim, agradeço à Deus, meu escudo e proteção.

RESUMO

PERSPECTIVAS DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA TECNOLOGIA BTL (BIOMASS TO LIQUIDS) NO BRASIL, VISANDO A PRODUÇÃO DE PETRÓLEO SINTÉTICO RENOVÁVEL

Luciano Coutinho Martins

Orientador:

Ilda Maria de Paiva Almeida Spritzer, D.Sc.

Resumo da Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Tecnologia do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre me Tecnologia.

O aumento da preocupação mundial com as mudanças climáticas tem impulsionado as pesquisas com diversas fontes de energias alternativas renováveis, dentre as quais pode-se destacar o uso de biomassa proveniente de resíduos agrícolas, através de diferentes rotas tecnológicas. O crescente consumo de combustíveis fósseis derivados de petróleo e gás natural, a elevação acentuada dos preços do petróleo nos anos recentes e os avanços da tecnologia envolvendo o processo Fischer-Tropsch fizeram da tecnologia BTL - *biomass to liquids* uma alternativa, através da conversão de biomassa nos convencionais derivados de petróleo. Diversas matérias-primas biomássicas podem ser utilizadas no processo, sendo o bagaço de cana-de-açúcar um dos principais resíduos agrícolas com grande potencial de utilização em uma planta BTL no Brasil. Diante disto, o presente trabalho tem como objetivo identificar as principais oportunidades de biomassa de resíduos agrícolas no Brasil, descrever as tecnologias de processamento, apresentar os projetos XTL já implementados no mundo e avaliar perspectivas da viabilidade econômica para a uma planta industrial de BTL no Brasil, visando a produção de 25.000 barris por dia de petróleo sintético renovável. Serão utilizandos os métodos de análise de investimentos VPL, TIR, IL e posteriormente uma análise de sensibilidade para as principais variáveis. Dentro das premissas do estudo de caso, o projeto apresentou viabilidade econômica. A viabilidade é extremamente influenciada pelo preço do petróleo e os principais desafios tecnológicos para a futura viabilidade ecônomica se concentram em como resolver a questão de aumentar a densidade energética no pré-processamento da biomassa de forma competitiva e na redução do montante envolvido nos investimentos no processo de gaseificação e da síntese de Fischer-Tropsh.

Palavras-chave:

Fischer-Tropsch; biomassa; estudo de viabilidade econômica; análise de sensibilidade; BTL; produtos renováveis.

Rio de Janeiro
Março de 2013

ABSTRACT

PERSPECTIVES OF ECONOMIC FEASIBILITY OF A BTL (BIOMASS TO LIQUIDS) INDUSTRIAL SCALE PLANT IN BRAZIL, TARGETING THE PRODUCTION OF RENEWABLE SYNTETIC CRUDE

Luciano Coutinho Martins

Advisor:

Ilda Maria de Paiva Almeida Spritzer, D.Sc.

Abstract of dissertation submitted to Programa de Pós-graduação em Tecnologia - Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, as partial fulfillment of the requirements for the degree of Technology Master.

The increasing global concerning about climate changes lead to the opportunity of researches about alternatives sources of energies produced with renewable alternatives, and one of those is the use of biomass from agricultural residues considering diferent technological routes of processment. The raising consumes of petroleum products, the escalating prices, and the advanced in the Fischer-Tropsch synthesis made the BTL process (biomass-to-liquid) an alternative, converting biomass to the conventional petroleum derivatives. Some biomass raw materials can be used in this process, and the sugar cane bagass could be the one with greatest potencial to use in a BTL plant in Brazil. Hence, this work aims to identify the main oportunities of biomass from agricultural residues in Brazil, describe processement tecnologies, present the XTL projetcs already implemented in the world and the perspectives of an economic feasibility study of implementing a BTL industrial scale plant in Brazil, targeting the production capacity of 25.000 barrels per day of renewable syntetic crude. An economical and financial analisys was made using the concepts of net present value, iternal interest rate and profitability index, and in sequence a sensitivity analisys using the main variables.Considering the data and restrictions used under the scenario of case study, results shows that the project is economically feasible. The price of petroleum has a great influence as variable for economical feasibility and it is still necessary further technological developments in increase of energetic density in a pre-processment of biomass and the reduction of total investments in a gaseification and Fischer-Tropsch process.

Keywords:

Fischer-Tropsch; biomass; economic feasibility study; sensitivity analysis; BTL; renewable products.

Rio de Janeiro
March/2013

Sumário

Introdução **1**
I. Panorama sobre o mercado de petróleo e derivados **8**
I.1 Dados gerais do setor Petróleo e Gás no mundo 10
I.2 Comportamento do preço do barril de petróleo 10
I.3 Processamento e refino de Petróleo 11
I.4 Panorama dos principais investimentos previstos no Brasil 13
I.5 Projeções de demanda de derivados de petróleo no Brasil até 2020 16
II. Mapeamento da disponibilidade das biomassas residuais agrícolas no Brasil 19
II.1 Culturas agrícolas e os mais relevantes resíduos no Brasil 21
II.2 Características Físico-químicas 24
II.3 Desafios logísticos da bioenergia 25
III. Tecnologias de pré-processamento de biomassa e o processo Ficsher-Tropsch para obtenção de petróleo sintético (XTL e BTL) 28
III.1 Tecnologias de beneficiamento de biomassa 28
III.2 Processamentos Termoquímicos de biomassa 30
III.2.1 Gaseificação 30
III.2.2 Pirólise 31
III.3 A síntese de Fischer-Tropsch e o processo XTL 33
III.4 Principais dados publicados de projetos de XTL 37
IV. Metodologias de avaliação econômica de projetos **40**
IV.1 Fluxo de Caixa do projeto de investimento 41
IV.2 Taxa Mínima de Atratividade - TMA 43
IV.3 Principais métodos quantitativos de avaliação econômica de projetos de investimento 48
IV.3.1 Método do Valor Presente Líquido – VPL 49
IV.3.2 Método do Índice de Lucratividade (ou rentabilidade) 51
IV.3.3 Método da taxa interna de retorno (TIR) 51
IV.3.4 Método Período de Recuperação do Investimento - Payback 53
IV.4 Avaliação das incertezas em projetos de investimento - Análise de sensibilidade 54
V. Estudo de Caso de uma planta BTL no Estado de São Paulo **56**
V.1 Premissas e características do projeto para o caso base 56
V.1.1 Capacidade nominal de produção 57
V.1.2 Estimativa do capital de investimento 58
V.1.3 Premissas para projeção do fluxo de caixa 58
V.1.4 Localização da Planta de BTL 61
V.1.5 Receitas operacionais 62
V.1.6 Custos Operacionais 62
V.1.7 Impostos e Taxas 63
V.1.8 Resumo dos dados do caso base 63
V.2 Resultados obtidos para o caso base 64
V.3 Análise de sensibilidade 65
V.3.1 Análise em função do preço do petróleo 67
V.3.2 Análise em função do montante de Investimento 68
V.3.3 Análise em função do custo de aquisição da biomassa 69
V.3.4 Análise em função do custo de transporte da biomassa 70
V.3.5 Análise em função da taxa mínima de atratividade 71
V.3.6 Análise em função da escala de produção 72

V.3.7 Análise do em função do teor de umidade na biomassa 73
V.3.8 Resumo da variação do VPL na análise de sensibilidade 74
Conclusões **75**
Referências Bibliográficas **78**

Lista de Figuras

Figura Introdução.1 - Maiores reservas mundiais de energia primária por fonte e as terras aráveis do Brasil. 3
Figura Introdução.2 - Descrição das etapas do processo do XTL (GTL, BTL, CTL etc), cujo processo principal é a síntese de Fischer-Tropsch. 3
Figura I.1 - Evolução do consumo mundial de energia primária por fonte 9
Figura I.2 - Consumo Final por Fonte de energia secundária no Brasil 9
Figura I.3 - Participação de países selecionados no consumo mundial de petróleo – 2010 10
Figura I.4 - Evolução dos preços de petróleo de 1861 a 2010 (US$ por barril) 11
Figura I.5 - Plano de investimentos da Petrobras 2011-2015 14
Figura I.6 - Plano de investimentos em Exploração e produção 2011-2015 14
Figura I.7- Composição Setorial do Consumo de Derivados de Petróleo 16
Figura I.8 - Estrutura do Consumo no Setor Transportes 17
Figura II.1 - Participação de energia primária, por fonte, 1850 – 1990, e cenário para 2100. 20
Figura II.2 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de resíduos florestais (silvicultura) 22
Figura II.3 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica no setor sucroalcooleiro 23
Figura II.4 - Usinas de processamento de cana-de-açucar existentes, em implantação e em fase de projeto 23
Figura II.5 - Fluxograma logístico genérico 26
Figura III.1 - Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa 30
Figura III.2 - Esquema conceitual do processo de pirólise rápida 32
Figura III.3 - Composição típica do produto da síntese Fischer-Tropsch 37
Figura IV.1 - Evolução da TJLP (% a.a) desde 1994 48
Figura V.1 - Principal região onde se concentra a produção de cana de açúcar no Estado de São Paulo 61
Figura V.2 – Planilha de simulação da análise de sensibilidade 67
Figura V.3 - Influência do Preço do Petróleo no VPL 68
Figura V.4 - Influência do montante de Investimento no VPL 69
Figura V.5 - Influência do custo de aquisição da biomassa no VPL 70
Figura V.6 - Influência do custo de transporte da biomassa no VPL 71
Figura V.7 - Influência da TMA do projeto no VPL 72
Figura V.8 - Influência da produção diária no VPL 73
Figura V.9 - Influência do teor de umidade na biomassa no VPL 74

Lista de Tabelas

Tabela I.1 - Perfil da Produção Brasileira de Refinarias – Produtos..... 12
Tabela I.2 - Evolução da capacidade de refino – 2001-2010..... 13
Tabela I.3 - Investimentos nas refinarias existentes e em novas plantas..... 15
Tabela I.4 - Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)..... 17
Tabela I.5 - Demanda nacional de derivados (m3/d)..... 17
Tabela I.6 - Demanda de produtos não-energéticos de petróleo (mil tep)..... 18
Tabela II.1 - Consumo de biomassa (Mtep)..... 21
Tabela II.2 - Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar..... 24
Tabela II.3 - Especificações técnicas: Carvão, Gás Natural e biomassas..... 25
Tabela III.1 - Principais plantas de GTL no mundo..... 35
Tabela V.1- Projeção da evolução esperada (no que se refere ao tipo Brent)..... 62
Tabela V.2 - Cálculo dos indicadores de viabilidade econômica para o caso base..... 64
Tabela V.3 - Cálculo do fluxo de caixa descontado do caso base..... 65
Tabela V.4 - Amplitude utilizada na análise de sensibilidade..... 66
Tabela V.5 - Valores para a simulação na análise de sensibilidade 66
Tabela V.6 - Variação mínima e máxima do VPL na análise de sensibilidade 74

ABREVIATURAS

a.a - ao ano;
ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bio-combustíveis
bbl (ou BBL) - do inglês blue barrel, barril, unidade de medição de volume que equivale a 159 litros, aproximadamente;
BP - British Petroleum, empresa britânica de energia;
BPD – medida de produção em barris por dia
Brent - é uma classificação de petróleo cru que se subdivide em Brent Crude, Brent doce leve, Oseberg e Forties. O Brent Crude é originário do Mar do Norte.
BTL - Biomass to liquids, conversão de biomassa em líquidos;
CH4 – Metano
CO – monóxido de carbono
Cofins – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CSLL – Contribuição Social sobre Lucro Líquido
CTL – Coal to liquids, conversão de carvão em líquidos
DCF - Discounted Cash Flow, fluxo de caixa descontado;
E&P - Exploração e Produção de Petróleo e Gás
EIA - Energy Information Administration, administração da informação de energia
EUA – Estados Unidos da América
FT – Fischer Tropsch
GJ – Giga Joules
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
GN - Gás Natural;
GNC - Gás Natural Comprimido;
GNL – Gás Natural Liquefeito
GTL - Gas to Liquids, conversão de gás para líquidos;
H2 – Hidrogênio
HC - Hidrocarbonetos;
HCC – Hidrocraking
HCC - Hidrocraqueamento catalítico severo;
HDT – hidrotratamento
HIDW - Hdrodewaxing
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IRPJ – Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica
ISS – Imposto Sobre Serviços
L – litro

MME - Ministério de Minas e Energia;

MW – mega watts

Off Shore – fora do continente, em alto mar

On Shore – dentro do continente

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo;

Output – saída

p.a. – per annum, por ano

p.p.m – partes por milhão

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro SA, empresa estatal brasileira de energia;

PIB - Produto Interno Bruto;

QAV – Querosene de Aviação

QP – Qatar Petroleum

Sasol - South African Coal, Oil and Gas Corporation Limited, empresa sul-africana

Syngas – gás de síntese

tep – Tonelada de petróleo equivalente

TIR - Taxa Interna de Retorno;

TMA - Taxa Mínima de Atratividade;

US$/bbl –dólar por barril

US$c/gal – centavos de dólar por galão

VPL – Valor Presente Líquido

WTI - West Texas Intermediate, preço de referência para de petróleo golfo americano

XTL - Anything-To-Liquids (synthetic fuels), conversão de qualquer insumo para líquidos

Introdução

A natureza vem sendo transformada pelo homem através de práticas e tecnologias que em muitos casos contribuem para a poluição do ar, do solo e principalmente da água. A emissão de gases poluentes na atmosfera traz inúmeros problemas de saúde para quem vive nas grandes cidades.

Neste cenário de variados impactos sobre o meio ambiente, um tema que vem ganhando cada vez mais destaque é a ação do homem e a relação com as mudanças climáticas, que são variações do clima em escala global ou de certas regiões da Terra quando comparados com as médias históricas. Segundo Juras (2008), o tema das mudanças climáticas começou a fazer parte da agenda internacional na década de 80 do século passado, a partir de alguns trabalhos científicos que indicavam um aumento na temperatura terrestre associado ao aumento da concentração de gás carbônico na atmosfera.

Recentes descobertas científicas, apresentadas pela avaliação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (Intergovernamental Panel of Climate Change - IPCC, 2007a), afirmam, com 90% de certeza, que apesar das variações naturais do clima global, o aumento da concentração de gases do efeito estufa (GEE) emitidos por fontes antropogênicas são responsáveis pelo aquecimento global dos últimos cinquenta anos, alterando significativamente o equilíbrio do sistema climático e seus efeitos já são observados, tornando necessárias, portanto, imediatas ações preventivas e proposição de políticas emergenciais, de curto, médio e longo prazo, dada a inércia do sistema climático. O aumento global da concentração de dióxido de carbono, o contribuinte predominante, ocorre principalmente devido ao uso de combustíveis fósseis, como carvão mineral, petróleo e gás natural, assim como pelos desmatamentos e queimadas.

Essa crescente preocupação com relação às mudanças climáticas despertou o debate em todos os países sobre a necessidade da redução no uso de combustíveis fósseis. De acordo com Balat *et al.* (2009), este uso é responsável por aproximadamente 98% das emissões de carbono.

Conforme demostrado no relatório do terceiro grupo de trabalho do IPCC (2007b), existem evidências de que seja possível reduzir, adiar ou evitar muitos impactos causados pelo aquecimento global se o processo de redução das emissões for iniciado imediatamente. A estabilização nos níveis de emissões pode ser alcançada pelo emprego de um portfólio de tecnologias que estão disponíveis ou serão comerciais nas próximas décadas. O relatório sugere várias possibilidades, dentre elas

o uso de energias renováveis não-convencionais, aumento da eficiência energética, a reciclagem de materiais e o uso de veículos mais eficientes, principalmente se abastecidos com biocombustíveis.

Além dos problemas ambientais causados pela queima dos combustíveis fósseis, a comunidade internacional enfrenta questões importantes de natureza político-econômicas, como o possível declínio da produção de petróleo, o aumento do consumo de derivados de petróleo pelas economias emergentes, a escalada recente do preço do petróleo e a busca de segurança energética, fazendo com que seja fundamental o desenvolvimento de fontes alternativas de energia.

Nesse contexto, a biomassa vegetal é uma fonte sustentável de carbono orgânico disponível. Para Huber *et al*. (2006), os produtos derivados de biomassa renovável geram muito menos gases do efeito estufa do que os combustíveis fósseis e podem ser considerados neutros, uma vez que o CO_2 emitido na queima é reciclado através da reação de fotossíntese, quando métodos eficientes para produção são utilizados.

Justificativa

A Biomassa é um recurso renovável e os recursos incluem a madeira e seus resíduos, culturas agrícolas e seus resíduos, resíduos de criações de animais, restos de processamento de alimentos, plantas aquáticas e algas. Como destacado por Balat *et al.* (2009), muitos tipos de biomassa podem ser cultivados para o propósito de produção de energia, destacando-se alguns exemplos como: cana-de-açúcar, milho, beterraba, grãos entre muitos outros exemplos.

A biomassa já é uma alternativa de fonte de energia renovável no Brasil e poderá ser fortemente ampliada. Segundo Almeida (2008), a imensa superfície do país com terras aráveis, aliada ao clima favorável, oferece condições para a produção e o uso energético da biomassa em larga escala. A Figura Introdução.1 apresenta a concentração de 25% das terras aráveis no Brasil em conjunto com a localização e concentração das principais reservas de energia primária no mundo.

Como proposto em Silvy *et al.* (2010), países como Brasil e China, com elevada produção de biomassa, podem criar novas capacidades de produção de combustíveis ecológicos e produtos especiais, como lubrificantes e parafinas, através da utilização da tecnologia BTL - Biomass to liquids. Esta tecnologia consiste na utilização da síntese Fischer-Tropsch para a “construção” de cadeias de hidrocarbonetos a partir de unidades monoméricas obtidas de uma mistura gasosa majoritariamente formada por monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H_2).



Figura Introdução.1 - Maiores reservas mundiais de energia primária por fonte e as terras aráveis do Brasil. Fonte: Dedini, 2008

A Figura Introdução.2 demonstra o processo XTL, que significa em inglês o termo *Anything-To-Liquids*, transformação de diferentes tipos de insumos energéticos em petróleo sintético, que após o refino e processamento geram os tradicionais derivados energéticos e não energéticos tradicionais, sendo o "BTL" o nome dado ao processo que usa biomassa como insumo energético principal.

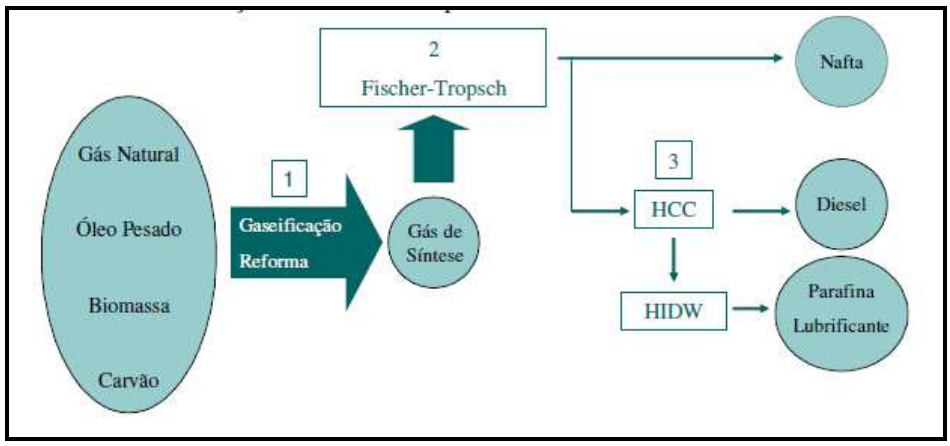


Figura Introdução.2 - Descrição das etapas do processo do XTL (GTL, BTL, CTL etc), cujo processo principal é a síntese de Fischer-Tropsch. Fonte: Vieira (2007)

De acordo com a oportunidade de uso da biomassa já evidenciada, tem-se a possibilidade de agregar valor a esses resíduos a partir do processamento e geração de petróleo sintético renovável pela aplicação da tecnologia BTL. Neste cenário, outra motivação desta pesquisa é contribuir para a discussão do uso de biomassa como insumo principal ou parcial da refinaria do futuro, através da geração e processamento

de petróleo sintético renovável, mantendo o padrão atual de especificações de derivados de petróleo requerido para cada destinação ou aplicação.

Objetivo do trabalho

Objetivos Gerais

O objetivo do presente trabalho é utilizar as principais ferramentas e metodologias utilizadas na avaliação econômica de projetos em um estudo de caso sobre as perspectivas de viabilidade econômica da produção de petróleo sintético a partir de biomassa no Brasil, utilizando-se para tal a rota tecnológica conhecida como Biomass-to-Liquids (BTL).

Objetivos específicos

- ✓ Apresentar a importância do tema no cenário de planejamento energético do país;
- ✓ Mapear as principais oportunidades de biomassa; descrever as tecnologias de processamento e os projetos XTL já implementados;
- ✓ Avaliar a viabilidade de investimento nesta tecnologia no país e identificar quais são as variáveis econômicas que podem ser mais importantes para a futura viabilidade de projetos de BTL.

Relevância do estudo

O crescente consumo de petróleo e seus derivados, somado a escalada dos preços dos mesmos ao longo dos últimos anos, estão impulsionando o avanço da síntese Fischer-Tropsch no mundo, tornando crescente o debate sobre o uso da tecnologia XTL (transformar diferentes fontes de biomassa em derivados de petróleo) e também de outras tecnologias alternativas, como a eólica e a solar.

Os investimentos em petróleo e gás são da ordem de bilhões de dólares e as decisões de projetos de investimento visam a alocação eficiente do capital para maximização do valor das organizações. Para criar valor para os seus acionistas, as empresas precisam investir em projetos que excedam o custo do capital, seja próprio ou de terceiros. No entanto, Orman (1999) afirma que os projetos de investimentos em petróleo e gás possuem alto grau de incerteza. Podem ser destacadas incertezas como mudanças regulatórias operacionais e ambientais, mudanças na infraestrutura logística e de refino e processamento, evolução das tecnologias de exploração e recuperação e mudanças no regime fiscal e nas políticas dos países produtores. Segundo Brashear *et al* (1999), tais fatores podem impulsionar ou desacelerar a viabilidade de projetos.

Neste sentido, o presente trabalho visa contribuir com este assunto de grande relevância para a pesquisa nacional e internacional, buscando colaborar para um impulso na curva de aprendizagem do Brasil neste tema de interesse estratégico no planejamento energético.

Metodologia de pesquisa da dissertação

De acordo com a metodologia descrita por Gil (1996), esta pesquisa é classificada como exploratória, pois tem como objetivo proporcionar maior aproximação com o problema proposto. Importante ressaltar também que pode ser classificada como aplicada, conforme elucidado por Vergara (2007), pois busca resolver problemas que já existem na prática, de forma imediata ou em algum tempo futuro.

A documentação indireta é a técnica de pesquisa de dados utilizada neste estudo. Conforme descrito por Marconi & Lakatos (2008), esta técnica apresenta duas diferentes formas de busca e seleção dos dados: pesquisa documental e pesquisa bibliográfica. Para Vergara (2007), ao fazer a revisão de literatura, se toma conhecimento sobre o "estado da arte" do assunto em questão, oferecendo contextualização e consistência à pesquisa.

A partir da definição dos objetivos, foi realizada uma pesquisa bibliográfica, nas bases de periódicos CAPES e Science Direct, o que deu suporte ao embasamento teórico sobre os temas como energia, biomassa, avaliação de investimentos em petróleo e gás, a tecnologia XTL, utilização de metodologias de orçamento de capital e projetos existentes de XTL, permitindo uma visão atualizada do tema.

Para à seleção dos trabalhos que deveriam contribuir para o presente estudo, foram investigados o resumo e a introdução de cada publicação, separando-se os que podiam ser associados ao tema em questão e relevância dos autores, que foram citados como referências ao longo do presente trabalho.

Após a seleção das informações mais relevantes, foi gerado o referencial teórico, através de contribuições selecionadas de informações e conceitos, apresentando e interpretando os dados coletados, alguns em forma de tabelas e figuras.

A pesquisa será concluída com a realização de um estudo de caso, que permite um caráter de profundidade e detalhamento, como cita Vergara (2007). O estudo de caso busca testar a aplicação da hipótese em estudo, embasada em premissas selecionadas no referencial teórico, através do orçamento de capital de um projeto fictício. Para cada item relevante do fluxo de caixa do projeto será aplicada a

técnica de análise de sensibilidade para entender os impactos de variações para cenários de aplicação da rota tecnológica.

Para esclarecer as técnicas utilizadas na avaliação econômica no estudo de caso, serão abordadas previamente as principais técnicas de análise de viabilidade econômica.

Ao final do trabalho, pretende-se expor se os objetivos da pesquisa foram alcançados, confirmando ou refutando a proposta de investigação, buscando-se integrar todas as partes discutidas e os principais resultados obtidos, além de sugerir possíveis estudos para futuros trabalhos.

Delimitação do estudo

No presente trabalho, será dado destaque aos resíduos de biomassa gerados na indústria da cana-de-açúcar, na região mais próxima ao Estado de São Paulo, por restrições logísticas e custos de transporte, onde se concentra o maior potencial de geração de biomassa residual no setor sucroalcooleiro e de resíduos florestais da silvicultura.

Os dados utilizados de estimativas de custos de operação, construção, insumos e montante de investimentos foram coletados na literatura, podendo haver discrepâncias com dados reais do mercado, mas que permitem uma avaliação das perspectivas de viabilidade econômica. Em função destes possíveis erros de estimativa, optou-se por utilizar os métodos de avaliação econômica de projetos e posteriormente a aplicação da análise de sensibilidade das principais variáveis de projeto.

Considerando os objetivos já citados, principalmente o de avaliar as condições econômicas para viabilidade desta tecnologia, não será o objetivo deste trabalho a escolha e otimização das tecnologias envolvidas na pirólise e gaseificação de biomassa, processo Fischer-Tropsh e o processamento do petróleo sintético.

Estrutura da dissertação

O capítulo 1 do presente trabalho apresenta uma visão ampla de toda a cadeia da indústria do petróleo, desde a produção de petróleo até o consumo de seus derivados, permitindo um entendimento da situação presente e as projeções de demanda de derivados de petróleo e biocombustíveis para o Brasil.

Na sequência, o capítulo 2 descreve o conceito de biomassa, usos atuais, quantidades produzidas e os impactos ambientais atuais. Posteriormente, avaliar a disponibilidade, tipos e quantidades de biomassa, visando a identificação das

alternativas mais interessantes para aproveitamento em processos de geração de energia.

Ao longo do capítulo 3, serão apresentadas as tecnologias de pré-processamento existentes para a biomassa, a gaseificação de biomassa ou de biomassa pré-processada, a tecnologia Fischer-Tropsh e a rota BTL visando a produção do petróleo sintético, exclusivamente por biomassa.

No capítulo 4, serão abordados os conceitos de valor, projeto de investimento e métodos de avaliação econômica de projetos, permitindo uma revisão dos conceitos e técnicas, que serão aplicadas na sequência no estudo de caso.

O capítulo 5 apresenta o estudo de caso de uma unidade de produção com a tecnologia BTL no Brasil, no Estado de São Paulo, utilizando como premissas dados da literatura, relevantes para a avaliação econômica. Também serão avaliadas as condições de viabilidade econômica em função de análise de sensibilidade dos principais itens como, por exemplo, o custo de aquisição da biomassa, investimento total e nível de preços de petróleo.

Por fim, no capítulo Conclusões, serão apresentados os principais pontos discutidos e resultados obtidos, recomendações para futuros trabalhos, com o objetivo de ajudar a promover a discussão do uso de fontes renováveis de energia para as futuras gerações.

I. Panorama sobre o mercado de petróleo e derivados

O século XX foi dominado pelos combustíveis fósseis, caracterizado por uma civilização com uso intensivo de energia. Os contínuos avanços tecnológicos foram determinantes para esta situação, principalmente os avanços em exploração, extração e eficiência de conversão das fontes primárias de energia, transporte entre continentes, transmissão de energia elétrica e nas melhorias de eficiência no consumo final. Ainda que a população global tenha quase que quadruplicado entre os anos de 1900 e 2000, a demanda média anual per capita mais do que quadruplicou no mesmo período, passando de 14 GJ para aproximadamente 60GJ. No caso específico dos Estados Unidos, atingiu a marca de 340GJ/per capita, conforme estudo de Smil (2000).

Uma das questões primordiais para o desenvolvimento econômico é a disponibilidade de fontes de energia para produção, transporte e demais necessidades humanas. A dependência dos países em relação aos derivados de petróleo, carvão e gás natural tem crescido, mesmo com tecnologias inovadoras de maior eficiência energética e com os apelos para a ampliação da utilização de fontes renováveis. Szklo & Schaeffer (2006) sustentam que a penetração da indústria do petróleo na sociedade moderna é tão grande que esta não apenas a “alimenta e sustenta”, mas também a “constrói”. A Figura I.1 mostra como tem evoluído a matriz energética global de 1985 a 2010.

Pode ser observado que a dependência do homem em relação aos derivados de petróleo, carvão e gás natural tem crescido nos últimos anos, sendo o petróleo o insumo energético de maior demanda, seguido de perto pelo carvão. O consumo de gás natural tem crescido rapidamente em função da grande demanda por energias mais limpas e em função das tecnologias de transportes existentes que ajudam a viabilizar a produção e distribuição de campos remotos até as regiões de consumo, como gasodutos e de GNL, que é produzido pela liquefação do gás natural, possibilitando o transporte em grandes navios, conforme afirma Najibi (2009). Entre 2000 e 2009 o consumo de energia primária no planeta cresceu 2,5% ao ano, com destaque para o carvão, os renováveis e o gás natural que cresceram respectivamente, 50%, 41% e 30%, no período. Contudo esse crescimento deve ser desacelerado nos próximos anos.

No Brasil, a mesma evolução de consumo de derivados de petróleo e gás natural é observada, mas o crescimento de insumos renováveis é notável na última década, conforme pode ser observado na Figura I.2.

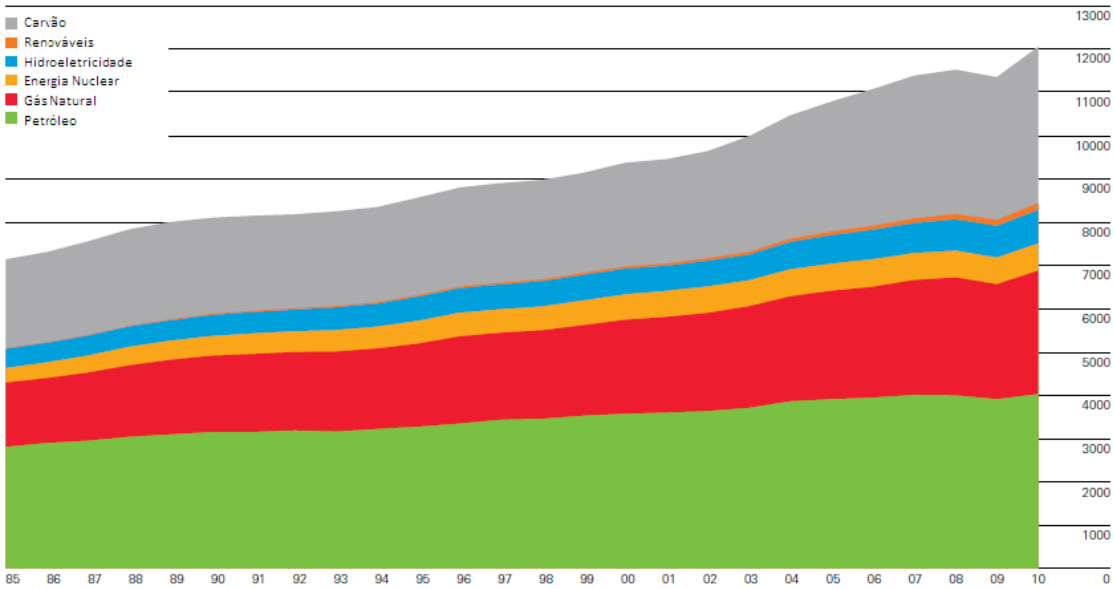


Figura I.1 - Evolução do consumo mundial de energia primária por fonte

(milhões de toneladas de óleo equivalente)

Fonte: BRITISH PETROLEUM, 2011 - Statistical Review of World Energy Full Report 2011.

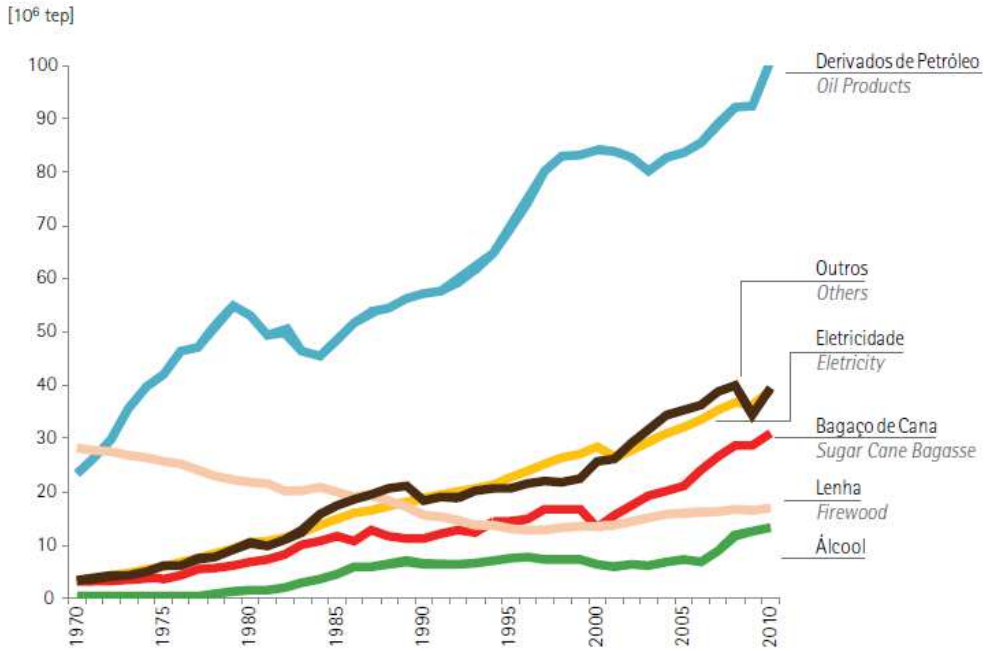


Figura I.2 - Consumo Final por Fonte de energia secundária no Brasil

Fonte: EPE, 2011

I.1 Dados gerais do setor Petróleo e Gás no mundo

Segundo levantamento da ANP (2011), em 2010, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,38 trilhões de barris. As reservas provadas brasileiras chegaram a 14,2 bilhões de barris de petróleo, o que o coloca na 15ª posição do ranking mundial de reservas. O volume de petróleo produzido no mundo aumentou 2,3%, passando de 80,3 para 82,1 milhões de barris/dia. O Brasil alcançou a 12ª posição entre os maiores produtores mundiais de petróleo.

Ainda de acordo com dados da ANP (2011), para o ano de 2010, o consumo mundial de petróleo totalizou 87,4 milhões de barris/dia, mas um destaque pode ser dado para o caso da China que, atrás dos Estados Unidos, foi o país com o segundo maior consumo no mundo, de 9,1 milhões de barris/dia, 10,4% a mais que no ano anterior. O Brasil registrou um consumo de 2,6 milhões de barris/dia ou 3% do total mundial, como pode ser visto na Figura I.3.

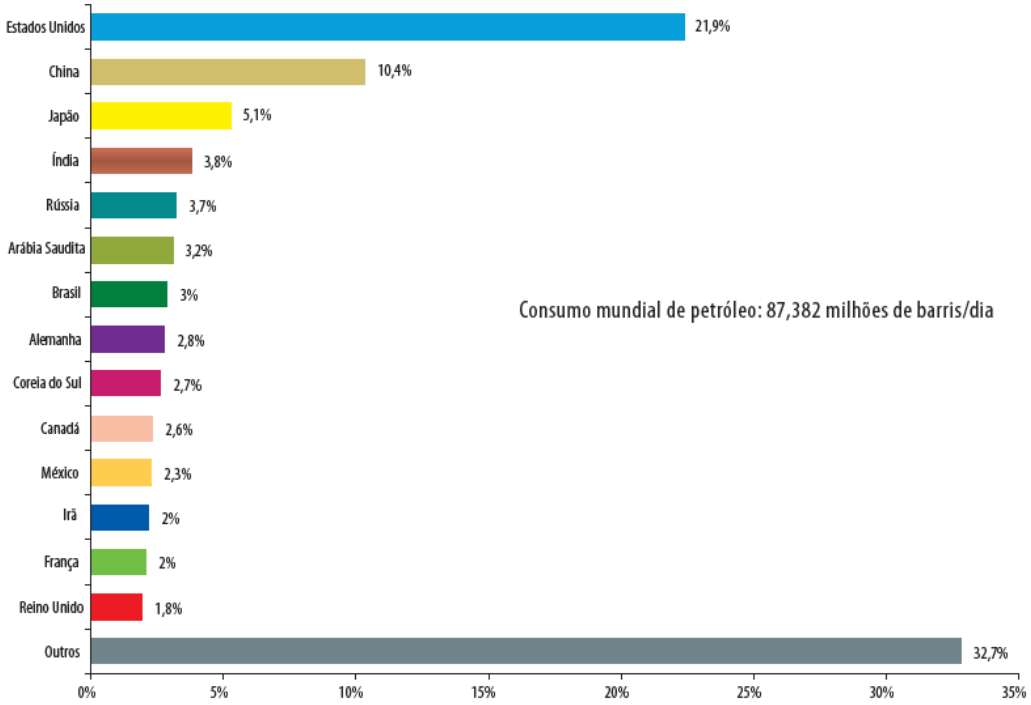


Figura I.3 - Participação de países selecionados no consumo mundial de petróleo – 2010

Fonte: ANP, 2011

I.2 Comportamento do preço do barril de petróleo

Uma das variáveis mais importantes no cenário de energia e principalmente no setor de óleo e gás é o valor unitário do preço do petróleo. Tavares (2005) destaca

que é bastante desafiador projetar a tendência de preços para o futuro, pois o mercado de petróleo é cercado de incertezas e especulações.

A Figura I.4 demonstra como foi a variação dos preços ao longo dos anos em moeda do dia e em moeda corrigida para o ano de 2010, ao mesmo tempo destacando momentos históricos relevantes para a indústria do petróleo e sua geopolítica. Nos últimos anos, o preço do petróleo Brent Datado cresceu de US$82 por barril no final de 2010 para mais US$112 por barril em abril de 2011 (EIA, 2010) e vem oscilando em torno deste patamar.

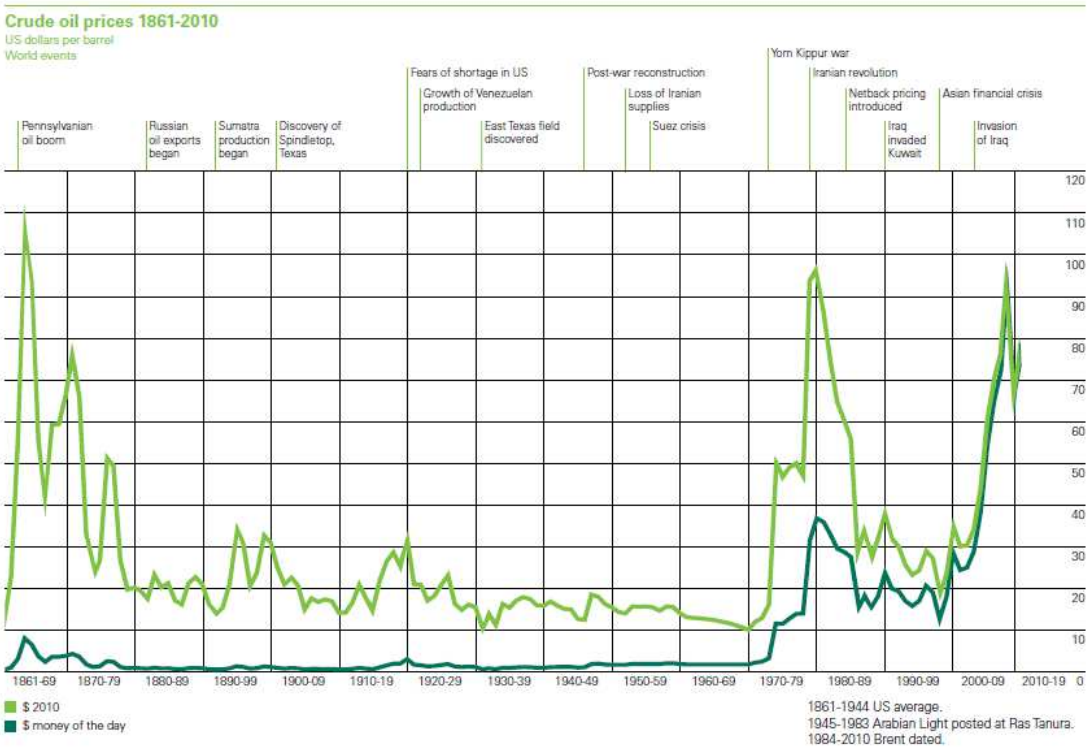


Figura I.4 - Evolução dos preços de petróleo de 1861 a 2010 (US$ por barril)

Fonte: BRITISH PETROLEUM, 2011 - Statistical Review of World Energy Full Report 2011.

I.3 Processamento e refino de Petróleo

Segundo Brandão (1999), a Indústria do Refino de petróleo representa um segmento de importância estratégica para o desenvolvimento econômico de um país, na medida em que os produtos dela provenientes se tornam responsáveis por grande parte do suprimento de energia da malha viária, destacando-se o óleo diesel e a gasolina.

De acordo com Valle (2007), o processo de refino é o conjunto das operações e procedimentos industriais empregados para tratar e transformar, com menor custo, o petróleo bruto em produtos acabados. Depois de extraído e tratado no campo de produção, o petróleo segue para a refinaria para ser transformado em uma série de produtos, como gás, GLP, nafta, gasolina, querosene, óleo diesel, óleos básicos lubrificantes, parafinas, cimento asfáltico de petróleo, solventes, coque verde de petróleo, entre outros, obtidos após uma sequência de diferentes processos nas chamadas unidades de processamento ou de refino. A nafta petroquímica encontra utilização fundamentalmente nos processos de obtenção de petroquímicos básicos (eteno e propeno, por exemplo) que são insumo para a produção de resinas termoplásticas. Na Tabela I.1 podem ser observados os produtos derivados de petróleos que podem ser obtidos e o perfil da produção das refinarias nacionais.

Tabela I.1 - Perfil da Produção Brasileira de Refinarias – Produtos

Produto	**% do Barril**
GLP	6,0
Gasolina	18,4
Diesel	39,7
Querosene (QAV)	3,7
Óleo Combustível	17,0
Asfalto + Coque	4,6
Lubrificantes	0,7
Naftas	7,4
Diversos	2,5

Fonte: Elaboração própria com base em VALLE (2007)

Conforme destaca Almeida (2003), a quantidade e qualidade dos derivados obtidos com o processamento do óleo dependem do tipo de petróleo e da tecnologia (ou esquema de refino) disponível na refinaria. Cada refinaria busca adaptar o processo de refinamento ao mercado em que atua, de forma a maximizar a produção dos derivados demandados.

Há vários tipos de processos físicos, químicos ou físico-químicos utilizados para promover a separação dos componentes mais leves dos mais pesados e eventual conversão de correntes de menor valor ou demanda em produtos de maior valor ou demanda. Como principais processos, pode-se destacar a destilação primária (onde se obtêm a gasolina, óleo diesel, nafta, solventes, querosenes e uma parte de GLP) e a destilação a vácuo (produção de correntes geradoras de diesel e gasóleo) e o craqueamento catalítico (gasóleo sendo convertido em correntes que após

tratamento geram o GLP, gasolina e óleo diesel). Segundo Clô (2000), o constante aperfeiçoamento nas tecnologias de processamento, com o objetivo de adequar os rendimentos do refino às necessidades de consumo, de tornar os processos contínuos e de aumentar a segurança nas plantas, foi acompanhado de um crescimento ininterrupto no tamanho das plantas.

No ano de 2010, a capacidade efetiva de refino instalada no mundo foi de 91,8 milhões de barris/dia, para uma produção mundial de petróleo de 82,1 milhões de barris/dia, de acordo com dados da ANP (2011). Os Estados Unidos mantiveram o primeiro lugar no ranking de capacidade mundial de refino (19,2% do total), seguidos pela China (11%), Rússia (6,1%) e Japão (4,9%). O Brasil ocupava o nono lugar no ranking mundial de capacidade de refino, com 2,1 milhões de barris/dia ou 2,3% da capacidade mundial, contando com 16 refinarias, o que pode ser visto na Tabela I.2. Destas refinarias, 12 pertencem à Petrobras e respondem por 98,1% da capacidade total. As quatro restantes, pertencentes à iniciativa privada, são Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA). A Replan (SP) é a refinaria brasileira com a maior capacidade instalada: 66 mil m³/dia ou 19,8% do total nacional. Cerca de 1,8 milhão de barris/dia de petróleo (659,6 milhões de barris no ano) são processados pelo parque de refino brasileiro.

Tabela I.2 - Evolução da capacidade de refino – 2001-2010

Refinarias (Unidade da Federação)	Capacidade de refino (m³/dia)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total[1]	311.228	311.928	322.278	322.278	324.978	324.978	328.078	330.153	332.703	332.703
Riograndense (RS)	2.000	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
Lubnor (CE)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.100	1.100	1.100	1.300	1.300	1.300
Manguinhos (RJ)	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
Recap(SP)	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500
Reduc (RJ)	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500
Refap (RS)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
Regap (MG)	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
Reman (AM)	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
Repar (PR)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	32.000	35.000	35.000	35.000
Replan (SP)	56.000	56.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	61.000	66.000	66.000
Revap (SP)	36.000	36.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
RLAM (BA)[2]	47.000	47.000	51.350	51.350	51.350	51.350	51.350	46.950	44.500	44.500
RPBC (SP)	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
Polo de Guamaré (RN)	1.728	1.728	1.728	1.728	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328
Univen (SP)	-	-	-	-	-	-	1.100	1.100	1.100	1.100
Dax Oil (BA)	-	-	-	-	-	-	-	275	275	275
Total[3](m³/dia-calendário)	295.667	296.332	306.164	306.164	308.729	308.729	311.674	313.645	316.068	316.068
Fator de Utilização[4](%)	89,6	87,7	84,1	90,0	89,6	90,3	91,1	89,9	90,8	90,9

Fonte: ANP, 2011.

I.4 Panorama dos principais investimentos previstos no Brasil

Avaliando a projeção de investimentos da Petrobras, principal participante no mercado e maior investidor, estão previstos cerca de US$ 224,7 bilhões no período de 2011 a 2015 em 688 projetos distribuídos principalmente nas áreas de exploração e

produção de petróleo e gás, refino, logística de derivados e de gás natural, como demonstrado na Figura I.5. Para os projetos de exploração e produção de petróleo e gás, conforme pode ser observado na Figura I.6, a Petrobras tem um plano de investimentos de US$ 117,7 bilhões, sendo US$ 53,4 bilhões para os projetos da área do Pré-Sal (PETROBRAS, 2011).

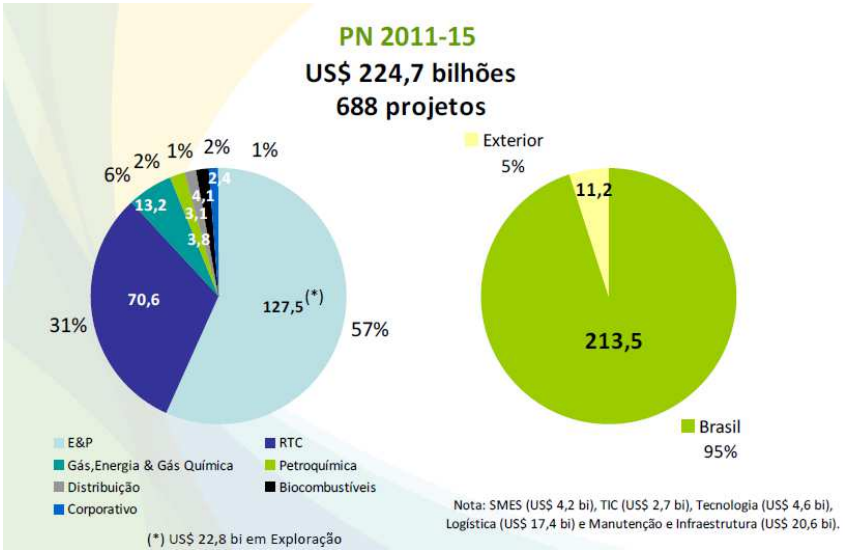


Figura I.5 - Plano de investimentos da Petrobras 2011-2015

Fonte: Petrobras, 2011

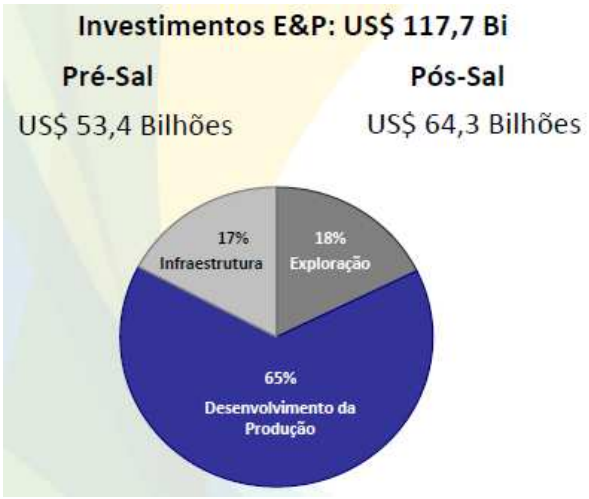


Figura I.6 - Plano de investimentos em Exploração e produção 2011-2015

Fonte: Petrobras, 2011

Em função do crescimento da demanda de óleo diesel e por exigências cada vez mais rigorosas em termos de qualidade dos derivados no mercado interno, e tendo de enfrentar restrições também intensas na Europa e EUA, mercados naturais para

seus excedentes, a Petrobras decidiu investir em unidades de conversão e de tratamento, através de novas refinarias e adequação das existentes, para adequar a produção nacional às novas especificações, de acordo com avaliação da EPE (2011). As novas refinarias previstas pela Petrobras são:

- Complexo Industrial e Portuário de Suape, Ipojuca (PE), com capacidade operacional para processar até 36.567 m3/d (230.000 bpd) de petróleo, denominada Refinaria General Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste (RNEST);
- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) é uma refinaria de petróleo com viés petroquímico, com capacidade operacional de 52.466 m3/d (330.000 bpd), em construção em Itaboraí (RJ). O primeiro módulo, com capacidade de 26.233 m3/d (165.000 bpd) e o segundo, também com capacidade de 26.233 m3/d (165.000 bpd);
- Refinaria Premium I: na Cidade de Bacabeira, no Estado do Maranhão (MA), com capacidade para processar 95.392 m3/d (600.000 bpd) de petróleo, com dois módulos de 47.696 m3/d (300.000 bpd);
- Refinaria Premium II: na Cidade de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (CE), com capacidade para processar 47.696 m3/d (300.000 bpd) de petróleo.

A Tabela I.3 apresenta o valor consolidado dos recursos a serem aplicados em ampliações de capacidade e na instalação de novas unidades nas refinarias existentes, bem como os valores dos investimentos em novas plantas. Cabe ressaltar que em todos estes casos houve uma grande elevação do volume de investimentos desde a concepção inicial até o momento presente, o que talvez torne inviável os projetos ou sejam concebidos com rentabilidades inferiores ao planejado inicialmente.

Tabela I.3 - Investimentos nas refinarias existentes e em novas plantas

Investimento	Valor (US$ bilhões)
Parque de refino atual (ampliações)	30,1
RPCC	0,2
RNEST	15,3
COMPERJ	11,1
Premium I	21,8
Premium II	10,9
Total	**89,4**

Fonte: EPE, 2011

Tomando os valores declarados na Tabela I.3 e as capacidades anunciadas de processamento de petróleo, pode-se calcular o indicador de investimento por

capacidade de processamento para cada nova refinaria. A média ponderada calculada a partir das unidades RNEST, COMPERJ, Premium I e Premium II resulta em aproximadamente um investimento de US$40.500 para cada barril de capacidade instalada de processamento de petróleo (US$40.500/BPD). Este parâmetro tem sido usado para a comparação entre investimentos no setor, visando garantir que os montantes de investimentos estão compatíveis internacionalmente.

I.5 Projeções de demanda de derivados de petróleo no Brasil até 2020

Como pode ser visto na Figura I.7, o setor de transportes representa o principal papel no consumo de derivados de petróleo energéticos no período 2001/2010. Neste segmento, o destaque é o consumo de óleo diesel e gasolina, conforme demonstrado na Figura I.8.

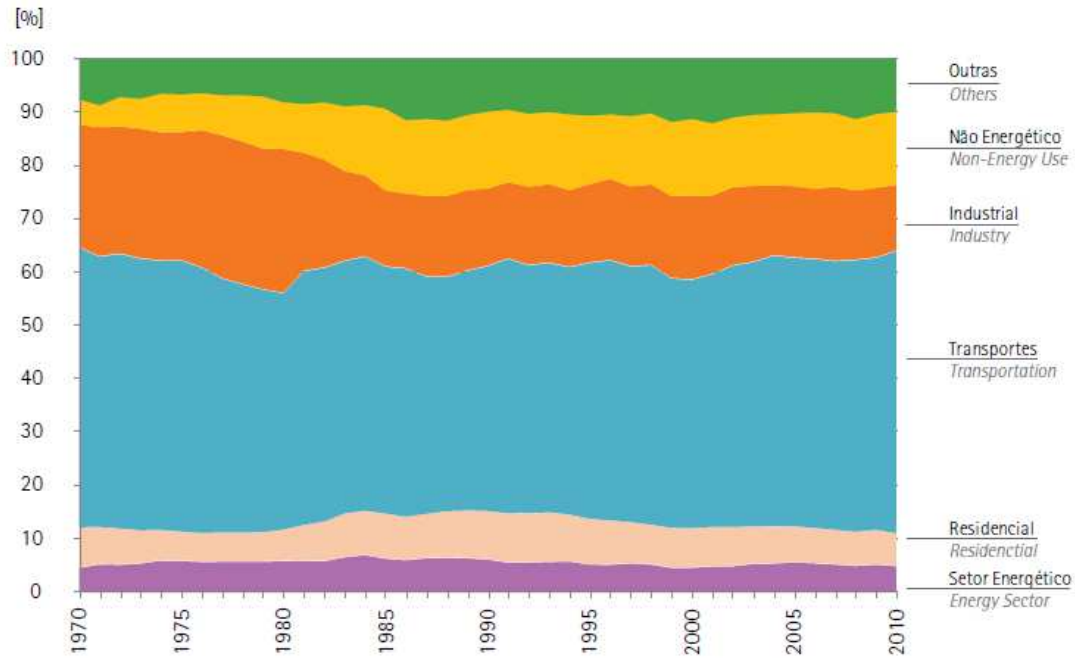


Figura I.7- Composição Setorial do Consumo de Derivados de Petróleo

Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2011)

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2011), para se estimar a projeção de demanda de derivados de petróleo no Brasil, foram consideradas algumas premissas de indicadores econômicos conforme a Tabela I.4, tendo como elemento síntese do nível de atividade econômica a taxa de crescimento do PIB. A Tabela I.5 mostra a demanda nacional de derivados de petróleo em volume diário prevista por ano de 2011 a 2020, em que se previa um aumento superior a 30% em 10 anos.

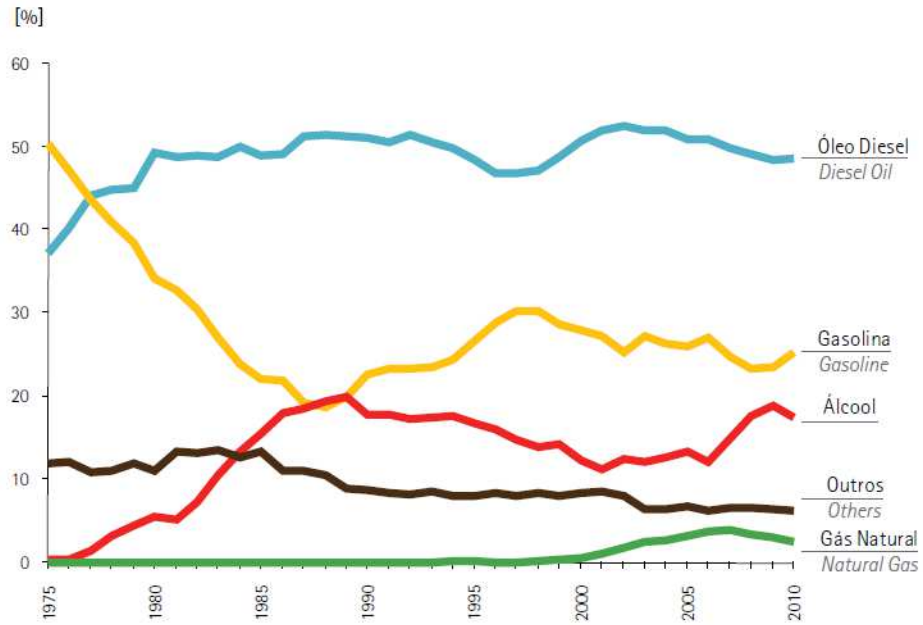


Figura I.8 - Estrutura do Consumo no Setor Transportes

Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2011)

Tabela I.4 - Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção		
	2000-2004	2005-2009	2010	2011-2015	2016-2020
PIB mundial (% a.a.)	3,7	3,4	4,6	4,5	3,9
Comércio mundial (% a.a.)	6,4	2,8	9,0	5,7	4,8
PIB nacional (% a.a.)	3,0	3,6	7,2	5,0	5,0

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções).

Fonte: EPE, 2011

Tabela I.5 - Demanda nacional de derivados (m3/d)

Produto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GLP	36.601	37.534	38.517	39.460	40.379	41.297	42.230	43.157	44.109	45.043
Nafta	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	50.858	50.858	50.858
Gasolina	67.427	61.961	57.625	52.564	49.531	49.168	51.123	53.608	56.138	59.023
QAV	18.783	19.794	20.854	22.081	23.125	24.476	25.623	26.963	28.359	29.824
Diesel	135.334	141.314	147.771	157.188	162.404	168.551	178.129	188.006	198.509	206.650
Óleo Combustível	30.777	31.924	31.427	32.848	34.083	35.362	36.526	37.673	38.943	40.729
Coque	17.738	18.129	18.856	19.315	19.803	20.368	20.821	21.071	21.582	21.948
Outros(1)	18.715	19.626	20.581	21.583	22.633	23.736	24.803	26.004	27.241	28.553
Total	361.061	365.968	371.317	380.725	387.644	398.644	414.941	447.340	465.739	482.628

(1) Inclui outros energéticos, lubrificantes, asfaltos, solventes e outros não energéticos.

Fonte: EPE, 2011

O grupo dos produtos não-energéticos do petróleo compreende os asfaltos, lubrificantes, solventes e outros produtos, como as parafinas. São produtos que, apesar de possuírem elevado conteúdo energético, são utilizados para fins não energéticos. No período de 2010-2020, foi projetado um crescimento na demanda total dos derivados não-energéticos de petróleo a uma taxa média anual de 4,8%, conforme se pode observar na Tabela I.6. Há um salto do consumo nacional de produtos não energéticos de petróleo de 6,7 milhões de m³ para 10,3 milhões de m³ entre 2011 e 2020, respectivamente.

Tabela I.6 - Demanda de produtos não-energéticos de petróleo (mil tep)

Ano	Lubrificantes	Asfaltos	Solventes	Outros	Total
2011	1.268	2.209	729	2.540	6.746
2015	1.535	2.674	882	3.074	8.164
2020	1.950	3.335	1.120	3.905	10.310
Período			**Acréscimo no período (mil tep)***		
2010-2020	735	1.218	422	1.473	3.849
Período			**Variação (% a.a.)***		
2010-2015	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
2015-2020	4,9	4,5	4,9	4,9	4,8
2010-2020	4,8	4,7	4,8	4,8	4,8

(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE, 2011

Manter o abastecimento regular do país diante destas previsões de demanda de derivados de petróleo representará um grande desafio para o setor de refino de petróleo, para a logística de movimentação de derivados nas diferentes regiões e uma intensa atividade de comércio internacional, que será responsável pela importação de produtos deficitários e exportação de possíveis excedentes.

II. Mapeamento da disponibilidade das biomassas residuais agrícolas no Brasil

A geração de biomassa residual nos processos agrícolas e industriais normalmente é negligenciada pela sociedade, sendo muitas vezes reconhecido como algo que deve ser tratado da mesma forma que nas rotas convencionais de processamento do lixo. Muitas vezes é utilizada a incineração no próprio local de geração, sem mesmo avaliar o aproveitamento da energia resultante na queima.

A Biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia ou de produtos de interesse econômico. De acordo com o estudo da ANEEL (2005), a biomassa é uma forma indireta de energia solar, pois a energia solar é convertida em energia química, através da fotossíntese, base dos processos biológicos de todos os seres vivos.

Conforme destacado por Goldemberg & Coelho (2004), o uso da biomassa energética pode ser classificado em dois grandes grupos: a biomassa tradicional e a biomassa moderna. A biomassa tradicional é a denominação dada para todo tipo de biomassa que é originária do desmatamento sem controle ou quando sua conversão ocorre através de processos extremamente ineficientes, como o uso da lenha como combustível para o aquecimento e cocção de alimentos em muitas regiões do planeta. A biomassa moderna pode ser denominada como toda a biomassa produzida de maneira sustentável, excluindo a biomassa tradicional.

A biomassa foi durante a maior parte da humanidade a principal fonte primária de energia para as atividades humanas, porquanto somente a partir das revoluções industriais que ela foi substituída, primeiro pelo carvão e depois pelo petróleo, perdendo o status de principal fonte primária. Existem estudos com cenários em que uso de biomassa moderna terá um papel cada vez maior na matriz energética mundial em função do declínio nas reservas de outras fontes primárias e secundárias de energia, como pode ser visualizado na Figura II.1.

Segundo Almeida (2008), o Brasil, por ser um país de clima tropical e com tradição agrícola, se destaca na produção de biomassa residual oriunda de resíduos de culturas agrícolas para geração de energia e tem tradição na produção de biocombustíveis de primeira geração, como no caso do etanol e o biodiesel, nos últimos dez anos.

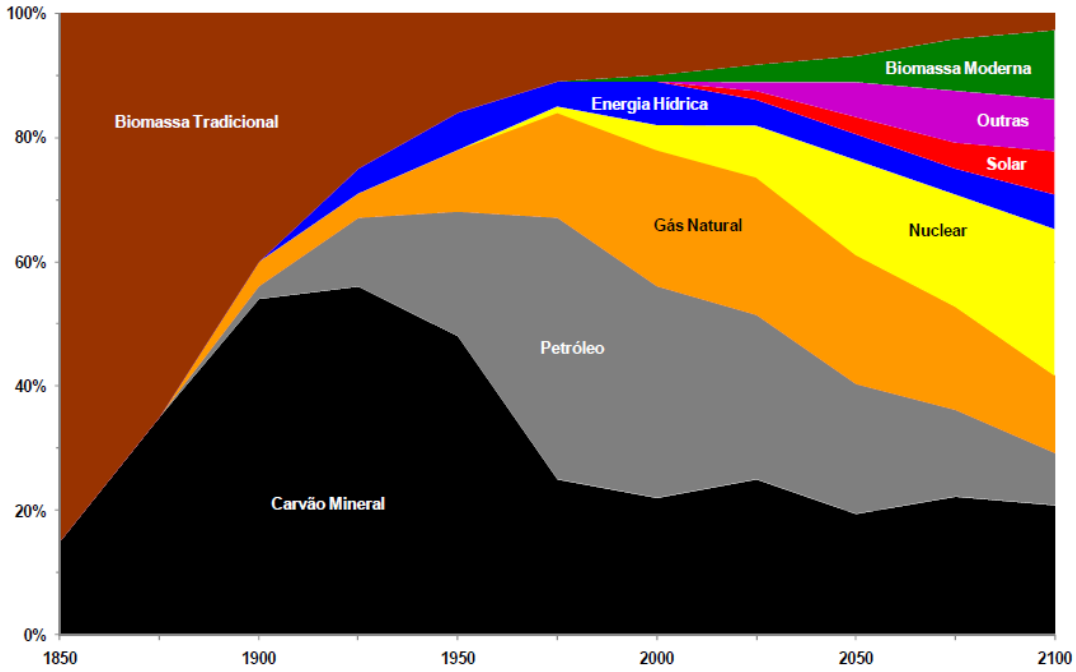


Figura II.1 - Participação de energia primária, por fonte, 1850 – 1990, e cenário para 2100.

Fonte: Nakicenovic; Grübler; Mcdonald (1998)

Os biocombustíveis de segunda geração são obtidos utilizando como matéria-prima biomassa lignocelulósica. Como esta se trata de resíduos agroindustriais e capins, não compete com a produção de alimentos pela utilização das áreas cultiváveis. Como afirma Almeida (2008), esta energia presente na biomassa é transformada através de processos de conversão físicos, químicos e biológicos em combustíveis líquidos, sólidos e gasosos. Vários processos estão sendo desenvolvidos e dentre eles se destacam: o etanol de lignocelulose, obtido a partir da hidrólise da biomassa, que produz monômeros de açúcar, seguida da fermentação, o BTL ("biomass to liquid"), obtido a partir da gaseificação da biomassa seguida da síntese de Fischer-Tropsch e a pirólise rápida ou liquefação da biomassa produzindo bio-óleo.

Conforme apresentado por Werther *et al.* (2000), os materiais de biomassa com potencial de alta energia incluem:

- Resíduos agrícolas como: palha, bagaço de cana e cascas em geral;

- Resíduos da floresta tais como lascas de madeira, serragem e casca. Contam com 65% do potencial energético da biomassa enquanto 33% são de resíduos de culturas agrícolas.

Embora grande parte da biomassa seja de difícil contabilização, devido ao uso não-comercial, estima-se que, atualmente, ela possa representar até cerca de 14% de

todo o consumo mundial de energia primária. Em alguns países em desenvolvimento, essa parcela pode aumentar para 34%, chegando a 60% na África, conforme pode ser visto na Tabela II.1, segundo dados publicados pela ANEEL (2005).

Tabela II.1 - Consumo de biomassa (Mtep)

País ou Região	Biomassa [1]	Outros	Total [2]	[1/2] %
Mundial	**930**	**5.713**	**6.643**	**14**
China	206	649	855	24
Leste Asiático	106	316	422	25
Sul da Ásia	235	188	423	56
América Latina	73	342	415	18
África	205	136	341	60
Países em desenvolvimento	825	1.632	2.457	34
Países da OCDE	81	3.044	3.125	3

Fonte: ANEEL, 2005

II.1 Culturas agrícolas e os mais relevantes resíduos no Brasil

Segundo Lessa (2008), a biomassa vegetal é dividida em dois grandes grupos, de acordo com a consistência do caule: biomassas lenhosas e herbáceas. As biomassas herbáceas possuem caules sem lignina, verdes e flexíveis. Já as lenhosas possuem caules com lignina, rígidos, de porte geralmente avantajado.

A área cultivada com florestas no Brasil chegou a 1,3 milhões de hectares em 2007, sendo 79% destes de eucalipto, ainda conforme dados apontados por Lessa (2008). Como ilustrado na Figura II.2, os Estados brasileiros com maior potencial de aproveitamento de resíduos da madeira, oriunda de silvicultura, são Paraná e São Paulo, de acordo com levantamento da ANEEL (2005).

Matérias-primas herbáceas possuem tecidos tenros, portanto moles, frágeis, e comumente verdes. São exemplos de biomassas herbáceas o tomateiro, aboboreira, couve, bagaço de cana-de-açúcar, dentre outros. De acordo com Lessa (2008), na década de 70, durante a crise do petróleo, o governo fez grandes investimentos para o desenvolvimento de combustível obtido através de matérias-primas alternativas, simbolizado pelo programa Pró-Alcool. Através desse programa desenvolveu-se a tecnologia de obtenção de etanol para uso como combustível veicular, utilizando cana-de-açúcar como matéria-prima. A geração de etanol pela cana-de-açúcar gera grandes quantidades de resíduos como o bagaço de cana, a palha e pontas.

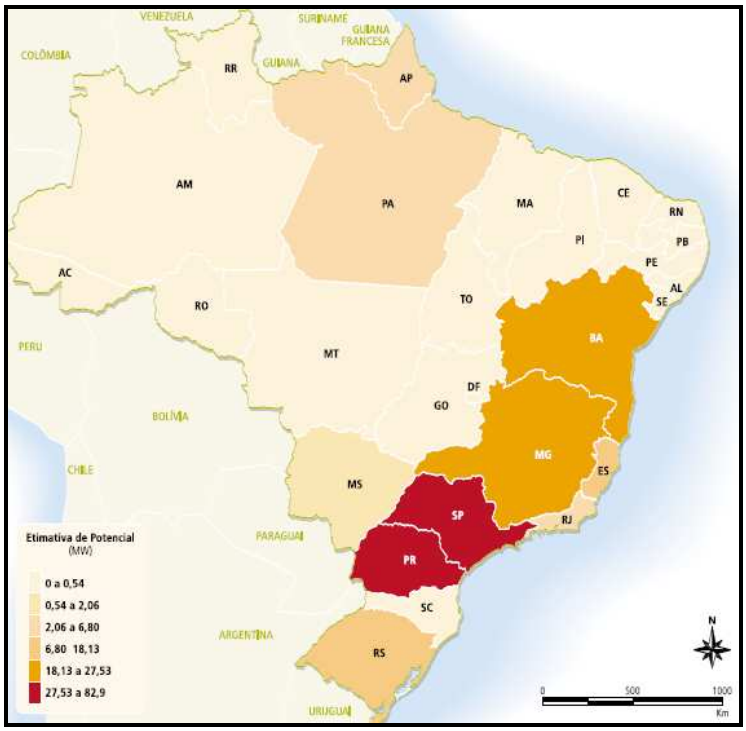


Figura II.2 - Potencial de geração de energia elétrica a partir de resíduos florestais (silvicultura)

Fonte: ANEEL, 2005

O cultivo e o beneficiamento da cana são realizados em grandes e contínuas extensões, mas o aproveitamento de resíduos é facilitado pela centralização dos processos de produção de açúcar e etanol. A Figura II.3 mostra o potencial de aproveitamento desses resíduos para geração excedente de energia elétrica, segundo cada Estado da Federação. Em termos energéticos, o bagaço equivale a 49,5%, o etanol a 43,2% e o vinhoto a 7,3%. Mesmo com esse alto valor energético, o bagaço é pobremente utilizado nas usinas, sendo praticamente incinerado na produção de vapor de baixa pressão (20 kgf/cm2), que é utilizado em turbinas de contrapressão nos equipamentos de extração e na geração de eletricidade, de acordo com dados do estudo da ANEEL (2005).

Conforme dados da EPE (2011), o Estado de São Paulo concentra a disponibilidade de resíduos da indústria sucroalcooleira. Nesta região, existem 44 das 148 usinas de etanol de primeira geração, moendo aproximadamente 100 milhões de toneladas por ano, como pode ser visto na Figura II.4. Recentemente, foi estabelecido neste Estado um cronograma gradativo para a extinção da queima da cana-de-açúcar nas áreas mecanizáveis até 2014 e, nas áreas não mecanizáveis, até 2017. Além dos benefícios para o meio ambiente e população vizinha, a mecanização da colheita de

cana-de-açúcar permitirá disponibilizar também a biomassa residual composta de palha e ponta para o aproveitamento energético.

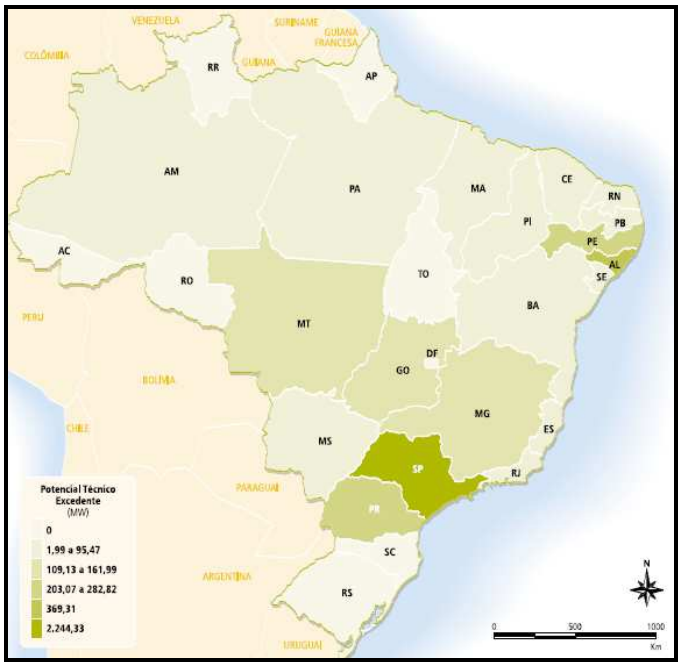


Figura II.3 - Potencial de geração de excedente de energia elétrica no setor sucroalcooleiro

Fonte ANEEL, 2005

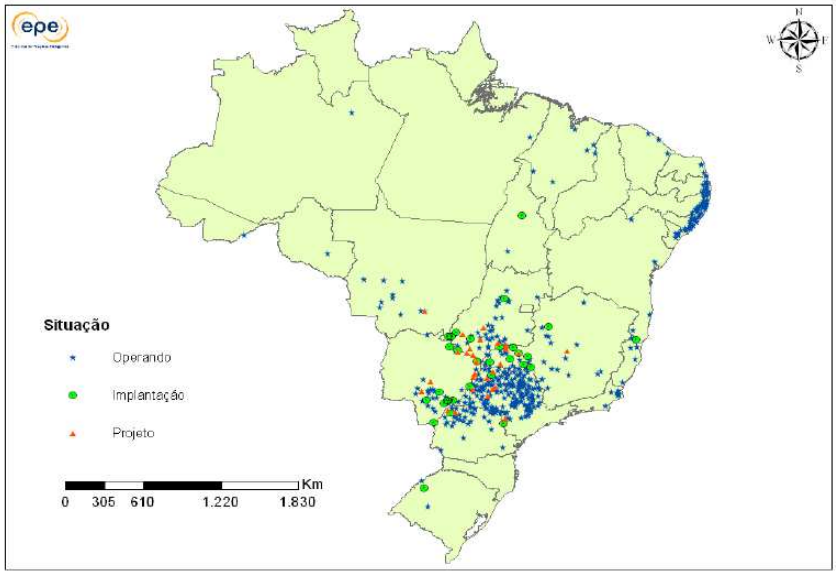


Figura II.4 - Usinas de processamento de cana-de-açucar existentes, em implantação e em fase de projeto

Fonte: EPE, 2011

A Tabela II.2 apresenta a quantidade de cana-de-açúcar necessária para atender às projeções de etanol e açúcar no período decenal, assim como o bagaço e a palha e ponta resultantes.

Tabela II.2 - Projeção da oferta de biomassa de cana-de-açúcar

Ano	Cana de açúcar (Mt)	Bagaço (Mt)	Palha e ponta (Mt)
2011	625	169	97
2012	659	178	102
2013	711	192	110
2014	775	209	120
2015	836	226	130
2016	893	241	138
2017	952	257	148
2018	1.007	272	156
2019	1.068	288	166
2020	1.126	304	174
Acréscimo (Mt)*			
2010-2020	502	136	78
Variação (% a.a.)*			
2010-2015		6,1%	
2015-2020		6,1%	
2010-2020		6,1%	

Obs.: Considerou-se que cada tonelada de cana de açúcar dá origem a 270 kg de bagaço e disponibiliza 155 kg de palha e ponta para uso [133].
(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: EPE, 2011

II.2 Características Físico-químicas

Segundo Balat *et al.* (2009), a estrutura química e compostos orgânicos básicos presentes na biomassa são extremamente importantes no desenvolvimento de processos para a produção de derivados combustíveis derivados e produtos químicos. A análise típica de madeira seca indica a composição de carbono (52%), hidrogênio (6,3%), oxigênio (40,5) e nitrogênio (0,4%). Os componentes da biomassa incluem a celulose, hemicelulose, lignina, lipídeos, proteínas, amido, água, hidrocarbonetos entre outros compostos. A proporção destes constituintes varia entre as espécies.

A caracterização da biomassa é quem determina a escolha do processo de conversão e as dificuldades de processamento que possam surgir. Assim é de suma importância avaliar as características da biomassa para direcionar a melhor tecnologia de conversão e sua utilização, evitando a exploração de uma biomassa mais custosa e que tenha baixa eficiência energética. A caracterização pode basear nas Propriedades Físicas (Granulometria, Massa Especifica, Densidade e Teor de Umidade), na Análise Imediata (Teor de Umidade, Voláteis, Cinzas e Carbono Fixo), Análise Elementar, qual analisa os elementos químicos presentes na biomassa, Análise Somativa (teor de lignina, celulose e hemicelulose) e Poder Calorífico. A Tabela II.3 apresenta as propriedades de algumas matérias-primas, usualmente disponíveis, além das

propriedades do carvão e do gás natural. Um dado importante apresentado nesta tabela é o teor em massa de 50,2% umidade do bagaço de cana-de-açúcar.

Tabela II.3 - Especificações técnicas: Carvão, Gás Natural e biomassas.

	Carvão Betuminoso	Gás Natural	Eucalipto	Casca	Carvalho	Resíduos de Floresta	Chips de Madeira	Pellets de Madeira	Fibras de Cereal	Bagaço de cana-de-açúcar
Cinzas, d%	8.5-10.9	0	0.41	3.5-8	1.1-4.0	1.0-3.0	0.8-1.4	0.4-1.5	3-10.0	2.2
Umidade, w%	5-10.0	0	41.5	45-65	50-60	30-60	20-50	7.0-10	14-25	50.2
Poder Calorífico, MJ/kg	26-28.3	48	19.42	18.0-23	18.4-19.2	18.5-20	19.2-19.4	16.2-19	16.5-17.4	18.1
Densidade, kg/m3	1100-1500	n.a	390-640	320	120	n.a	250-350	500-780	100-170	143.16
Parte volátil, w%	25-40	100	77.5	69.6-77-2	>70	>70	76-86	>70	70-81	79.9
Ponto de fusão das Cinzas, t°C	1100-1400	-	1400-1700	1300-1700	n.a.	n.a	1000-1400	>1120	700-1000	
C, d%	76-87	75	47.5	48-52	47-51	48-52	47-52	48-52	45-48	44.6
H, d%	3.5-5	24	6.0	4.6-6.8	5.8-6.7	6.0-6.2	6.1-6.3	6.0-6.4	5.0-6.0	5.8
N, d%	0.8-1.5	0.9	1.0	0.3-0.8	0.2-0.8	0.3-0.5	<0.3	0.27-0.9	0.4-0.6	0.6
O, d%	2.8-11.3	0.9	44.0	24.3-42.4	40-46	40-44	38-45	~40	36-48	44.5
S, d%	0.5-3.1	0	1.5	<0.05	0.02-0.10	<0.05	<0.05	0..04-0.08	0.05-0.2	0.1
Cl, d%	<0.1	-	0.01-0.03	0.01-0.03	0.02-0.05	0.01-0.04	0.02	0.02-0.04	0.14-0.97	0.02
K, d%	0.003	-	0.02-0.05	0.1-0.4	0.2-0.5	0.1-0.4	~0.02	n.a	0.69-1.3	-
Ca, d%	4-12.0	-	0.1-1.5	0.02-0.08	0.2-0.7	0.2-0.9	~0.04	n.a	0.1-06	-

Fonte: Lessa, 2008

De acordo com Lessa (2008), as principal diferença é o menor poder calorífico (ou densidade energética) da biomassa frente às outras fontes de energia, o que gera uma necessidade de maiores quantidades de biomassa para a produção de uma mesma quantidade de energia, podendo implicar em um aumento dos custos com o transporte e armazenagem (influenciados também pela teor de umidade).

II.3 Desafios logísticos da bioenergia

A logística é variável fundamental na viabilização da biomassa residual como fonte para a produção de energia, dada sua característica de inerente dispersão sobre uma grande área, de acordo com Oliveira (2011). Existem diversas possibilidades para a construção de uma cadeia logística para a bioenergia, contudo a última etapa é a

conversão da biomassa. A seguir é exposto na Figura II.5 um fluxograma com diferentes possibilidades de construção de uma cadeia logística para a bioenergia.

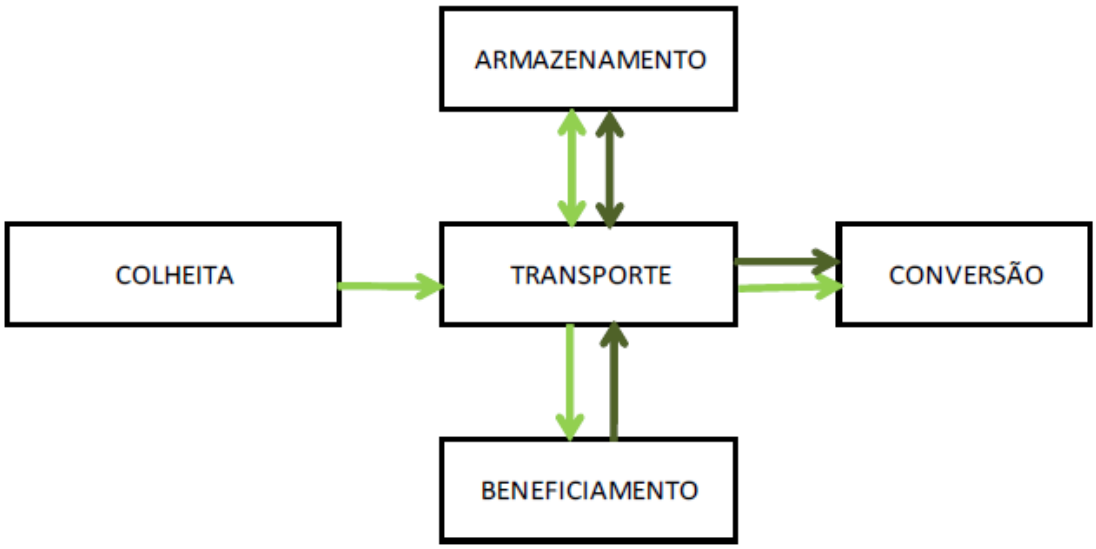


Figura II.5 - Fluxograma logístico genérico

Fonte: Oliveira, 2011

Segundo afirma Oliveira (2011), o armazenamento é mais uma etapa da cadeia logística, que pode ser considerado ou não dependendo do tipo do insumo ou da necessidade de disponibilidade do produto final. No caso da bioenergia o armazenamento tem como principal objetivo regularizar diferentes sazonalidades, seja de safra e necessidade do setor elétrico, seja de custo de transporte no período de safra. No caso dos resíduos da cultura de cana de açúcar, este processo pode ser vital pois existem períodos do ano em que não há moagem de cana e, portanto, não há geração de resíduos nestes períodos.

De acordo com pesquisa de campo realizada por Lima *et al.* (2006), foi realizada uma busca das localizações de todas potenciais fontes das biomassas em uma área de influência do Estado de São Paulo, envolvendo serrarias e indústrias moveleiras, totalizando 500 serrarias e madeireiras. 48 serrarias e madeireiras poderiam fornecer serragem ou cavaco, totalizando no mínimo cerca de 27.648 toneladas por ano de com teor de umidade variando entre 11,5% e 25% em massa.

Com relação ao custo de aquisição da matéria-prima junto às usinas de álcool e acúcar, estudos anteriores consideraram os custos variando entre de R$10,00/tonelada (LESSA, 2008), R$30,00/tonelada (NAGAOKA, 2006), R$75,00/tonelada (SUASSUNA,2002) e US$9,49/tonelada (LIMA, 2006).

No caso da etapa do transporte, as questões principais versam a respeito do modal, das distâncias e da densidade da carga. Com relação aos custos transporte da

matéria-prima, estudos anteriores consideraram o custo variando entre R$15,00/tonelada (NAGAOKA, 2006), R$75,00/tonelada (SUASSUNA,2002), R$163,00/tonelada (LESSA, 2008) e R$21,70/tonelada (LIMA, 2006), principalmente em função da consideração de diferentes distâncias entre ponto de coleta e unidade de processamento.

A etapa de beneficiamento da biomassa será realizado conforme as tecnologias descritas no capítulo 3, contudo o problema logístico é a localização deste beneficiamento. Um beneficiamento anterior ao transporte e armazenamento, diminui os custos logísticos. Para isso a localização da planta deve ser otimizada dada uma certa densidade de produção em determinada região.

III. Tecnologias de pré-processamento de biomassa e o processo Ficsher-Tropsch para obtenção de petróleo sintético (XTL e BTL)

O homem, através do desenvolvimento contínuo de tecnologias que visam aproveitar as fontes energéticas disponíveis na natureza, buscou ao longo de toda a sua existência os meios para garantir sua sobrevivência nas relações sociais e de produção. Vive uma contínua necessidade de gerar e consumir energia para suas atividades econômicas e necessidades sociais, gerando soluções tecnológicas das quais hoje somos profundamente dependentes.

No entanto, o viés econômico, impulsionado principalmente pela elevação e grande oscilação dos preços de aquisição de insumos energéticos, vem determinando a busca por soluções que possam aproveitar matérias-primas de menor valor para a geração e consumo de energia, além de outras aplicações e necessidades econômicas.

Portanto, a oportunidade de agregar valor e transformar os resíduos de biomassa, industriais ou agrícolas, em fonte de energia secundária tem sido uma das fronteiras tecnológicas no tema da pesquisa em tecnológica da energia, principalmente em países com vulnerabilidades identificadas durante o planejamento da matriz energética, somando ainda das preocupações ambientais com o uso de combustíveis fósseis.

O processamento da biomassa pode ser feito por várias rotas tecnológicas, mas serão destacados em sequência os possíveis processos relacionados à solução tecnológica proposta neste trabalho, conforme tópicos abaixo:

- beneficiamento da biomassa;
- processamento térmico, por gaseificação direta ou pirólise, para a alimentação da unidade XTL;
- Síntese de Fischer-Tropsch e projetos de XTL de grande escala implementados;
- Dados de projetos de pesquisa em XTL.

III.1 Tecnologias de beneficiamento de biomassa

As tecnologias de beneficiamento têm como objetivo adequar a biomassa in natura para uma determinada condição de transporte ou utilização energética. Segundo Oliveira (2011), um dos principais problemas a resolver é o problema de densidade da biomassa, havendo a necessidade de aumentar seu conteúdo energético por unidade de volume. Estes processos visam principalmente a redução do teor de umidade, minimizando custos de transporte e processamento, pois a água

contida ou absorvida nestes insumos é parcialmente eliminada, aumentando o poder calorífico e densidade energética do material processado.

De acordo ainda com o levantamento de Oliveira (2011), os principais processos de beneficiamento são a secagem, redução granulométrica e peletização. Abaixo segue uma descrição resumida de cada um destes processos:

- Secagem: o processo de secagem pode ser separado em dois tipos: a secagem natural e a secagem forçada. A secagem natural ocorre com o armazenamento da biomassa, em campo ou ambiente fechado, e o tempo pode tomar em torno de dois a três meses para atingir 15-20% de teor de umidade. Na secagem forçada, existem diversos tipos de secadores que permitem a redução do teor de umidade.
- Redução granulométrica: tem como principal objetivo aumentar a superfície especifica da biomassa, facilitar o transporte e condicionamento e também adequar o tamanho da biomassa ao necessário para melhor desempenho de cada tecnologia. As principais tecnologias são os picadores, moedores e trituradores que existem de diversas formas e modelos no mercado.
- Peletização: é o processo onde a biomassa é transformada por uma sequência de diferentes processos térmicos e mecânicos em biomassa densificada em formatos geralmente cilíndricos. O principal processo térmico é a secagem que, em geral, reduz a umidade da biomassa de 15% para 8%. Nos processos mecânicos podem ser citados como principais a moagem (picagem), a extrusão ou a prensa por pistão da biomassa sob alta pressão para produzir as peças; estas fases são intensivas em energia. As peças possuem tamanho de 3 a 10 milímetros de diâmetro. Winck (2009) destaca que o bagaço de cana in natura apresenta massa específica de 250 kg/m3 e que o pellet, com compactação e seco, pode atingir uma massa específica aproximada de 1400 kg/m3.

Um outro processo possível, de acordo com Winck (2009), é a briquetagem. Esse processo consiste em densificar a biomassa, gerando mecanicamente um aquecimento, que provoca a liquefação da lignina presente, que atua como agente aglomerante. A história da briquetagem teve início a partir da escassez de combustível e energia sofrida pela população européia, durante a I Grande Guerra Mundial, evoluindo muito até a atualidade.

III.2 Processamentos Termoquímicos de biomassa

O aproveitamento da biomassa pode ser feito por meio da combustão direta (com ou sem processos físicos de beneficiamento), de processos termoquímicos (gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação) ou de processos biológicos (digestão anaeróbia e fermentação), conforme destaca o estudo publicado pela ANEEL (2005). A Figura III.1 apresenta os principais processos de conversão da biomassa em energia ou insumos energéticos .

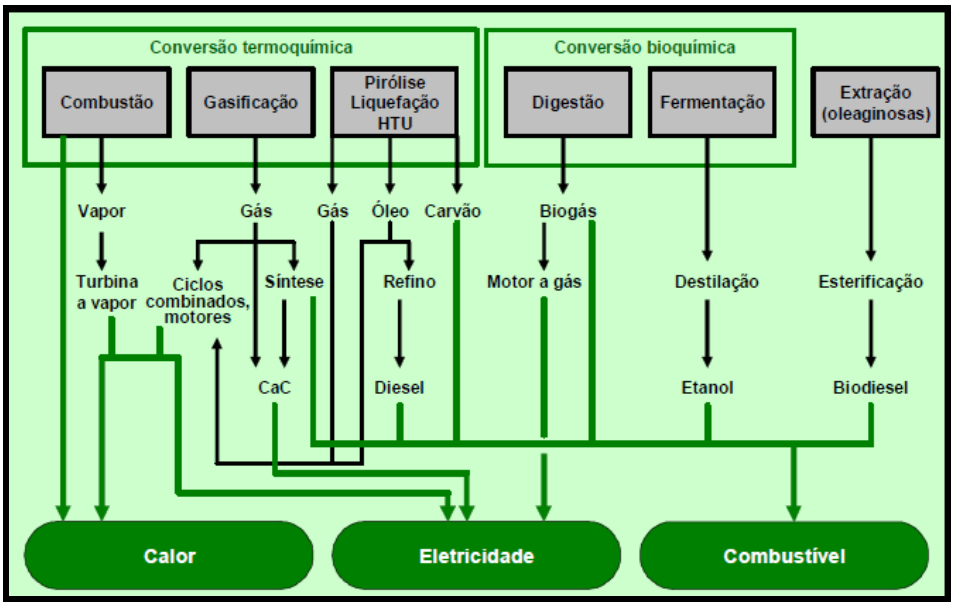


Figura III.1 - Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa

Fonte : Seabra, 2008

Os processos térmicos de gaseificação e pirólise serão descritos a seguir.

III.2.1 Gaseificação

Segundo Alderucci *et al.* (1993), a gaseificação é um processo de conversão termoquímica realizada a altas temperaturas, na faixa de 850 - 1500ºC, em que um líquido ou sólido a base de carbono, como biomassa, carvão, bio-óleo ou gasóleo, reage com o ar, oxigênio puro ou vapor, produzindo um gás combustível conhecido como gás de síntese. De acordo com Baind et al. (2002), este gás é uma mistura de de CO, CO2, H2, CH4, traços de hidrocarbonetos pesados, água, nitrogênio e várias outras substâncias, como partículas de coque, cinzas, alcatrão, ácidos e óleos, que são consideradas contaminantes. A composição desse gás de síntese varia em função do tipo de insumo e do processo de gaseificação.

Como exposto em Almeida (2008), a gaseificação de biomassa pode compreender as seguintes etapas seqüenciais:

- secagem para evaporação da umidade;
- pirólise para obtenção de gases, vapores do alcatrão e carvão;
- e gaseificação ou oxidação parcial do carvão, alcatrão e gases gerados na pirólise.

Um ponto importante destacado por Almeida (2008) é que a gaseificação com utilização do ar produz um gás com baixo podercalorífico (~5MJ/m3), devido à diluição com o nitrogênio. A gaseificação com vapor produz um gás com médio poder calorífico, 10-12 MJ/m3 e 15- 20MJ/m3, respectivamente, e é mais adequado para produzir combustíveis líquidos, via síntese de Fischer-Tropsch.

No entanto, Almeida (2008) afirma também que as tecnologias de gaseificação de biomassa têm sido demonstradas com sucesso nas escalas protótipo e industrial, mas com custo elevado quando comparado com a energia produzida a partir dos combustíveis fósseis, sendo importante a integração da gaseificação com outros processos, como por exemplo a síntese de Fischer-Tropsch, para uma possível viabilidade econômica no futuro.

III.2.2 Pirólise

A pirólise ou carbonização é o mais simples e mais antigo processo de conversão de um combustível sólido ou líquido em outro de melhor qualidade e conteúdo energético. O processo consiste em aquecer o material original (normalmente entre 300°C e 500°C), na “quase-ausência” de ar, até que o material volátil seja retirado, conforme demonstrado na Nota Técnica n° 36/2012-SRE/ANEEL (2005).

Segundo Balat *et al* (2009), os produtos finais deste processo estão em estado sólido, líquido e gasoso, onde, o primeiro pode ser traduzido em carvão e, o terceiro, em gases de baixo e alto poder calorífico. Quanto à fração líquida esta pode ser denominada de óleo de pirólise, bio-óleo bruto, bio-combustível, líquidos de madeira, óleo de madeira, líquido condensado da fumaça, destilado da madeira, alcatrão pirolenhoso, ácido pirolenhoso, e outros.

Outro ponto importante destacado por Balat *et al* (2009) é com relação aos tipos de processos de pirólise, que são classificadas como convencional, rápida ou “flash”. A pirólise convencional trata-se do tipo de pirólise que ocorre por meio de uma taxa de aquecimento lenta, maximizando a produção de carvão. Já a pirólise rápida (também denominada de termólise) ocorre com uma taxa de aquecimento rápida, curto tempo de residência e temperaturas moderadas, maximizando a produção de bio-óleo, que

responde por aproximadamente 60-75 % mais 15-20 % de carvão e 10-20 % de gases não condensáveis. A pirólise “flash”, também apresenta um maior rendimento em líquidos, porém, esta se encontra em estágio de desenvolvimento inferior. Ela opera com temperaturas mais elevadas e uma maior taxa de aquecimento, produzindo como líquidos o bio-óleo ou bio-crú, o qual pode ser utilizado diretamente em motores e turbinas. Neste, uma eficiência superior a 70% pode ser alcançada. A Figura III.2 ilustra um esquema conceitual do processo de pirólise rápida.

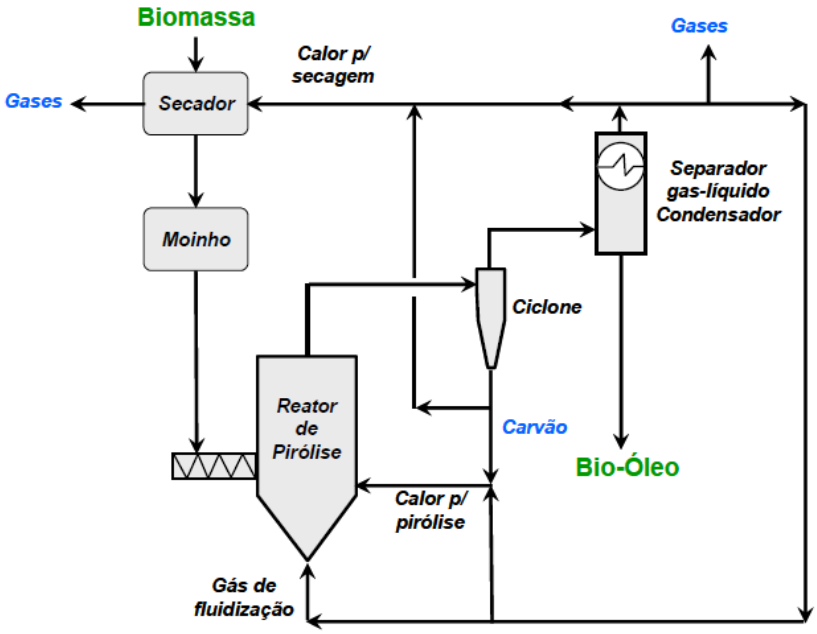


Figura III.2 - Esquema conceitual do processo de pirólise rápida

Fonte : Almeida, 2008.

Conforme citado por Almeida (2008), o bio-óleo, conhecido também como óleo de pirólise, é um líquido de coloração marrom escura, quase negra, e odor característico de fumaça com composição elementar próxima a da biomassa. A sua composição depende do tipo de biomassa, das condições de processo, do equipamento e da eficiência na separação do carvão.

Ely (2009) afirma que a busca por processos de pirólise que possuam maior rendimento em bio-óleo se deve ao fato deste produto possuir uma maior densidade energética do que os demais, pois possui um poder calorífico de 31,41 GJ/t (ROCHA, 2008), contra 18,11 GJ/t (FALABELLA *et al.,* 2007) do bagaço de cana, por exemplo. Além de melhores condições para transporte, em comparação ao gás e o carvão, é possível seu uso em refinarias de petróleo, na queima direta, com substituição ao óleo combustível e, sua utilização como fonte de matéria-prima para obtenção de produtos da indústria química em geral.

Uma alternativa destacada por Almeida (2008) é que o bio-óleo pode ser produzido em pequenas plantas de pirólise rápida perto da fonte de matéria-prima, onde a biomassa de baixa densidade é convertida num líquido muito mais denso e transportado para uma central de processamento onde seria gaseificado a gás de síntese para produção de petróleo sintético, via síntese de Fischer-Tropsch. Ely (2009) afirma que após a produção do petróleo sintético, há um aumento de sua qualidade, em função da retirada dos contaminantes presentes no bio-óleo, facilitando a destinação à uma refinaria de petróleo.

Outra alternativa de rota tecnológica comentada por Ely (2009) consiste em direcionar o bio-óleo para uma etapa de gaseificação, podendo inclusive, ser co-gaseificado com carvão, óleo combustível ou coque de petróleo para a geração de energia elétrica ou produção de gás Hidrogênio nas refinarias.

III.3 A síntese de Fischer-Tropsch e o processo XTL

De acordo com o levantamento do histórico do uso da tecnologia XTL realizado por Gomes *et al*. (2006), a obtenção de hidrocarbonetos líquidos a partir de qualquer matéria orgânica vem sendo estudada desde o início do século XX, como conseqüência da crescente demanda por derivados de petróleo, sendo a Alemanha a pioneira nesse desenvolvimento devido à baixa quantidade de reservas de petróleo em seu território. Entre os anos 1920 e 1930, Franz Fischer e Hanz Tropsch (pesquisadores do Kaiser–Wilhelm Institute for Coal Research (KWI)) desenvolveram uma série de experimentos, sendo que em 1928 os pesquisadores obtiveram uma mistura de hidrocarbonetos gasosos e líquidos em condições de baixa temperatura e pressão atmosférica. Esse processo ficou conhecido como síntese de Fischer-Tropsch (F-T). Nas décadas seguintes, houve investimentos na pesquisa da síntese F-T, porém, na grande maioria, a conclusão indicava a inviabilidade econômica do processo frente às refinarias convencionais. Somente a partir de 1980 foi retomado o interesse na tecnologia, em função das crises mundiais de preço e abastecimento de petróleo ocorridas entre 1970 e 1980, como será retomado mais adiante.

Segundo Vieira (2007), a síntese Fischer-Tropsch tem como objetivo a “construção” de cadeias de hidrocarbonetos a partir de unidades monoméricas obtidas de uma mistura gasosa majoritariamente formada por monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H), conhecida como gás de síntese. Diversos tipos de matéria-prima (Biomassa, Gás Natural e Carvão) podem ser usadas para a produção do gás de síntese, transformando diferentes tipos de insumos energéticos em petróleo sintético, que após o refino e processamento geram os tradicionais derivados energéticos (como o óleo diesel e a gasolina) e não energéticos (como a nafta petroquímica e os óleos

lubrificantes). O termo genérico deste processo foi denominado como “XTL”, transformar insumos diferentes em líquidos energéticos e não-energéticos, sendo o “BTL” o nome dado ao processo que usa biomassa como insumo energético principal.

De acordo com Pinheiro (2002), as principais experiências em aplicação dessa tecnologia (F-T) se concentraram principalmente em quatro países: Alemanha, Estados Unidos, Japão e África do Sul. A África do Sul tem a experiência mais rica no que se refere à síntese de F-T. Foi criada uma empresa com a responsabilidade do desenvolvimento do programa de combustíveis sintéticos com o nome de South African Coal, Oil and Gas Corporation Limited, Sasol, que teve como seu grande foco a conversão química do carvão em derivados como gasolina, diesel e petroquímicos. O último fator para o sucesso da síntese F-T na África do Sul foi a crise do petróleo na década de 70 do século passado, que motivou a construção de duas novas unidades de produção, com capacidade 10 vezes superior à da primeira planta. Em 1979, iniciou-se o processo de privatização da Sasol e em 1996, o capital da empresa era 100% privado. Vieira (2007) destaca que este momento de crise internacional da indústria do petróleo promoveu também o ressurgimento do desenvolvimento das tecnologias de conversão baseadas em gás natural, liderado pelas principais empresas de energia, tais como British Petrol, Exxon e Shell. A partir da década de 1980, essas mesmas empresas iniciaram seus próprios projetos piloto de conversão do gás natural em óleos sintéticos.

Segundo Gomes *et al*. (2006), a crescente retomada pelo interesse mundial nesta tecnologia pode ser explicado também em função de:

- novas descobertas de reservas de gás natural, principalmente em regiões remotas, que levam à necessidade de criar formas para tornar estas reservas economicamente viáveis;
- menor risco geopolítico para países com reservas de carvão e
- pressões ambientais e regulatórias para evitar a queima do gás natural associado à produção de petróleo diretamente no sistema de tocha (flare). Este é um dos fatores críticos para a exploração do pré-sal no Brasil.

Atualmente existem algumas plantas de escala industrial de GTL em operação e outras em fase final de construção, comissionamento e implantação, de acordo com Vieira (2007). A tabela III.1 destaca as principais plantas anunciadas de GTL no mundo, inclusive as que estão em estudo ou construção.

De acordo também com Vieira (2007), as quatro principais unidades que constituem uma planta XTL são: a unidade de Gaseificação (para insumos sólidos ou líquidos) a unidade de Geração do Gás de Síntese, a Unidade de Síntese de Fischer-

Tropsch (conversão do gás de síntese) e a unidade de Refino e Acabamento de Produtos, caso o petróleo sintético seja processado no mesmo local.

Tabela III.1 - Principais plantas de GTL no mundo

Planta	Capacidade (bbl/dia)	Tipo de Input	Localidade	Início Operação
Sasol Chevron				
PetroSA	36.000	Gás Natural	Mossel Bay, África do Sul	1991
Oryx GTL	34.000	Gás Natural	Ras Laffan, Catar	2006
EGTL	34.000	Gás Natural	Escravos, Nigéria	2009
Sasol Synfuel	100.000	Gás Natural	Bandar Assaluyeh, Irã	em estudo
Shell				
Planta GTL	14.700	Gás Natural	Bintulu, Malásia	1993
Pearl GTL	70.000	Gás Natural	Ras Laffan, Catar	Fase 1: 2009
Pearl GTL	70.000	Gás Natural	Ras Laffan, Catar	Fase 2: 2011
Shell, NPC	75.000	Gás Natural	Bandar Assaluyeh, Irã	em estudo
Exxon Mobil				
Planta GTL	154.000	Gás Natural	Ras Laffan, Catar	2011

Fonte: Vieira, 2007

Segundo Gomes *et al*. (2006), outras unidades integram uma planta XTL, dando suporte e fornecendo matérias-primas para as unidades principais. Dentre estas, estão:

- A Unidade de Separação de Ar, que fornece o oxigênio requerido para a produção de gás de síntese;
- A Unidade de Geração de Hidrogênio, que fornece o hidrogênio necessário para o pré-tratamento do gás natural ou do gaseificado de biomassa (ou carvão), em uma etapa de dessulfurização anterior à produção de gás de síntese, e o hidrogênio requerido em processo de hidrocraqueamento e hidroacabamento ao longo do processo de refino do petróleo sintético;
- A Unidade de Tratamento de Efluentes, responsável pelo tratamento da água gerada nas etapas de obtenção e conversão do gás de síntese;
- A Unidade de Geração de Energia, que gera energia elétrica a partir do vapor produzido nas unidades de obtenção e conversão do gás de síntese e do gás combustível gerado no processo.

De acordo com o levantamento de Lessa (2008), o processo de gaseificação consiste em transformar o insumo sólido ou líquido em uma mistura gasosa principalmente constituída de CO e H_2 (gás de síntese - syngas), através de sua decomposição térmica. Os equipamentos utilizados para este processo são chamados

de gaseificadores e são classificados em: gaseificadores de leito fixo, de leito fluidizado e de leito arrastado.

Ely (2009) ressalta que o gás de síntese para utilização da síntese Fischer-Tropsch deve atender a especificações de pureza e composição, evitando envenenamento do catalisador. Estas impurezas são representadas em grande parte por alcatrão, amônia, H_2S e particulados. Elas influenciam negativamente nos processos subseqüentes, responsáveis pela produção de combustíveis, químicos e eletricidade. Por isso, após a etapa de gaseificação, seu produto deve ser direcionado a uma etapa de limpeza (tratamento), visando removê-las e obter um produto mais rico em H_2 e CO, denominado de “syngas limpo”.

Após a gaseificação, o Processo de Fischer–Tropsch é o estágio mais importante onde o gás de síntese é convertido em hidrocarbonetos líquidos por meio de uma reação catalítica. Viera (2007) afirma que nesta etapa ocorre a geração de uma matriz complexa de produtos, mas principalmente parafinas. As parafinas geradas são geralmente de cadeias lineares, desde o metano até ceras, passando pela gasolina, óleo diesel e querosene de aviação, até hidrocarbonetos com até 100 átomos de carbono, resultando em um petróleo sintético (syncrude) constituído de uma mistura de hidrocarbonetos de peso molecular variável. As temperaturas usualmente empregadas na síntese de F-T variam de 200 a 350ºC.

O produto gerado na síntese Fischer-Tropsch é um óleo sintético, que assim como o petróleo, para que se possa separar estes produtos é necessário fazer um refino deste óleo. Após o refino são obtidos diversos produtos como diesel, nafta, solventes e etc., a Figura III.3 mostra o percentual de cada um destes produtos para uma planta Fischer-Tropsch tradicional.

Vieira (2007) ressalta que vários processos do refino tradicional podem ser usados para tratar o material gerado na reação de FT, com processos e equipamentos já bem conhecidos e tecnologia bastante difundida.

Samanez (2008) destaca que embora as plantas com a tecnologia BTL ainda estejam na fase de plantas piloto em vários países, são esperados muitos benefícios trazidos pela tecnologia para o Brasil, destacando os seguintes:

a) produção de hidrocarbonetos sintéticos de alta qualidade que podem ser usados diretamente como combustíveis.

b) o combustível gerado a partir de biomassa é renovável, diferentemente do combustível de origem fóssil.



Figura III.3 - Composição típica do produto da síntese Fischer-Tropsch

Fonte : Lessa, 2008

III.4 Principais dados publicados de projetos de XTL

Um dos maiores desafios aos avanços dos projetos de XTL nos últimos anos é a sua intensidade em capital, como ressalta Costa (2007). Um importante indicador utilizado nas pesquisas e projetos de XTL é o investimento por barril de capacidade de produção por dia, que é o resultado da divisão entre o montante de investimento total para o empreendimento e a capacidade instada de produção (e/ou processamento) de petróleo sintético em barris por dia, normalmente apresentado em US$/BPD. Este indicador tem sido utilizado para acompanhar a evolução do investimento requerido por plantas XTL ao longo dos últimos anos e é usado para estimar investimentos em futuros projetos XTL.

Na última década, Rahmim (2005) afirmou que o investimento por barril de capacidade de produção para plantas industriais de GTL já foi estimado em U$25.000-30.000/BPD. Para unidades de BTL com capacidade de produção superiores a 20.000 BPD, já foram estimados em valores situando-se entre US$30.000 e US$40.000/BPD, de acordo com Boerrigter (2005).

Mais recentemente, houve uma elevação do montante de investimentos, pois as plantas GTL construídas no início dos anos 1990 (Shell) situavam-se em patamares muito inferiores à média dos investimentos anunciados para os projetos atuais. De acordo com Callari (2006), as plantas da Sasol (África do Sul) e ORYX GTL (Qatar – 34.000 BPD) apresentaram um custo por barril de capacidade diária entre US$ 25.000 e 30.000/BPD. Passados mais de cinco anos, segundo levantamento realizado por Buping *et al*. (2010), a estimativa final média do investimento total da unidade de GTL da Shell (140.000 BPD) no Qatar ficou em torno de US$ 15,0 bilhões, o que resulta em

um custo por barril de capacidade diária em torno de US$ 107.140/BPD. Rahmim (2012) afirmou que a planta de Escravos da Chevron/ Nigerian National Petroleum Company (NNPC), localizada na Nigéria, pode ficar em torno de US$ 170.000/BPD. Esta elevação dos montantes envolvidos pode ser em função de alguns fatores, mas principalmente se destaca a elevação de custos de projeto, equipamentos, construção e montagem dos equipamentos, além da própria elevação dos custos dos derivados de petróleo consumidos, fato que também atingiu da mesma forma a indústria de petróleo nos novos empreendimentos de Exploração, Produção e Refino ao redor do mundo.

Os investimentos em plantas de BTL diferenciam-se das de GTL devido ao uso de diferentes matérias primas e diferentes tecnologias utilizadas na primeira fase, principalmente pela etapa de gaseificação. Com o gaseificador, Costa (2007) ressalta que o investimento fica 15% maior do que uma planta de GTL.

O tempo de construção em estudos anteriores variou entre 2,5 anos (NREL, 2010) e 3,0 anos (COSTA, 2007, GRADASSI, 1998 e VIEIRA, 2007). No que tange ao tempo de operação, os dados utilizados se situam entre 20 anos (NREL, 2010, COSTA, 2007 e BUPING *et al*., 2010) e 25 anos (CASTELO BRANCO, 2008 e GRADASSI, 1998).

A disponibilidade anual da planta em trabalhos anteriores variou entre 310 dias (NREL, 2010), 335 dias (VIEIRA, 2007), 340 dias (CASTELO BRANCO, 2008), 345 dias (CALLARI, 2006). GRADASSI (1998) considerou a produção em 50% da capacidade no primeiro ano e 95% nos demais.

O capital de giro foi mencionado em dois trabalhos, sendo o primeiro igual a 15% do investimento inicial (NREL, 2010) e no segundo trabalho foi considerado 15 dias de estoque de cru sintético (GRADASSI, 1998).

Já para a depreciação considerada nos fluxos de caixa, foi utilizado o método linear, variando entre 7 anos (NREL, 2010), 10 anos (GRADASSI, 1998) e 20 anos (VIEIRA, 2007) a contar do início da construção. Nenhum estudo considerou existir valor residual no término dos projetos.

A estimativa dos custos operacionais com a operação e manutenção (O&M), também está sujeita a grande incerteza, de acordo com Castelo Branco (2008). Seguem abaixo alguns exemplos de estimativa para os custos operacionais com a operação e manutenção (O&M) considerados nos estudos:

- 2% do investimento (COSTA, 2007);
- US$9,00/BPD (Gomes et al. (2006);
- 2% do investimento (VIEIRA, 2007).

Segundo Lessa (2008), no que tange aos dados sobre a aplicação industrial do processo BTL, o projeto desenvolvido pela Choren cEF-D é o que apresenta a maior maturidade no mundo e uma maior qualidade de dados disponíveis. De acordo com dados publicados pela empresa COPE - Consultants On Process Engineering (2009), a empresa Choren está testando um projeto piloto que consome 65.000 toneladas de biomassa seca por ano (resíduos de madeira) e produz 314,5 BPD de cru sintético BTL.

Ainda segundo o trabalho da COPE (2009), caso seja uma alternativa viável fazer o pré-processamento da biomassa, aumentando a densidade energética através de plantas de Pirólise rápida, funcionando como unidade de concentração energética e logística de uma dada área geográfica, estima-se que o investimento seja de US$60,0 milhões para uma unidade com capacidade de processamento de 160.000 toneladas por ano de biomassa, aproximadamente US$375 para cada tonelada de capacidade de processamento de biomassa. O bio-óleo produzido nestas unidades seria transferido para estocagem e processamento na unidade central onde ficaria localizada a planta de BTL.

IV. Metodologias de avaliação econômica de projetos

Dentro do atual cenário de mercado, as empresas precisam estar preparadas para enfrentar uma competição global e em cada mercado local onde atuam. Ao longo do tempo, os gestores das empresas precisarão tomar decisões estratégicas e complexas, principalmente as envolvendo investimentos de capital, exigindo alocação de recursos financeiros por períodos normalmente superiores a um ano. A avaliação de projetos é uma ferramenta que permite tomar decisões e ajuda a determinar como utilizar os recursos disponíveis. São decisões econômicas para o futuro e se deve ter em conta que as variáveis envolvidas na mesma envolvem incertezas, representando riscos.

Assaf Neto (2003) afirma que uma grande preocupação que as empresas vêm demonstrando nos últimos tempos é a de estabelecer estratégias que levem a um aumento de seu valor econômico. Os gestores estão cada vez mais conscientes de que o objetivo de maximização do valor é o único que pode garantir no longo prazo a continuidade de uma empresa ou negócio. A criação de valor demanda constantes esforços de investimentos nas empresas, em inovação de produtos, equipamentos e tecnologias, sempre visando a obtenção de uma rentabilidade.

Conforme proposto por Mathias & Woiler (1996), o projeto de investimento é um conjunto de informações internas e/ou externas à empresa, coletadas e processadas com o objetivo de analisar-se e, eventualmente, implantar-se uma decisão de investimento. Nestas condições, o projeto não se confunde com as informações, pois ele é entendido como sendo um modelo que, incorporando informações qualitativas e quantitativas, procura simular a decisão de investir e suas implicações. O risco, por sua vez, está associado à incerteza de um investimento, ou seja, este existe uma vez que um resultado de uma operação pode ser diferente do esperado, como mostrado por Lapponi (2000).

Samanez (2009) explica que o processo de identificação, análise e seleção de oportunidades de investimento de capital recebe o nome de orçamentação de capital. O valor de um projeto depende da sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros. Para Assaf Neto (1992), o tema se insere no âmbito da administração financeira em longo prazo, promovendo repercussões importantes sobre o desempenho futuro da empresa e, ainda em termos agregados, sobre o crescimento da economia.

Para possibilitar o entendimento dos resultados obtidos com a análise econômica de investimento em uma planta de BTL no Brasil, serão apresentadas as principais técnicas e suas peculiaridades. De acordo com o demostrado por Kassai *et al.* (2000), os principais métodos da análise de investimentos podem ser divididos em

dois grandes grupos: um englobando aspectos da matemática financeira e outro envolvendo aspectos contábeis. Os aspectos provenientes da matemática financeira são usados na análise de projetos de investimentos, quando ainda em fase de estudo. Os aspectos contábeis são úteis quando o projeto já implementado e deseja-se acompanhar a sua rentabilidade

IV.1 Fluxo de Caixa do projeto de investimento

Segundo Samanez (2009), a avaliação econômica de um projeto de investimento busca determinar sua rentabilidade intrínseca, ou seja, determinar seu potencial de geração de renda econômica sem a inclusão dos fluxos decorrentes da forma como será financiado. Esse conceito fundamental em finanças é conhecido como teorema de separação: o sucesso ou insucesso do projeto deve ser determinado considerando unicamente seu próprio potencial de geração de renda econômica, independente do modo como será financiado. E isso é feito com base no chamado fluxo de caixa livre (FCL), que basicamente, reflete as atividades operacionais do projeto, sendo o resultado da diferença entre o dinheiro recebido e o dinheiro pago, ou seja, o caixa que entra e o caixa que sai, representa a renda econômica gerada pelo projeto ao longo de sua vida útil. É o método mais utilizado para análise de investimentos, como destacado por Bordeaux-Regô *et al* (2010).

Um modelo de fluxo de caixa de um projeto pode ser expresso da seguinte forma, conforme demostrado por Brasil (2002):

Receita Bruta
(-) Deduções (impostos sobre venda)
= Receita Líquida
(-) Custos e Despesas Operacionais
= Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
(-) Depreciação
= Lucro Antes Juros e Impostos
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social
= Lucro Líquido
(+) Depreciação
(-) Investimento
(+-) Variação na Necessidade de Capital de Giro
(+) Valor Residual Líquido de Impostos
= Fluxo de Caixa Líquido do Projeto

A depreciação, como afirma Assaf Neto (1980), é uma despesa da empresa que não corresponde a um pagamento efetivado na mesma época. A gradual perda de

valor dos investimentos em bens físicos fixos que contribuam para a atividade operacional da empresa, sujeitos ao desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência, é uma despesa da empresa e é reconhecida sob a forma de depreciação, permitindo o acúmulo de recursos suficientes que permitam ao empresário a substituição de seus equipamentos no momento oportuno, reduzindo o lucro antes do imposto de renda. Não representa uma saída efetiva de caixa e seu efeito sobre o fluxo de caixa livre desaparece, a não ser pelo seu efeito fiscal, é como se não tivesse existido. Como a soma da depreciação de todos os anos não pode superar o valor total do bem, na verdade trata-se apenas de antecipar ou postergar o benefício fiscal caracterizado pela antecipação ou postergação da despesa. No Brasil, o método aceito para apuração do imposto de renda e adotado pela quase unanimidade das empresas é o da depreciação linear.

Numa análise de investimento de um projeto os fluxos de caixa devem ser incrementais ou marginais, líquidos de impostos para a empresa. É necessário considerar os custos de oportunidade e não se devem considerar os custos afundados, como afirma Damodaran (2002).

Para verificar e quantificar economicamente quanto que um projeto está agregando para empresa, deve-se utilizar o método do Fluxo de Caixa Descontado. Segundo Assaf Neto (2003), por este método, a empresa ou projeto de investimento é avaliada pela sua riqueza econômica expressa em valor presente, dimensionada a partir dos benefícios de caixa esperados no futuro e descontados pela taxa mínima de atratividade. O Modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) pode ser representado da seguinte maneira:

$$FCD = \frac{FC_0}{(1+i)^0} + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \frac{FC_3}{(1+i)^3} + \ldots + \frac{FC_n}{(1+i)^n}$$

Onde:

n = vida útil do ativo

FCt = Fluxo de Caixa no período t

i = taxa mínima de atratividade refletindo o risco deste ativo (TMA)

No entanto, Brigham & Houston (1999) afirmam que as grandes limitações deste modelo são a confiabilidade das estimativas de fluxo de caixa futuros e da taxa mínima de atratividade ajustada ao risco. A etapa mais importante e também mais difícil é a estimativa dos fluxos de caixa futuros, que envolve previsões de quantidades e preços

de produtos e insumos, levando em consideração a identificação dos fluxos de caixa relevantes ou incrementais.

Segundo Assaf Neto (2003), os fluxos de caixa podem ser elaborados sob o ponto de vista da empresa (fluxo de caixa global) e sob o ponto de vista dos acionistas (capital próprio). O fluxo de caixa da empresa é o resultado de caixa das operações da empresa disponível para acionistas e credores. O valor presente desse fluxo de caixa, descontado por uma taxa que exprime o custo total de capital, é entendido como o valor de mercado da empresa.

Assaf Neto (2003) explica também que uma parcela do lucro líquido auferido pode ser reinvestida nos negócios da empresa, sendo a parte restante distribuída sob a forma de dividendos aos acionistas, constituindo-se no fluxo de caixa disponível aos proprietários de capital. O lucro operacional exprime os resultados dos credores (despesas financeiras) e acionistas (lucro líquido), sendo determinado independente da forma que a empresa é financiada.

No fluxo de caixa ao acionista levam-se em conta as despesas financeiras (juros) e as amortizações pagas, de acordo com Bordeaux-Regô *et al* (2010). Samanez (2009) destaca que o fluxo de caixa ao acionista permite estimar a rentabilidade do projeto do ponto de vista do capital próprio, pois inclui os fluxos financeiros de correntes da forma como o projeto será financiado e dos impactos fiscais desses fluxos (benefícios fiscais decorrentes dos juros pagos nos financiamentos).

IV.2 Taxa Mínima de Atratividade - TMA

A decisão de investir, segundo Souza & Clemente (2001), sempre terá pelo menos duas alternativas para serem avaliadas: investir no projeto ou investir na taxa mínima de atratividade (TMA). Fica implícito que o capital para investimento não fica no caixa, mas, sim aplicado à TMA. Assim o conceito de riqueza gerada deve levar em conta somente o excedente sobre aquilo que já se tem, isto é, o que será obtido além da aplicação do capital na TMA. A taxa mínima de atratividade basicamente significa o mínimo que o investidor ganha em outros investimentos. Portanto, ela é a referência para a tomada de decisão. Os novos projetos somente serão vantajosos se renderem acima da TMA. Como demostrado por Kassai *et al.* (2000), é o rendimento mínimo de uma segunda melhor alternativa do mercado.

Segundo Damodaran (2002), a determinação do valor da taxa de desconto a ser utilizada segue normalmente o modelo do Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), ou Weighted Average Cost of Capital (WACC), que é uma ponderação entre o custo do capital próprio e custo da dívida da empresa. O custo médio ponderado de capital é

definido como a média ponderada dos custos dos diferentes componentes do financiamento de uma empresa. O mesmo autor define a fórmula para cálculo do CMPC, a seguir:

CPMC = ke*(E/(D+E+PS)) + kd*(D/(D+E+PS)) + kps*(PS/(D+E+PS))

Onde ke, kd e kps são respectivamente os custos do capital próprio, da dívida e de ações preferenciais. Os fatores E, D e PS, divididos pela soma dos mesmos, representam o peso ponderado de cada parcela de fonte de capital na empresa. Onde:

- ✓ E (Equity) é o peso de capital próprio na empresa;
- ✓ D (Debt) é o peso de capital de terceiros na empresa;
- ✓ PS é o peso de capital das ações preferenciais na empresa.

O modelo do CMPC deve satisfazer algumas características, de acordo com Copeland (2002):

- ✓ Compreender uma média ponderada dos custos de todas as fontes de capital – terceiros ou próprio – uma vez que o fluxo de caixa livre representa o caixa disponível para todos os fornecedores de recursos;
- ✓ Ser computada após os impostos devidos, uma vez que o fluxo de caixa livre é declarado após os impostos;
- ✓ Utilizar taxas nominais de retorno construídas a partir das taxas reais e da inflação prevista, sendo que o fluxo de caixa livre previsto é expresso em termos nominais;
- ✓ Ajustar para o risco sistêmico suportado por cada fornecedor de capital, uma vez que cada um deles espera um retorno que remunere o risco assumido;
- ✓ Empregar as ponderações de valor do mercado para cada elemento de financiamento porque o valor de mercado reflete os reais efeitos econômicos de cada tipo de financiamento;
- ✓ Se sujeitar às mudanças ocorridas durante o período de previsão do fluxo de caixa.

a) Custo do capital próprio

O Custo do Capital Próprio é a taxa de retorno que os investidores exigem para fazer um investimento em capital de risco na empresa e deve refletir o risco de um investimento em ações na empresa, conforme explica Damodaran (2002).

De acordo com Graham & Harvey (2001), o modelo mais conhecido e largamente utilizado em finanças para o cálculo do custo de capital próprio é o CAPM – Capital Asset Price Model. Cerca de 73,0 % dos executivos pesquisados utilizam o

CAPM como método de estimação do custo de capital próprio. Segundo Bordeaux-Regô *et al* (2010), o cálculo deste modelo pode ser representado pela expressão:

$$ke = Rf + \beta*(Rm – Rf)$$

Onde:

- ✓ Ke é o custo de capital próprio;
- ✓ Rf é uma taxa livre de risco, que é o retorno de um ativo sem risco (varia conforme a moeda em que está sendo realizada a análise);
- ✓ β é uma medida estatística de longo prazo que representa o nível de risco não diversificável ou sistemático do investimento em relação ao risco da carteira de mercado, e
- ✓ Rm é uma taxa de retorno de mercado, que é retorno esperado de uma carteira representativa de mercado.

Ainda de acordo com Bordeaux-Regô *et al* (2010), para se ajustar o risco de investir a um país como o Brasil em comparação com economias estáveis como a norte-americana, a aplicação do modelo CAPM pode utilizar uma versão modificada na qual se adiciona ao modelo o prêmio de risco associado às especificidades do Brasil: o prêmio de risco país (Rb). O cálculo do custo de capital próprio então seria:

$$ke = Rf + \beta*(Rm – Rf) + Rb$$

Conforme descrito no estudo de Barros *et al* (2002), a escolha da taxa de retorno esperado de mercado, para uma carteira representativa, poderá ser o rendimento médio do Ibovespa, que é o mais importante indicador do desempenho médio das cotações do mercado de ações brasileiro, retratando o comportamento dos principais papéis negociados na Bolsa de Valores de São Paulo (IBOVESPA). Samanez (2009) confirma que, no caso brasileiro, para efeitos práticos, o índice do IBOVESPA é o que melhor aproxima ao rendimento da carteira de mercado.

No que tange a escolha do ativo livre de risco, Samanez (2009) destaca também que a escolha do ativo sem risco pode ser a remuneração média de títulos como o Certificado de Depósito Bancário (CDB), o Certificados de Depósito Interbancário (CDI) e títulos de dívida como Letras do Tesouro (LFT). Nos estudos de Barros *et al (*2002) e Leal (2002), os retornos do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), mostram-se condizentes com a conceituação teórica de uma taxa pura de juros, com correlação insignificante como mercado e desvio padrão de retornos também

desprezíveis, caracterizando-as portanto como taxas livre de risco para análises de investimentos no Brasil.

b) Custo da dívida

Para fins de cálculo da dívida, ou seja, do capital de terceiros utilizado em investimentos deve-se levar em consideração a dedutibilidade fiscal deste tipo de financiamento. De acordo com Damodaran (2007), o custo de capital de terceiros se baseia na taxa em que a empresa pode captar no presente e dependendo da avaliação (rating) de riscos. Além disso, o benefício fiscal provindo das despesas com juros dedutíveis de imposto reduzirá o custo de crédito após os impostos. Assim, o custo da dívida kd deve estar líquido dos benefícios tributários da dívida, sendo assim considerado:

kd *(1 – T)

Onde:

- ✓ T é a alíquota tributária sendo uma combinação de IR e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido em que o custo da dívida seja utilizado como redutor de sua base de cálculo. No Brasil deduz-se atualmente 34% do custo do empréstimo, correspondente ao valor do imposto de renda e da contribuição social.

Uma das decisões importantes em avaliação de projetos de investimentos diz respeito à proporção a ser adotada de recursos de terceiros e de recursos próprios. Segundo Bordeaux-Regô *et al* (2010), quando uma empresa utiliza capital de terceiros pode-se dizer que está alavancada financeiramente. A alavancagem financeira pode ser utilizada para aumentar a riqueza dos acionistas.

De acordo com o que afirma o estudo realizado pelo Instituto Superior de Administração e Economia (ISAE) e pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) (2010), no mercado brasileiro, principalmente no caso de projetos de geração de energia, intensivos de capital pela sua natureza e demandantes de financiamentos de longo prazo, essa proporção está vinculada, em grande parte, aos parâmetros definidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal fonte de recursos para projetos de investimento no país. Para esse setor, o BNDES se propõe a fornecer até 70% dos itens financiáveis necessários à implantação dos projetos na modalidade de Project Finance, que é uma forma de engenharia financeira suportada contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, servindo como garantia os ativos e recebíveis desse mesmo projeto. De acordo com Azeredo (1999), essa modalidade de financiamento proporciona uma alavancagem financeira para os acionistas, possibilitando que eles participem de diversos projetos, comprometendo um reduzido

volume de capital, oferecendo a possibilidade de diversificação de sua carteira de projetos e o aumento do retorno sobre o capital investido, desde que o custo da dívida seja inferior ao retorno do projeto sem dívida.

Outro dado importante destacado do estudo realizado pelo ISAE e pela FGV (2010) é que na prática, empreendimentos de geração de energia têm contado com uma proporção de 60% a 70% de dívidas e, respectivamente, de 40% a 30% de recursos obtidos junto aos investidores.

O estudo de Assaf Neto *et al* (2008) corrobora nesta direção, pois as taxas de juros na economia brasileira têm apresentado valores consideravelmente elevados nas últimas décadas e as grandes empresas, normalmente de capital aberto, são capazes de contornar, em parte, esses custos elevados, buscando principalmente fontes externas de recursos e repasses oficiais internos, por meio do sistema do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Os componentes de custo dos financiamentos concedidos pelo BNDES são:

a) Custo financeiro – Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP);

b) Spread do BNDES;

c) Taxa de risco de crédito

A Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31.10.94, publicada no Diário Oficial da União em 03.11.94, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. É divulgada trimestralmente pelo Banco Central do Brasil até o último dia útil do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência para as posições de 1º de janeiro, 1º de abril, 1º de julho e 1º de outubro, sendo expressa em percentual ao ano. No primeiro trimestre de 2013 a TJLP ficou em 5,0% a.a..

Considerando-se a variabilidade da TJLP, é aconselhável que a estimativa da taxa utilize um histórico extenso das suas cotações e, por esse motivo, considera-se adequada a utilização TJLP média dos últimos 5 anos, de acordo com estudo do ISAE e da FGV (2010). A média de 2007 a 2012 é de aproximadamente TJLP 6,08% ao ano, conforme dados publicados pelo Banco Central (2013b). A Figura IV.1 mostra a evolução da TJLP desde 1994.

Destacando ainda alguns dados do estudo utilizados pelo ISAE e pela FGV (2010), o spread do BNDES, de acordo com a política de créditos a atividades de geração de energia, é de 2,5% ao ano. A taxa de risco de crédito, por sua vez, é de 1,5% ao ano, como definido pelas políticas do BNDES. O Custo de Capital de Terceiros nominal pode ser estimado pela somatória dos três componentes da taxa de financiamento do BNDES. Para transformar esse cálculo em termos nominais, em um custo em termos reais há a necessidade de expurgar a inflação do período.

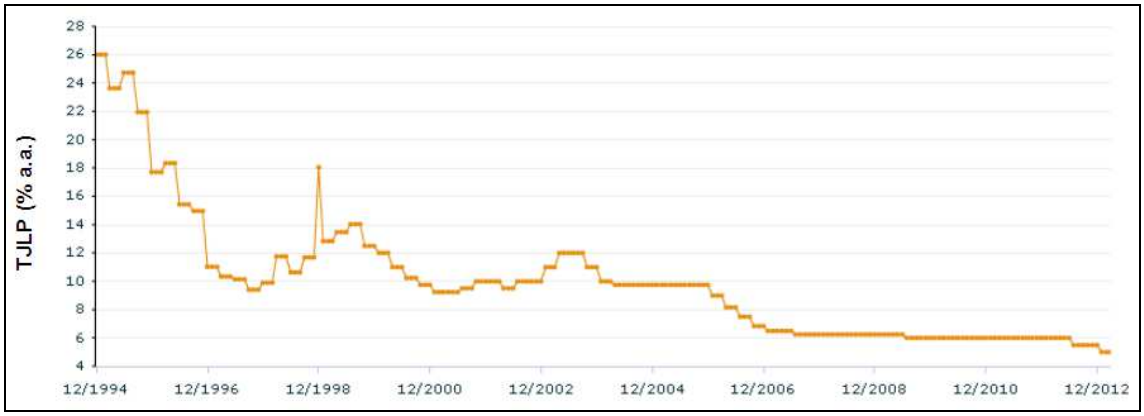


Figura IV.1 - Evolução da TJLP (% a.a) desde 1994

Fonte: Banco Central

c) Custo das ações preferenciais

O custo das ações preferenciais dá-se pela razão entre os dividendos preferenciais pagos por elas e o preço de venda das ações no mercado, traduzindo o retorno para o investidor que adquire tais ações, como explica Damodaran (2002). Assim:

kps = Dividendo Preferencial / Preço de Mercado

Em estudos anteriores de viabilidade econômica para projetos de XTL, temos alguns valores considerados para a TMA, como por exemplo:

- ✓ Castelo Branco (2008) tomou como base a taxa de 15% a.a.;
- ✓ Vieira (2007) considerou uma taxa de 10% a.a.;
- ✓ Gomes *et al* (2006) utilizou uma taxa de 10% a.a.;
- ✓ Callari (2007) simulou taxas entre 10 e 15% a.a.

IV.3 Principais métodos quantitativos de avaliação econômica de projetos de investimento

Muitos são os métodos utilizados para tomada de decisão de investimento, mas não existe um único que seja considerado ideal, que leve em conta todos os fatores ou dimensões do projeto. Para Damodaran (2004), os métodos de tomada de decisão de investimento devem preencher três importantes características:

a) Manter um justo equilíbrio entre permitir que o administrador utilize nas suas decisões de investimento suas avaliações subjetivas e garantir que projetos diferentes sejam avaliados coerentemente;

b) Permitir que a empresa leve adiante o seu principal objetivo, que é o de maximizar o valor da empresa;

c) Proporcionar respostas para tomada de decisão para vários tipos de investimentos.

As técnicas de análise de investimentos existem para facilitar a tomada de decisão relacionada à viabilidade econômica de projetos. As medidas de análise de investimento existem para ajudar os analistas e administradores a determinar se um projeto satisfaz o padrão de ganhos estabelecidos no negócio. Também ajudar a classificar a atratividade relativa de um conjunto de propostas durante o processo de orçamento de capital, como afirma Helfert (1997).

Os projetos de investimentos têm seus fluxos de caixa construídos com estimativas. Quanto maior for o tamanho e a complexidade do projeto, maiores serão as dificuldades de realizar as estimativas e, portanto, maiores poderão ser os erros das estimativas, de acordo com o exposto por Lapponi (2000).

Um outro ponto importante é que a análise de investimento também deve considerar o momento econômico do páis ou região de influência do projeto, sempre mantendo como base para a decisão as estratégias da empresa para médio e longo prazo.

IV.3.1 Método do Valor Presente Líquido – VPL

O Valor Presente Líquido é a ferramenta mais utilizada pelas grandes empresas na análise de investimentos, segundo Copeland & Antikarov (2001), e consiste em calcular o valor presente dos demais termos do fluxo de caixa para somá-los ao investimento inicial, utilizando para descontar o fluxo uma taxa mínima de atratividade, como explicado por Casarotto Filho & Kopittke (2007), sendo, portanto, um valor monetário que representa a diferença entre as entradas e saídas de caixa a valor presente.

O método do valor presente líquido visa calcular, em termos de valor presente, o impacto de eventos futuros associados a uma alternativa de investimento. Pode-se afirmar, em outras palavras, que o VPL mede o valor presente dos fluxos de caixas gerados pelo projeto durante a sua respectiva vida útil, como destaca Samanez (2009). Para Kassai *et al.* (2000), a grande vantagem do VPL sustenta-se na revelação do quanto que o projeto enriquecerá a empresa – representado pelo próprio VPL, além do retorno mínimo

De acordo com Gitman (2001), a expressão matemática que expressa o valor presente líquido de determinado investimento é apresentada abaixo, sendo a TMA representada pela taxa mínima de atratividade do específico investimento:

$$VPL = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Onde:

t = vida útil do ativo

FCt = Fluxo de Caixa no período t

i = taxa mínima de atratividade (TMA)

Para Kassai *et al.* (2000), o VPL reflete a riqueza em valores monetários do investimento medida pela diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, a uma determinada taxa de desconto. Sobre a lógica de tomada de decisão, em caso de não haver investimentos excludentes, por meio do VPL tem as seguintes regras:

a) VPL > 0 – o projeto deve ser aceito

b) VPL = 0 – o projeto é indiferente

c) VPL < 0 – o projeto não deve ser aceito

Um resultado de VPL = 0 significa que os fluxos de caixa futuros são exatamente suficientes para recuperar o capital investido e proporcionar a taxa de retorno mínima exigida daquele capital. Se um ativo tem VPL > 0, então ele está gerando mais caixa do que é necessário para prover o retorno exigido por suas fontes de financiamento, e esse excesso de caixa se reverte na geração de riqueza para o investidor. Para Brigham & Houston (1999), a lógica do VPL < 0 é inversa desta última apresentada.

Para quando as empresas querem avaliar os fluxos de caixa relevantes ou incrementais de um ativo, elas, então, analisam esses fluxos para discutir se o ativo é aceitável ou para hierarquizá-los. O critério de decisão é simples, aceita projetos com VPL maior do que zero. Gitman (2001) destaca que para projetos mutuamente excludentes deve-se optar pelo projeto de maior VPL.

O VPL positivo indica o quanto de riqueza é adicionado à empresa. O VPL tem a característica de adição de valor; pode-se somar os VPLs de projetos distintos; caso algum projeto tenha alguma característica de opção real, pode-se também somar o valor dessa opção real ao VPL; nenhum outro indicador tem esta propriedade. Damodaran (2002) observa que através dessa propriedade o valor da empresa pode

ser definido, de forma simplificada, como somatório do valor presente (VP) dos projetos já em andamento, mais o somatório do VPL dos projetos futuros da empresa.

Segundo Samanez (2009), a principal limitação é que a técnica assume implicitamente o cenário mais esperado de fluxos de caixa, presumindo, então, uma estratégia operacional estática. Isto decorre da falta de flexibilidade para adaptar e revisar decisões futuras em resposta aos cenários futuros.

IV.3.2 Método do Índice de Lucratividade (ou rentabilidade)

A hierarquização de um conjunto de alternativas de investimento em casos de restrição na disponibilidade de capitais deve levar em consideração alguma medida que incorpore o volume de investimento realizado, conforme afirma Samanez (2009). Nesta situação, os projetos devem ser ordenados de acordo com o índice de lucratividade (ou rentabilidade) – IL ou (IR), pois o objetivo é maximizar a rentabilidade por unidade monetária investida. O modo de calcular esse índice é dividindo o valor presente dos fluxos de caixa líquidos, excluído o valor do investimento inicial, pelo investimento inicial. Em qualquer caso, a regra de decisão será pré-selecionar todos os projetos com VPL positivo e, a seguir, escolher os de maior IL. Samanez (2009) destaca também que essa regra é válida somente para projetos independentes.

Considerando a segunda forma de cálculo mencionada, para a análise de decisão por meio do IL tem as seguintes regras:

a) IL > 1 – o projeto deve ser aceito
b) IL = 1 – o projeto é indiferente
c) IL < 1 – o projeto não deve ser aceito

Conforme observado por Pena & Homma (2010), o índice de lucratividade constitui um parâmetro que apontará ao investidor qual o retorno adicional advindo de seu empreendimento para cada unidade monetária empregada, esta medida proporciona uma nova interpretação de retorno, através do esclarecimento da quantidade de vezes que o investimento inicial será multiplicado.

Bruni & Fonseca (2003) ressaltam que este indicador é útil na decisão de escolha de um investimento dentre uma carteira de possibilidades de projetos, mas tem como deficiência a desconsideração das diferentes escalas dos mesmos.

IV.3.3 Método da taxa interna de retorno (TIR)

A TIR – Taxa Interna de Retorno é aquela taxa de desconto que iguala os fluxos de entradas com os fluxos de saídas de um investimento. Segundo exposto em Ross

et al. (2000), procura-se determinar uma única taxa de retorno, dependente exclusivamente dos fluxos de caixa do investimento, que sintetize os méritos de um dado projeto. Samanez (2009) afirma que a TIR não tem como finalidade a avaliação da rentabilidade em valor absoluto, mas sim a taxa intrínseca de rendimento.

Conforme afirmado por Souza & Clemente (2001), a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o VPL igual à zero. A expressão matemática abaixo mostra a fórmula de cálculo da TIR:

$$0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{Fluxo\ de\ Caixa\ no\ período\ t}{(1+TIR)^t}$$

Ainda segundo Samanez (2009), a principal regra decisória a ser seguida utilizando este método é investir no projeto caso a TIR exceda o custo do capital investido (TMA). Dada uma alternativa de investimento, se a taxa de retorno, calculada, for maior que a taxa mínima de atratividade do mercado, a alternativa merece consideração. Caso contrário, a alternativa será rejeitada. Para Motta & Calôba (2002), a análise de decisão por meio do TIR são utilizadas as seguintes regras:

a) TIR > TMA – o projeto deve ser aceito

b) TIR = TMA – o projeto é indiferente

c) TIR < TMA – o projeto não deve ser aceito

Gitman (2001) ressalta que TIR deve ser comparada com a taxa de desconto (custo de oportunidade do capital), entretanto as taxas de desconto podem ser diferentes ao longo do tempo, dificultando assim sua comparação com uma taxa de desconto específica.

De acordo com Kassai *et al.* (2000), o método original de cálculo da TIR apresenta algumas falhas que podem induzir a erros de interpretação na decisão de investimento. Essas falhas estão relacionadas em pelo menos duas questões, a saber:

• O método de cálculo da TIR leva a funções polinomiais e, portanto, as equações podem apresentar mais de uma (ou nenhuma) solução, inclusive soluções que não têm significado algum na análise empresarial.

• O método da TIR tem como premissa que todos os valores de um fluxo de caixa, quer sejam positivos ou negativos, caminham no tempo à própria taxa interna de retorno. Isso não corresponde à realidade, quando as taxas de financiamento e de reinvestimento são diferentes. O cálculo da taxa interna de retorno tradicional pode estar superestimado ou subestimado.

Os problemas com o método da TIR surgem quando os fluxos de caixa do projeto são não-convencionais ou quando se compara dois ou mais projetos mutuamente excludentes. No caso de projetos não-convencionais, a obtenção da TIR pode se tornar muito difícil de resolver. No caso dos projetos mutuamente excludentes, o método da TIR pode levar a decisões de investimento erradas. Além disso, o mecanismo de cálculo da TIR pode levar a múltiplas taxas internas para um mesmo projeto, caso haja mais de uma inversão de sinal no fluxo de caixa do projeto. A existência de múltiplas taxas, embora matematicamente corretas, não tem significado financeiro relevante para o processo de decisão de investimento, como observado por Ross *et al.* (2000).

De acordo com Kelleher & Maccormack (2005), a maneira de se evitar esses problemas é deixar de utilizar a TIR ou adotar um indicador alternativo derivado desse método que é a Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM). Segundo Kassai *et al.* (2000), o método da TIRM é uma versão melhorada da TIR tradicional que elimina os problemas da existência de múltiplas taxas de retorno e dos pressupostos das taxas de reinvestimento. Para a obtenção da TIRM, os fluxos de caixa intermediários negativos são trazidos a valor presente, com uma taxa de financiamento compatível com as do mercado, enquanto que os fluxos intermediários positivos são levados a valor futuro no último período do fluxo de caixa, a partir de uma taxa de reinvestimento adequada com as praticadas no mercado. Com todos os valores do fluxo de caixa concentrados no instante zero e no período final, o cálculo da taxa interna de retorno se torna fácil e direto a partir da aplicação da fórmula de juros compostos.

IV.3.4 Método Período de Recuperação do Investimento - Payback

O Período de Recuperação do Investimento (Payback) nada mais é do que o número de períodos necessários para que o fluxo de benefícios supere o capital investido, segundo afirmam Souza & Clemente (2001). Com outras palavras, Gitman (2001) define o payback como o período exato de recuperação de um investimento inicial, a partir das entradas de caixa.

Conforme afirma Gitman (2001), o período de tempo máximo difere de investidor para investidor, sendo que períodos de tempo menor para a recuperação do capital investido são sempre preferidos. Ou seja, se o período de Payback for, menor que o período de payback máximo aceitável, aceita-se o projeto; se o período de payback for maior que o período de Payback máximo aceitável, rejeita-se o projeto. No entanto, tomando como exemplo os projetos de exploração de petróleo, é natural obter tempos de payback longos, o que não quer dizer que o investimento não deve ser aceito.

O payback pode ser utilizado como referência para julgar a atratividade relativa das opções de investimento, de acordo com Motta & Calôba (2002), na medida em que representa o período médio de retorno do capital, sendo que quanto maior for este período mais exposto às incertezas, ao longo do tempo, estará o projeto e, por conseguinte, menos atraente será o mesmo.

Este método é muito usado, principalmente, pelas pequenas empresas, pois goza de uma simplicidade e é bastante intuitivo. Contudo, segundo Gitman (2001), o método payback (original) tem sido criticado e apontado como técnica não sofisticada de orçamento, uma vez que não considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo e, após atingida a igualdade e determinado o Tempo de Recuperação, a técnica não reconhece nenhum outro fluxo de caixa posterior. Lapponi (2000) destaca também que o payback não é uma medida de rentabilidade do investimento e Ross et al. (2000) critica o fato de exigir um limite arbitrário de tempo para a tomada de decisão.

Em razão dessas críticas ao payback original, foi desenvolvido o método payback descontado, que calcula o período de recuperação considerando um fluxo de caixa descontado, conforme descrito por Kassai et al. (2000). A taxa de desconto para as entradas do fluxo de caixa é a TMA. Esta modificação, no entanto, não resolveu o fato de não ser considerado os fluxos de caixa posteriores a data de payback.

IV.4 Avaliação das incertezas em projetos de investimento - Análise de sensibilidade

Segundo Ross *et al. (*2000), uma forma de analisar os possíveis erros nas projeções dos fluxos de caixa é através da Análise de Sensibilidade, que estuda o efeito que a variação percentual de um dado de entrada, para mais ou para menos, pode ocasionar nos resultados finais.

Para Haussen (2005), a análise de sensibilidade permite que se visualize qual ou quais as variáveis que têm maior impacto no projeto, impacto este medido como variação do VPL inicialmente calculado no modelo determinístico. De modo geral, a análise de sensibilidade é utilizada para: (1) tomar melhores decisões, (2) decidir quais dados estimados devem ser refinados antes de tomar uma decisão e, (3) concentrar-se nos elementos críticos durante a implementação, de acordo com o demonstrado por Eschenbach (1992).

Como destacado em Casarotto Filho & Kopittke (2007), quando uma variação num parâmetro altera drasticamente o valor presente líquido ou qualquer outro fator de decisão utilizado em um projeto, diz-se que o projeto é muito sensível a este parâmetro e poderá ser interessante concentrar esforços para obter dados menos incertos. Samanez (2009) afirma que a técnica permite que sejam identificadas as

variáveis mais importantes que causam impactos ao resultado econômico do projeto, que merecem um maior aprofundamento ou investimento em informações adicionais.

Para a execução da técnica, cada variável é alterada em vários pontos percentuais acima e abaixo do valor esperado, mantendo as demais variáveis constantes (condição ceteris paribus), de acordo com Weston & Brigham (2000). Segundo Paixão *et al* (2005), cada variável de entrada pode ser ajustada para uma variação positiva ou negativa de 5%, 10% ou 20% acerca do valor base.

Em estudos de viabilidade econômica de geração de energia elétrica, Oliveira (2009) realizou uma análise de sensibilidade através de uma variação de +/- 10% nas principais variáveis e Lodi (2011) através de uma variação de +/- 10% nos custos, de +/- 15% nos investimentos e de +/- 30% nos principais parâmetros do projeto básico.

Para avaliar os impactos das variáveis em um projeto de GTL no Brasil, Gomes *et al* (2006) realizou análise de sensibilidade variando em 20%, para mais e para menos, algumas dos principais parâmetros. Já no estudo de Castelo Branco (2008) para uma planta de GTL compacto no Brasil, a análise de sensibilidade foi conduzida para uma variação de - 40% a 40% aplicada ao valor base de cada variável escolhida, o que permitiu uma ampla avaliação dos impactos possíveis. No trabalho de Conceição (2006), sobre o estudo de viabilidade econômica de gás natural em transportes coletivos, a mesma variação de - 40% a 40% foi utilizada na condução da análise de sensibilidade, o que reforça a ideia de se utilizar uma variação com maior amplitude.

Como ressaltado por Correia Neto (2009), uma limitação da técnica de análise de sensibilidade é negligenciar a influência que uma alteração em uma variável pode acarretar sobre outras variáveis, como por exemplo, um aumento dos preços de venda pode levar a uma redução da demanda do produto. Outro ponto importante é que essa análise não usa probabilidades de ocorrência de eventos, ponto fundamental em análises formais de investimentos, de acordo com Samanez (2009).

V. Estudo de Caso de uma planta BTL no Estado de São Paulo

A tecnologia XTL, apesar da existência de algumas plantas industriais de GTL e CTL em funcionamento, pode ser considerada pouco estabelecida relativamente a outras tecnologias na indústria do petróleo. A modalidade BTL desta tecnologia encontra-se ainda menos desenvolvida e experimentada que a do GTL e do CTL. Por outro lado, em função da disponibilidade apresentada de biomassa residual agrícola na cultura de cana de açúcar no Brasil, este estudo de caso tem como objetivo apresentar a avaliação econômica de uma alternativa para agregar valor à biomassa residual da cana de açúcar, através da possibilidade de aproveitamento do mesmo gerando petróleo sintético renovável.

Com este direcionamento, serão explicitadas ao longo deste capítulo as considerações utilizadas para realização dos cálculos dos valores de investimento total, custos de produção e os resultados de avaliação econômica para uma planta de BTL localizada no Estado de São Paulo, utilizando para esta avaliação preliminar os dados e considerações de estudos anteriores em plantas existentes de GTL, em função da disponibilidade e qualidade das informações, assim como os dados da aplicação industrial do processo BTL do projeto desenvolvido pela Choren cEF-D.

Dentre os diferentes métodos de avaliação de investimentos apresentados, serão utilizados para análise da viabilidade financeira neste trabalho as técnicas de VPL , TIR e IL. Para avaliar os impactos de possíveis variações nas principais premissas do fluxo de caixa do projeto, será adotada a técnica de análise de sensibilidade.

V.1 Premissas e características do projeto para o caso base

Conforme discutido anteriormente no Capítulo 3, uma planta BTL pode ter produtos diferenciados. Pode-se processar o crú sintético (syncrude), gerando o diesel, a nafta, a gasolina e outros produtos derivados ou não considerar o processamento do crú sintético, sendo o mesmo o produto final, podendo o mesmo ser processado em outro momento e local.

Para a realização de uma análise econômica preliminar optou-se por considerar o processo até a produção do crú sintético (syncrude) e não seguir na avaliação do investimento no refino deste petróleo sintético, gerando os demais produtos. Essa escolha foi realizada baseando-se nos seguintes fatores:

- ✓ O crú sintético é o produto final da etapa de síntese de FT. Caso o mesmo seja refinado no mesmo local serão necessárias das últimas etapas do processo BTL: o hidrocraqueamento, fracionamento e o hidrotratamento. A eliminação destas etapas é

vantajosa porque reduz os custos e as dimensões da planta BTL, pois estas etapas somadas a outras unidades auxiliares representam praticamente o investimento em uma nova refinaria de petróleo.

- ✓ O crú sintético apresenta flexibilidade em sua utilização, podendo ser utilizado conforme a necessidade, para a produção de diferentes derivados, de acordo com os esquemas de refino de cada refinaria.

V.1.1 Capacidade nominal de produção

A empresa Choren está testando um projeto piloto que consome 64.000 toneladas de biomassa seca por ano (resíduos de madeira) e produz 314,5 BPD de cru sintético BTL (COPE, 2009). Para uma planta de BTL com uma produção de 25.000 BPD de cru sintético seria necessária uma alimentação do processo com cerca de 5,087 milhões de toneladas por ano de biomassa (base seca – sem umidade). Para se ter uma noção sobre a escala de produção de 25.000 BPD de cru sintético, atualmente o Brasil possui 113 plataformas marítimas de petróleo, sendo 79 fixas e 34 flutuantes, com capacidade de produção de 2,1 milhões de barris diários de petróleo, o que dá uma média de 18.584 BPD por plataforma (PUCU, 2011).

Conforme demonstrado no Capítulo 2, a produção atual de biomassa residual de cana de açúcar em 2011 foi de 266 milhões de toneladas em todo Brasil (EPE, 2011). Como o Estado de São Paulo é responsável por 62% da produção nacional (EPE, 2011), pode ser estimada a geração proporcional de cerca de 164,0 milhões de toneladas por ano somente para este resíduo no Estado de São Paulo. Como o bagaço de cana in natura resultante do processo de moagem apresenta aproximadamente umidade de 50% em massa (PETROBRÁS, 1982), então para uma produção de 25.000 BPD de cru sintético BTL seriam necessárias cerca de 10,174 milhões de toneladas de bagaço e palha úmidos por ano, aproximadamente 6,0% da geração desta biomassa residual do Estado de São Paulo. Mesmo considerando essa geração de resíduos possa estar muito próxima a unidade de processamento (em um raio de 75 km), e que um caminhão pode transportar no máximo 60 toneladas em duas viagens por dia, seriam necessários mais de 475 caminhões por dia para realizar o abastecimento de matéria-prima, o que pode gerar uma operação logística razoavelmente complexa. Em função desta possível dificuldade logística, será utilizado no caso base uma planta com capacidade de 25.000BPD.

Com relação aos resíduos de madeira, segundo a pesquisa conduzida por Lima *et al.* (2006), apresentada no capítulo 2, 48 serrarias e madeireiras poderiam fornecer

serragem ou cavaco para a indústria, totalizando no mínimo cerca de 27.648 toneladas por ano de com umidade variando entre 11,5% e 25%. Como a geração estimada de resíduos de madeira ficou muito abaixo da demanda anual necessária para a uma planta de BTL de 25.000 BPD, será considerado somente a utilização de resíduos da biomassa de cana de açúcar.

V.1.2 Estimativa do capital de investimento

Tomando como premissas os dados descritos no Capítulo 3, será necessário gerar uma estimativa do investimento total, baseado nos dados de projetos recentes de GTL em função da semelhança de escala e de processamento. Com o Gaseificador soma-se 15% ao montante total do investimento de uma planta de GTL, expresso em US$/BPD. Como não será previsto no estudo de caso a etapa de refino do petróleo sintético, será deduzido do montante do investimento com gaseificador o valor de US$40.500/BPD, que é a média ponderada do investimento por barril de capacidade de refino, calculada a partir das principais novas unidades de refino de grande porte previstas no Brasil (RNEST, COMPERJ, Premium I e Premium II), conforme descrito no Capítulo 1.

Desta forma, no estudo de caso será considerando um valor de US$ 107.150 por barril de capacidade, que é o valor aproximado da planta de GTL da Shell no Qatar (BUPING *et al*. (2010)), que inclui todo investimento em refino e beneficiamento do petróleo sintético. Multiplicando este valor por um fator de 1,15, para incluir o investimento no gaseificador, e posteriormente deduzido de US$40.500/BPD, resulta um valor corrigido de US$82.700 por barril de capacidade instalada de produção de cru sintético BTL (gaseificação da biomassa e processo Fischer-Tropsch). Para uma produção de 25.000BPD de cru sintético BTL, o equivalente a uma produção de 8,625 milhões de barris por ano de crú sintético após o primeiro ano de funcionamento, o investimento total preliminar foi estimado em US$ 2,07 bilhões de dólares. Para uma análise conservadora, será considerado valor nulo residual líquido de Impostos.

V.1.3 Premissas para projeção do fluxo de caixa

Utilizando como base os dados da literatura relatados no Capítulo 3, será considerado:

- ✓ tempo de 3,0 anos de construção, com investimento distribuído de forma uniforme dentro dos três primeiros anos, mesma condição dos trabalhos de Costa (2007), Gradassi (1998) e Vieira (2007).
- ✓ tempo de 25 anos com produção de 50% da capacidade no primeiro ano e 95% de capacidade nos demais anos, mesma condição do estudo de Gradassi (1998).

- ✓ a disponibilidade anual da planta será considerado o valor de 345 dias por ano, mesma condição do estudo de Callari (2006).
- ✓ para a estimativa de capital de giro o valor relativo à 15 dias de estoque de cru sintético somado a 15% do investimento inicial, que é a soma das condições reportadas nos trabalhos apresentados no Capítulo 3, gerando um cenário mais realista e conservador. O valor total considerado foi de US$341,1 milhões.
- ✓ para a depreciação no fluxo de caixa o método linear, a contar do início da construção, para um tempo de 10 anos a partir do início da produção , mesma condição dos estudos de Gradassi (1998) e Vieira (2007). Não será considerado um valor residual dos ativos após os 25 anos.
- ✓ a taxa de câmbio para conversão entre Reais e Dólares será o valor médio das cotações de fechamento do ano de 2012, resultando em R$1,95/US$1,00 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2013a).

Para o cálculo do valor da TMA, taxa mínima de atratividade, a ser utilizada na análise de investimentos, será considerado o modelo CMPC com a parcela relativa ao capital próprio (modelo CAPM) e com a parcela de capital de terceiros (custo da dívida). Não será considerada a captação de recursos por meio de ações preferenciais.

Para o setor econômico em foco, o BNDES se propõe a fornecer até 70% dos itens financiáveis necessários à implantação dos projetos na modalidade de Project Finance, mas na prática os empreendimentos de geração de energia têm contado com uma proporção de 60% a 70% de dívidas e, respectivamente, de 40% a 30% de recursos obtidos junto aos investidores, conforme demostrado no Capítulo 4. Será considerada a alocação de 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros no modelo CMPC no caso base.

Os valores utilizados como taxa média anualizada no período de 2009 a 2012 para o IBOVESPA e para o CDI foram 12,87% a.a. e 9,91% a.a, respectivamente. Para usar taxas reais, foi descontada a inflação do mesmo período pelo IGP-M médio anualizado de 5,5%, resultando em taxas reais 4,18% para o CDI e 6,99% para o IBOVESPA (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2013b). Este período de tempo para o cálculo da média foi escolhido para evitar influências da crise econômica mundial de 2008 e dos anos antecedentes, influenciados pelo efeito “bolha” imobiliária norte-americana e as consequências sofridas pelo mundo (DAHER, 2010).

No que tange ao valor β, índice de exposição do investimento ao risco, será considerado o valor de 1,21, índice calculado considerando 176 empresas da indústria de produção de petróleo (DAMODARAN, 2013a)

Desta forma, para a realização do cálculo do CPMC, será considerado que:

- ✓ *Rf* será igual ao CDI média anualizada do período entre 2009 e 2012, no valor de 4,18%;
- ✓ *Rm* será igual ao IBOVESPA médio anualizado do período entre 2009 e 2012, no valor de 6,99%;
- ✓ β será de 1,21, índice calculado considerando 176 empresas da indústria de produção de petróleo (DAMODARAN, 2013a)

O risco-Brasil é um conceito que busca expressar de forma objetiva o risco de crédito a que investidores estrangeiros estão submetidos quando investem no País. No mercado, os indicadores diários mais utilizados para essa finalidade são o EMBI+Br e o Credit Default Swap (CDS) do Brasil. Assim, para o cálculo do prêmio de risco Brasil, utilizou-se a série histórica diária do índice Emerging Markets Bonds Index Plus relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), de janeiro de 2000 a dezembro de 2011, resultando no valor mediano de 4,02%. Dessa forma, o prêmio de risco Brasil, calculado conforme a mediana do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2011, é igual a 4,02% a.a. (ANEEL, 2012). Um valor mais recente de 30/06/2012 para o prêmio de risco do Brasil é de 2,63% (DAMODARAN, 2013b), mas para uma análise mais conservadora será utilizado o valor da média entre 2000 a 2011, calculado pela Nota Técnica n° 36/2012-SRE/ANEEL em 2012.

Como resultado para o custo de capital próprio, ke, foi calculado o valor de 7,57% a.a.. Adicionando o prêmio de risco Brasil, a taxa para o custo de capital próprio totaliza 11,59% a.a..

O custo de capital de terceiros nominal pode ser estimado pela somatória dos três componentes da taxa de financiamento do BNDES, ou seja, 6,08% + 2,50% + 1,50% = 10,08% ao ano, conforme levantamento apresentado no capítulo 4. Para usar taxas reais, foi descontada a inflação do mesmo período pelo IGP-M médio anualizado de 5,5%, resultando em taxas reais de 4,34%a.a. (kd). O custo da dívida líquida de impostos resulta em de 2,87% a.a. (Kd*(1-0,34)).

O cálculo do modelo CMPC, usado então para calcular a TMA, resultou em:

CPMC = ke*0,4 + kd*0,6 = 11,59%*0,4+2,87%*0,6 = 6,36 %a.a.

V.1.4 Localização da Planta de BTL

Como demonstrado no Capítulo 3, a região delimitada na Figura V.1 determina aproximadamente a região onde se concentra a produção de cana de açúcar no Estado de São Paulo, com uma área de abrangência de aproximadamente 140.000 km^2.



Figura V.1 - Principal região onde se concentra a produção de cana de açúcar no Estado de São Paulo

Fonte: Google Maps – Elaboração própria

Com a existência da Refinaria de Paulínia (REPLAN), localizada na cidade de Paulínia identificada no mapa como “ponto E”, localizar a unidade de BTL na mesma cidade seria adequado, pois o petróleo sintético gerado poderia ser consumido pela própria refinaria e muitos custos com logística, utilidades e unidades auxiliares poderiam ser reduzidos através da utilização de eventuais sobras de capacidade da refinaria. A distância média aproximada aos pontos de produção dos resíduos de biomassa de cana de açúcar seria em torno de 250 km até a cidade de Paulínia.

V.1.5 Receitas operacionais

Para se avaliar a receita gerada a partir da comercialização cru sintético gerado na planta de BTL, a trajetória futura do preço do petróleo é fundamental e a projeção da evolução esperada (no que se refere ao tipo Brent) por quinquênio é apresentada na Tabela V.1. Será considerado no estudo de caso um valor de US$82,6/bbl, pois é o valor projetado pela EPE após o tempo de construção do empreendimento, caso o mesmo fosse iniciado em 2014. Esta consideração gera uma receita bruta no valor anual de US$676,8 milhões, com uma produção de 8,193 milhões de barris por ano de crú sintético, após o primeiro ano de funcionamento. Esta receita considera o valor recebido após impostos diretos sobre as vendas.

Tabela V.1- Projeção da evolução esperada (no que se refere ao tipo Brent)

	Histórico		Projeção	
Indicadores Econômicos	2002-2006	2006-2011	2012-2016	2017-2021
Preço do Petróleo tipo *Brent* (US$ maio 2011/barril)	56,78	92,70	102,36	82,63

Fonte : EPE, 2011

V.1.6 Custos Operacionais

Como simplificação para a análise, será considerado somente os custos de aquisição e transporte da matéria prima biomassa, pois representam o principal insumo no processo. Cabe ressaltar que existem outros custos, principalmente no que tange ao armazenamento e colheita, mas que neste trabalho não serão considerados.

Com relação ao custo de aquisição da matéria-prima junto às usinas de processamento de cana-de-açúcar, o valor utilizado neste estudo de caso preliminar será o de R$30,00/tonelada (NAGAOKA, 2006), corrigido para R$41,90/tonelada no ano de 2012 através do fator correção monetária do período de 2006 a 2012, pois representa um cenário intermediário. O custo total para a aquisição de 10,33 milhões de toneladas por ano de biomassa úmida será então de US$ 218,6 milhões.

Com relação aos custos transporte da matéria-prima, o valor utilizado neste estudo de caso preliminar será o de R$21,70/ton (LIMA, 2006), corrigido para R$30,30/tonelada no ano de 2012 através da correção monetária do período de 2006 a 2012, pois foi calculado a partir de pesquisa com coleta de dados para diferentes distâncias, variando entre 20 e 500 km e representa o valor médio para a distância de 250 km. O custo total para transportar 10,33 milhões de toneladas por ano de biomassa úmida será então de US$158,1 milhões. Percebe-se que o frete impacta significativamente o preço final da biomassa.

Com relação ao custo operacional anual (O&M) será 2% do investimento (COSTA, 2007 e VIEIRA, 2007). Seguindo este racional, o valor anual seria de U$25,75 milhões.

V.1.7 Impostos e Taxas

Para fins de análise econômica preliminar, os impostos e taxas incidentes nesta análise econômica seguem a legislação vigente no país, a saber:

- Sobre o lucro operacional – total de 34%
  - Imposto de renda (IRPJ): 25% (incluindo 10% de alíquota adicional);
  - Contribuição Social (CSLL): 9%.

O regime de tributação adotado é lucro real e os demonstrativos de resultados e fluxo de caixa são formados pelo regime de competência.

Não serão considerados os seguintes impostos abaixo sobre a receita bruta, pois são integralmente repassados aos preços de comercialização dos produtos, não representando perdas na receita líquida. São eles:

- Pis / Cofins: 1,65% e 7,6%, respectivamente – alíquotas federais;
- ISS - alíquota municipal; e
- ICMS - alíquota estadual.

V.1.8 Resumo dos dados do caso base

Para facilitar o entendimento das premissas apresentadas, segue o resumo dos dados considerados e calculados para o caso base:

- ✓ Capacidade de produção: 25.000 BPD de crú sintético;
- ✓ Tempo de construção: 3 anos;
- ✓ Tempo de operação: 25 anos;
- ✓ Localização: em terreno próximo disponível ao lado da Refinaria de Paulínia (REPLAN);
- ✓ Investimento total: US$ 2,07 bilhões de dólares;
- ✓ Um valor de US$82,6/bbl para o preço do produto, o que gera de receita bruta o valor anual de US$676,8 milhões;
- ✓ O custo total para a aquisição de 10,33 milhões de toneladas por ano de biomassa úmida será então de US$ 218,6 milhões;
- ✓ O custo total para transportar 10,33 milhões de toneladas por ano de biomassa úmida será então de US$158,1 milhões;

- ✓ O custo operacional anual (O&M) somará o valor anual de U$ 25,75 milhões;
- ✓ TMA de 6,36% a.a. (40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros);
- ✓ Valor Residual Líquido de Impostos será nulo.

V.2 Resultados obtidos para o caso base

A partir dos dados de custos, receitas e outras informações que foram apresentadas, foi elaborado um fluxo de caixa global anual para os 3 anos de construção e 25 anos de vida útil do projeto. Foram calculados os valores de VPL, TIR e IL para as premissas deste projeto, conforme pode ser visualizado na Tabela V.2. O fluxo de caixa descontado do caso base está apresentado na Tabela V.3.

Tabela V.2 - Cálculo dos indicadores de viabilidade econômica para o caso base

Método	Resultado
VPL (US$)	$157.623.224
TIR	6,4%
Índice de rentabilidade	1,01

Fonte : elaboração própria.

Assim, em função das considerações, premissas e cálculos realizados, a planta industrial proposta neste trabalho é economicamente viável, em função do valor encontrado para o VPL ser maior que zero, do valor calculado para o IL ser maior que 1 e a TIR calculada ser maior que a TMA adotada neste trabalho.

No entanto, todos os indicadores foram ligeiramente superiores aos limites de decisão de viabilidade econômica. O VPL foi o único resultado superior ao critério de decisão por uma margem razoável, alcançando o valor de US$ 157,6 milhões. Esta situação gera uma percepção de que qualquer variação nas premissas utilizadas poderá vir a tornar o projeto inviável.

Para tentar simular o que poderia ocorrer com o VPL deste projeto em caso de alteração das principais variáveis, é necessário avaliar o efeito de perturbações nos principais valores de entrada para as variáveis mais criticas para o fluxo de caixa, buscando entender o que ocorreria em caso de variações significativas dos mesmos em relação ao caso base. Este procedimento será conduzido com a técnica de análise de sensibilidade em sequência. Para Costa (2007), do ponto de vista econômico, três parâmetros são os mais importantes à lucratividade de uma planta de XTL: investimentos de capital, custo da matéria-prima e o preço dos produtos, o que é

vinculado ao preço do petróleo. Adicionalmente, serão investigados os efeitos de variação na TMA, Capacidade de produção, Teor de umidade e Custo de transporte da biomassa.

Tabela V.3 - Cálculo do fluxo de caixa descontado do caso base

Tempo Total (anos)	0	1	2	3	4	5	6
Receitas Líquida (US$)	$0	$0	$0	$356.212.500	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750
Custos e Despesas Operacionais (US$)	$0	$0	$0	-$209.043.767	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533
Depreciação (US$)				-$206.750.000	-$206.750.000	-$206.750.000	-$206.750.000
Lucro Antes Juros e Impostos (US$)	$0	$0	$0	-$59.581.267	$51.966.217	$51.966.217	$51.966.217
Imposto de Renda e Contribuição Social (US$)	$0	$0	$0	-$20.257.631	$17.668.514	$17.668.514	$17.668.514
Lucro Líquido (US$)	$0	$0	$0	-$39.323.636	$34.297.703	$34.297.703	$34.297.703
Investimentos e Capital de Giro (US$)	-$689.166.667	-$689.166.667	-$1.030.266.667	$0	$0	$0	$0
Depreciação (US$)	$0	$0	$0	$206.750.000	$206.750.000	$206.750.000	$206.750.000
Lucro Operacional	$0	$0	$0	$167.426.364	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703
Fluxo de Caixa Livre (US$)	-$689.166.667	-$689.166.667	-$1.030.266.667	$167.426.364	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703
Fluxo de Caixa Descontado (US$)	-$689.166.667	-$647.956.625	-$910.737.023	$139.151.810	$188.360.434	$177.097.061	$166.507.203
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (US$)	-$689.166.667	-$1.337.123.292	-$2.247.860.315	-$2.108.708.505	-$1.920.348.070	-$1.743.251.009	-$1.576.743.807

Tempo Total (anos)	7	8	9	10	11	12	13
Receitas Líquida (US$)	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750
Custos e Despesas Operacionais (US$)	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533
Depreciação (US$)	-$206.750.000	-$206.750.000	-$206.750.000	-$206.750.000	-$206.750.000	-$206.750.000	$0
Lucro Antes Juros e Impostos (US$)	$51.966.217	$51.966.217	$51.966.217	$51.966.217	$51.966.217	$51.966.217	$258.716.217
Imposto de Renda e Contribuição Social (US$)	$17.668.514	$17.668.514	$17.668.514	$17.668.514	$17.668.514	$17.668.514	$87.963.514
Lucro Líquido (US$)	$34.297.703	$34.297.703	$34.297.703	$34.297.703	$34.297.703	$34.297.703	$170.752.703
Investimentos e Capital de Giro (US$)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Depreciação (US$)	$206.750.000	$206.750.000	$206.750.000	$206.750.000	$206.750.000	$206.750.000	$0
Lucro Operacional	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$170.752.703
Fluxo de Caixa Livre (US$)	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$241.047.703	$170.752.703
Fluxo de Caixa Descontado (US$)	$156.550.586	$147.189.343	$138.387.875	$130.112.706	$122.332.368	$115.017.270	$76.603.624
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (US$)	-$1.420.193.221	-$1.273.003.878	-$1.134.616.003	-$1.004.503.297	-$882.170.929	-$767.153.659	-$690.550.035

Tempo Total (anos)	14	15	16	17	18	19	20
Receitas Líquida (US$)	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750
Custos e Despesas Operacionais (US$)	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533
Depreciação (US$)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Lucro Antes Juros e Impostos (US$)	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217
Imposto de Renda e Contribuição Social (US$)	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514
Lucro Líquido (US$)	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703
Investimentos e Capital de Giro (US$)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Depreciação (US$)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Lucro Operacional	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703
Fluxo de Caixa Livre (US$)	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703
Fluxo de Caixa Descontado (US$)	$72.022.963	$67.716.212	$63.666.992	$59.859.902	$56.280.464	$52.915.066	$49.750.908
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (US$)	-$618.527.072	-$550.810.860	-$487.143.868	-$427.283.967	-$371.003.502	-$318.088.436	-$268.337.528

Tempo Total (anos)	21	22	23	24	25	26	27	28
Receitas Líquida (US$)	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750	$676.803.750
Custos e Despesas Operacionais (US$)	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533	-$418.087.533
Depreciação (US$)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Lucro Antes Juros e Impostos (US$)	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217	$258.716.217
Imposto de Renda e Contribuição Social (US$)	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514	$87.963.514
Lucro Líquido (US$)	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703
Investimentos e Capital de Giro (US$)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$341.100.000
Depreciação (US$)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Lucro Operacional	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$511.852.703
Fluxo de Caixa Livre (US$)	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$170.752.703	$852.952.703
Fluxo de Caixa Descontado (US$)	$46.775.957	$43.978.899	$41.349.097	$38.876.548	$36.551.851	$34.366.163	$32.311.172	$151.751.065
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (US$)	-$221.561.571	-$177.582.671	-$136.233.574	-$97.357.026	-$60.805.175	-$26.439.013	$5.872.159	$157.623.224

Fonte : elaboração própria.

V.3 Análise de sensibilidade

Seguindo a mesma metodologia de análise de sensibilidade e intervalos de variação aplicada por Castelo Branco (2008) e por Conceição (2006), para que se possa tentar simular os impactos de eventuais erros ou mudanças nas premissas adotadas, foi realizada uma análise de sensibilidade calculando o impacto sobre o VPL do projeto, dentro de uma amplitude de variação entre -40% a 40% para variáveis selecionadas. Estes percentuais de variação escolhidos para a análise têm o objetivo

de demostrar o impacto destas variáveis no resultado econômico, não representando as variações máximas de possíveis erros na determinação ou cálculo dos valores que estas variáveis possam assumir em condições reais, mas permitem uma variação ampla de cada variável. O resumo destas considerações pode ser conferido na Tabela V.4.

Tabela V.4 - Amplitude utilizada na análise de sensibilidade

Parâmetro	Caso Base x (1-40%)	Caso Base	Caso Base x (1+40%)	Intervalo total
Investimento/BBL (US$)	49.620	82.700	115.780	66.160
TMA (% a.a.)	3,8%	6,36%	8,90%	5,09%
Produção diária (BBL)	15.000	25.000	35.000	20.000
Preço do crú sintético (US$/BBL)	49,56	82,60	115,64	66
Teor de umidade no bagaço (% em massa)	30%	50%	70%	40%
Custo MP úmida (US$/ton)	12,89	21,49	30,08	17
Frete de coleta (US$/ton) 2012	9,32	15,54	21,76	12

Fonte: elaboração própria.

Para avaliar os impactos dentro do intervalo total entre -40% e +40% em cada variável, forma calculados valores intermediários equidistantes, conforme pode ser observado na Tabela V.5, sendo o “valor 4” sempre correspondente ao caso base.

Tabela V.5 – Valores para a simulação na análise de sensibilidade

Parâmetro	valor 1	valor 2	valor 3	valor 4	valor 5	valor 6	valor 7
Investimento/BBL (US$)	49.620	60.647	71.673	82.700	93.727	104.753	115.780
TMA	3,82%	4,66%	5,51%	6,36%	7,21%	8,06%	8,90%
Produção diária (BBL)	15.000	18.333	21.667	25.000	28.333	31.667	35.000
Preço do crú sintético (US$/BBL)	49,56	60,57	71,59	82,60	93,61	104,63	115,64
Teor de umidade no bagaço	30%	37%	43%	50%	57%	63%	70%
Custo MP úmida (US$/ton)	12,89	15,76	18,62	21,49	24,35	27,21	30,08
Frete de coleta (US$/ton) 2012	9,32	11,40	13,47	15,54	17,61	19,69	21,76

Fonte: elaboração própria.

Foi elaborada uma planilha eletrônica que permite alterar o valor de uma variável e imediatamente todo o fluxo de caixa é recalculado. A tela principal da planilha é demonstrada na Figura V.2, onde podem ser visualizadas todas as premissas utilizadas e os valores calculados para receita, custos, investimento etc. Desta forma, foram calculadas 42 simulações adicionais ao caso base a partir da variação de cada variável, mantendo as demais constantes, e os resultados de VPL foram acumulados para preparação dos gráficos de análise de sensibilidade por variável relevante.

Premissas	
Taxa de Câmbio R$/US$	1,95
TMA	6,36%
Alíquotas de IR sobre Lucro	34%

Produção diária (BBL)	25.000,00
Dias de produção por ano	345,00
Produção anual (BBL)	8.625.000,00
Preço do crú sintético (US$/BBL)	82,60

Materia prima anual (ton - bagaço e palha com umidade)	10.174.881
Teor de umidade no bagaço	50%
Materia prima anual (ton - bagaço e palha sem umidade)	5.087.440
Distância média de coleta da MP (km)	250
Custo MP úmida (R$/ton) 2006	30,00
Custo MP úmida (R$/ton) 2012	41,90
Custo MP úmida (US$/ton) 2012	21,49
Frete de coleta (R$/ton) 2006	21,70
Frete de coleta (R$/ton) 2012	30,30
Frete de coleta (US$/ton) 2012	15,54

Investimento/BBL (US$)	82.700,00
Investimento Total (US$)	2.067.500.000,00
Tempo construção (anos)	3,00
Tempo de operação (anos)	25,00
Fator de produção no ano 1	50%
Fator de produção no ano 2 ao 25	95%
Capital de Giro	341.100.000,00
Depreciação linear - tempo (anos)	10,00
Valor Residual	0,00
Fator de utilização	95%

Calculo de biomassa seca		
Carga de Biomasssa seca (ton)	Produção (BBL)	Caso
64.000	314,50	Choren cEF-D
5.087.440	25.000,00	Estudo de caso

Estimativa da Receita e do Custo total	
	Valor total anual (US$)
Receita do projeto	712.425.000,00
Custos	Valor total anual US$
Custo Operacional anual (O&M)	41.350.000,00
Custo aquisição MP	218.609.787,29
Custo trasnporte MP	158.127.746,14
Custo Total anual	418.087.533,43

Análise de sensibilidade		
Variável		Caso Base
Investimento/BBL (US$)	82.700	82.700
TMA	6,36%	6,36%
Produção diária (BBL)	25.000	25.000
Preço do crú sintético (US$/BBL)	82,60	82,60
Teor de umidade no bagaço	50,0%	50%
Custo MP úmida (US$/ton)	21,49	21,49
Frete de coleta (US$/ton) 2012	15,54	15,54
VPL (US$)	**$157.623.224**	
TIR	**6,4%**	
Índice de rentabilidade	**1,01**	

Figura V.2 – Planilha de simulação da análise de sensibilidade

Fonte: elaboração própria.

V.3.1 Análise em função do preço do petróleo

O resultado da análise de sensibilidade mostra que uma variável crítica para a planta BTL é o preço do petróleo, que foi submetido a uma variação de US$49,56/barril a US$115,64/barril, apresentando uma variação de 1210% para mais e para menos no valor do VPL do caso base e, para as premissas adotadas, somente com preço acima de US$80,00/barril o projeto apresenta viabilidade econômica pelo método do VPL. Para ilustrar esse estudo, apresenta-se a Figura V.3.

Dadas as recentes oscilações de preço de petróleo, a sensibilidade da planta BTL a esta variável aumenta em muito o risco do projeto. Este resultado ajuda a confirmar os estudos que indicam que o preço do petróleo pode definir a viabilidade de projetos tecnologias em energia, mas também pode inviabilizar em momentos de preços reduzidos, como ocorreu na crise econômica mundial de 2008/2009.

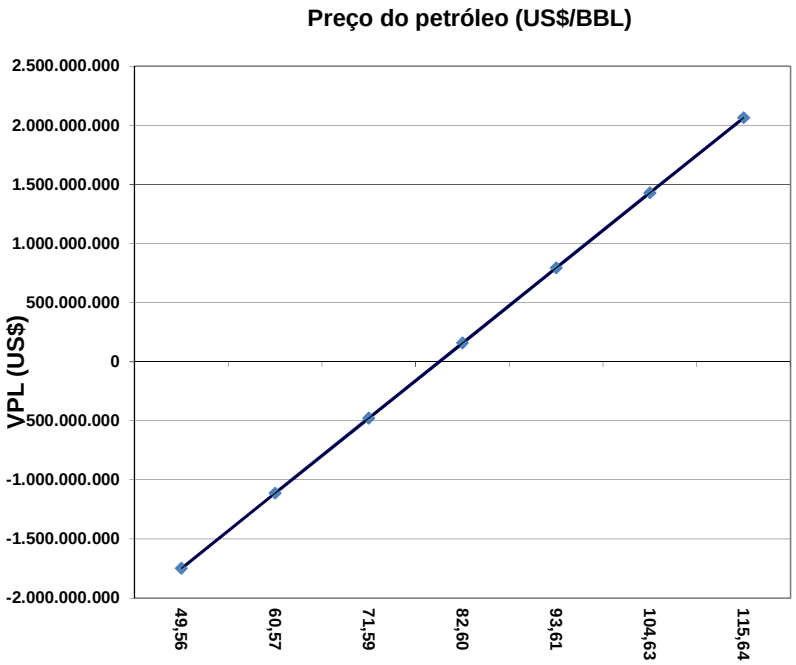


Figura V.3 - Influência do Preço do Petróleo no VPL

Fonte : elaboração própria.

V.3.2 Análise em função do montante de Investimento

A análise de sensibilidade mostra que o projeto apresentará um VPL positivo para um investimento equivalente a um custo de capital por barril de capacidade de produção para valores inferiores a cerca de US$ 88.000,00. Esta variável também se mostra crítica para a planta BTL, pois a variação do VPL responde rapidamente à uma redução no montante de investimento, apresentando uma variação de 495% para mais e para menos no valor do VPL do caso base. Para ilustrar esse estudo, apresenta-se a Figura V.4.

Como já foi mencionado no Capítulo 3, os custos envolvidos na construção da plantas de refino sofreram aumento de valor na última década, por causa do aumento no preço do aço (que é utilizado em sua estrutura, tubulação, reatores e trocadores de calor) e nos preços de construção. Desta forma, o investimento total será uma grande preocupação para a implantação de unidades de BTL.

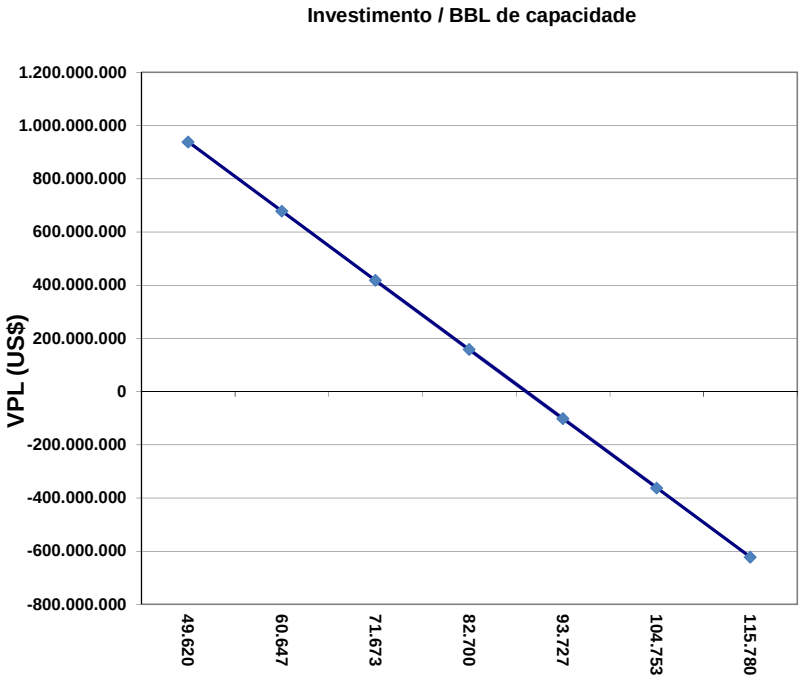


Figura V.4 - Influência do montante de Investimento no VPL

Fonte : elaboração própria.

V.3.3 Análise em função do custo de aquisição da biomassa

A análise de sensibilidade mostra que o custo de aquisição da biomassa exerce influência relevante, apresentando uma variação de 391% para mais e para menos no valor do VPL do caso base. Para ilustrar esse estudo, apresenta-se a Figura V.5.

Considerar que o custo de aquisição de biomassa poderá atingir preços superiores a US$22,00/Ton é razoável, portanto esta variável poderia se controlada através de contratos de longo prazo para o fornecimento de biomassa, evitando que haja transferência de valor significativa do projeto BTL para o insumo principal do processo dentro do tempo de operação da unidade.

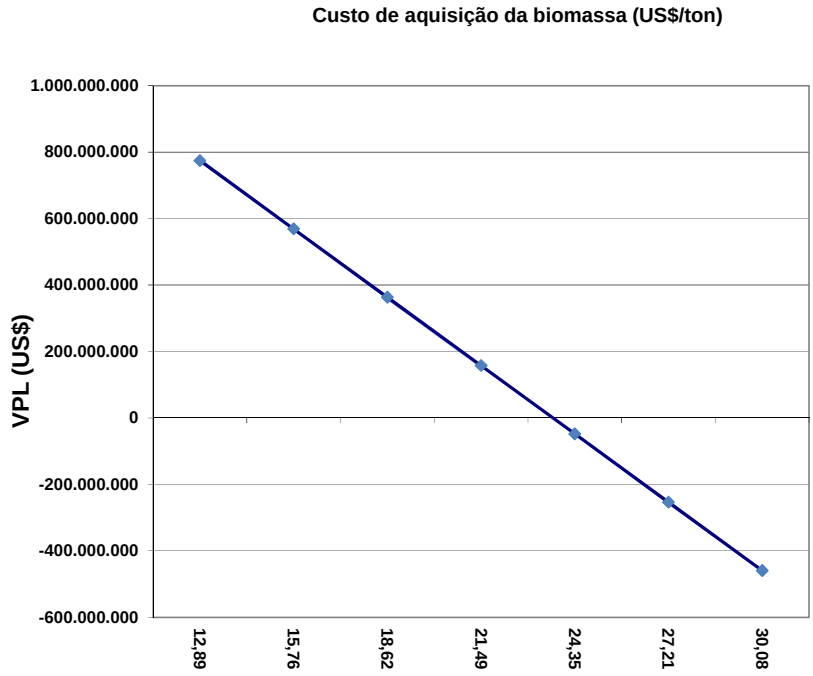


Figura V.5 - Influência do custo de aquisição da biomassa no VPL

Fonte : elaboração própria.

V.3.4 Análise em função do custo de transporte da biomassa

Seguindo a mesma tendência do que ocorreu com o custo de aquisição da biomassa, a análise de sensibilidade mostra que o custo de transporte da biomassa também exerce influência relevante no VPL, apresentando uma variação de 283,0% para mais e para menos no valor do VPL do caso base. Para ilustrar esse estudo, apresenta-se a Figura V.6.

Considerar que será possível a aquisição de biomassa por custos unitários de transporte menores que US$15,64/Ton pode ser considerado uma possibilidade menos provável, principalmente considerando que a geração de biomassa é distribuída normalmente por extensas áreas geográficas. Para endereçar a otimização desta variável, uma possibilidade seria a busca pela densificação energética da biomassa antes do transporte até o centro de processamento, podendo gerar resultados importantes para otimizações futuras, encorpando a viabilidade de plantas de BTL.

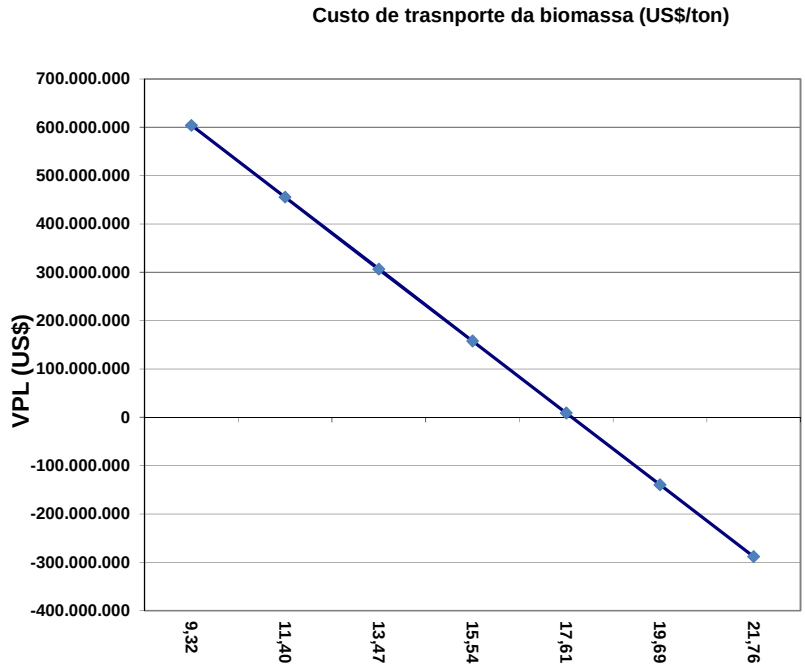


Figura V.6 - Influência do custo de transporte da biomassa no VPL

Fonte : elaboração própria

V.3.5 Análise em função da taxa mínima de atratividade

A variação da taxa de desconto de 3,82% a 8,9% a.a. resultou em valores negativos para o VPL a partir de taxas superiores a 7,00% a.a.. A Figura V.7 ilustra essa análise. Pode ser observado que o VPL é fortemente influenciado pela TMA, apresentando uma variação de 523% para mais, para o menor valor simulado para a TMA, e 330% para menos, no maior valor usado para TMA, em relação ao valor do VPL do caso base.

No entanto, dentro das análises e dados coletados para o cálculo da TMA adotada neste estudo de caso, considerar que seria possível a captação de recursos com uma TMA inferior a 5,48% a.a., que corresponde a uma utilização de 70% de capital de terceiros, dependeria de mudanças significativas nos cenários de rentabilidades de ativos de mercado, principalmente considerando que os riscos de um projeto para uma tecnologia inovadora e a própria incerteza sobre o preço futuro do petróleo.

Simulando a utilização de uma TMA de 11,59% a.a, que seria o caso de utilização de 100% de capital próprio, o valor do VPL é negativo, totalizando US$ 716,3 milhões negativos.

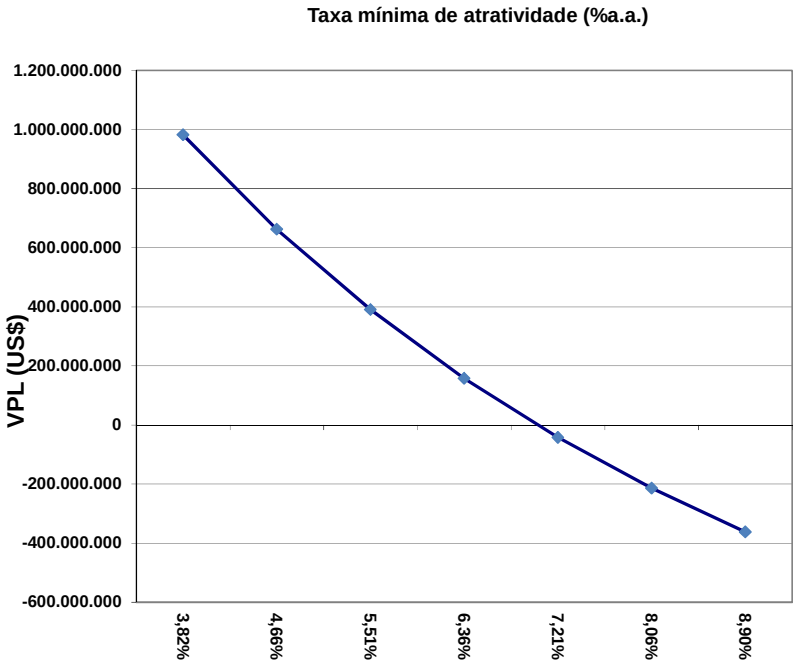


Figura V.7 - Influência da TMA do projeto no VPL

Fonte : elaboração própria.

V.3.6 Análise em função da escala de produção

A análise de sensibilidade mostra que a escala de produção exerce influência limitada no VPL, dentro das premissas adotadas, apresentando uma variação de 40% para mais e para menos no valor do VPL do caso base. Para ilustrar esse estudo, apresenta-se a Figura V.8.

Uma tendência natural seria buscar economias de escala, aumentando a capacidade de produção, no entanto há que se relembrar que a movimentação de biomassa sem beneficiamento seria igualmente aumentada e, sem processos intermediários de aumento da densidade energética, a operação de recebimento de matéria-prima poderia ser inviável, em função do número de caminhões diários.

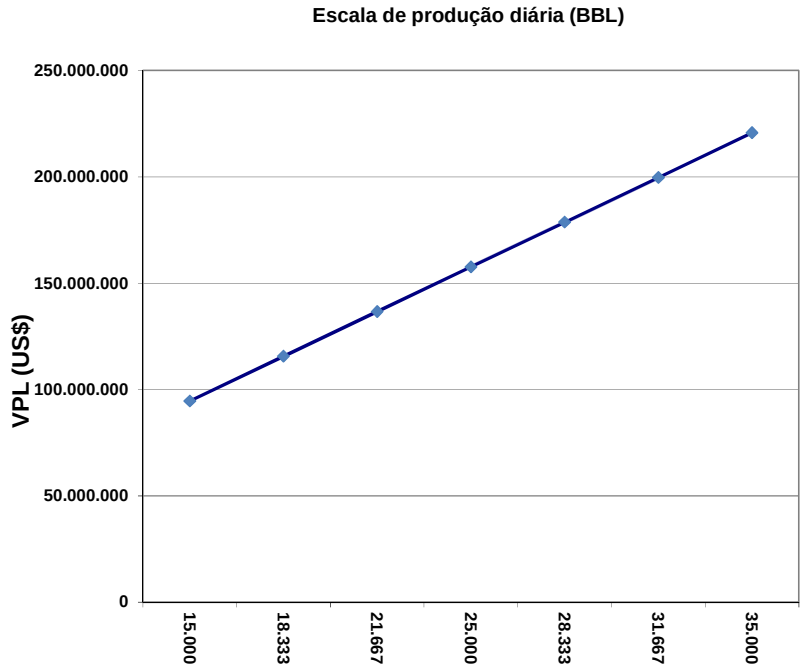


Figura V.8 - Influência da produção diária no VPL

Fonte : elaboração própria.

V.3.7 Análise do em função do teor de umidade na biomassa

A variação do teor de umidade na biomassa para valores entre 30% a 70% em massa resultou em valores positivos e negativos para o VPL dentro desta amplitude considerada. A Figura V.9 ilustra essa análise. No entanto, a resposta do VPL para as variações nesta variável foi bastante relevante, apresentando uma variação de 482% para mais, para o menor valor simulado, e 1124% para menos, no maior valor usado, no valor do VPL do caso base.

Cabe ressaltar que, especialmente neste caso, existe uma relação cruzada entre as variáveis de teor de umidade da biomassa e do custo de transporte total. Esse resultado reforça a necessidade da busca de aumento da densidade energética da biomassa antes do transporte, podendo ser aplicado processos de redução do teor de umidade, assim como por processos de pirólise rápida (conversão química).

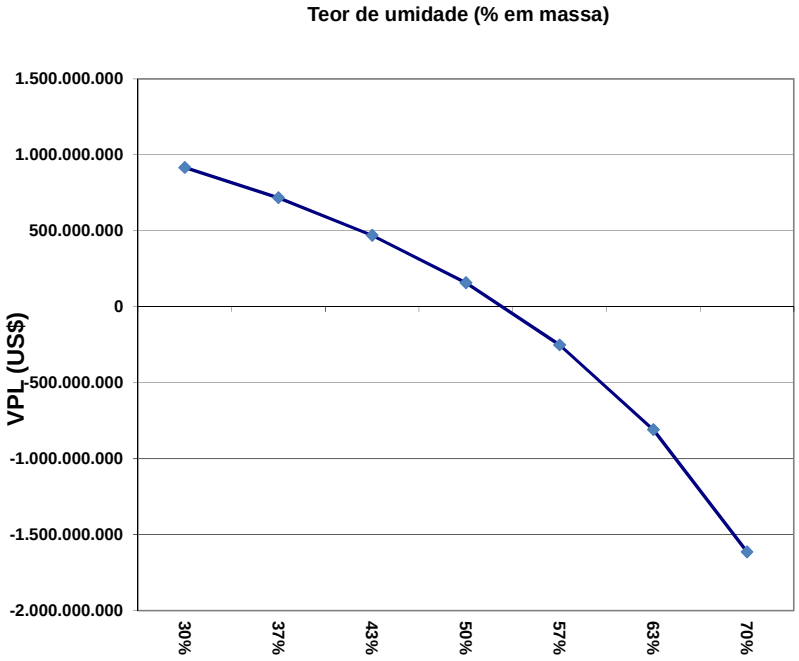


Figura V.9 - Influência do teor de umidade na biomassa no VPL

Fonte : elaboração própria.

V.3.8 Resumo da variação do VPL na análise de sensibilidade

De forma a apresentar os efeitos da variação das variáveis sobre o VPL do caso base, foi elaborada a Tabela V.6. Através da análise desta tabela, é possível confirmar que o preço do petróleo, investimento e teor de umidade são as variáveis críticas na possível variabilidade dos resultados de VPL do projeto apresentado.

Tabela V.6 – Variação mínima e máxima do VPL na análise de sensibilidade

Variável	Caso Base x (1-40%)	Caso Base x (1+40%)
	Variação do VPL	
Investimento/BBL (US$)	495%	-495%
TMA	523%	-330%
Produção diária (BBL)	-40%	40%
Preço do crú sintético (US$/BBL)	-1210%	1210%
Teor de umidade no bagaço	482%	-1124%
Custo MP úmida (US$/ton)	391%	-391%
Frete de coleta (US$/ton) 2012	283%	-283%

Fonte : elaboração própria.

Conclusões

A discussão cada vez mais frequente sobre o tema das mudanças climáticas, somado aos anseios econômicos e políticos sobre segurança energética, torna cada vez mais relevante a necessidade de se desenvolver alternativas viáveis para uma matriz energética menos dependente de combustíveis fósseis, proveniente de fontes não renováveis, tema sobre o qual a dissertação percorreu e pretende destacar, colaborando para futuros estudos. A utilização do etanol no setor de transportes no Brasil demostra a importância do uso da biomassa para fins energéticos.

Dentro deste contexto, esta dissertação tem como objetivo analisar a possibilidade de utilização da tecnologia BTL para o aproveitamento da biomassa residual agrícola no Brasil, gerando um petróleo sintético através de uma fonte renovável. O Brasil é um grande produtor de biomassa residual com potencial para insumo energético, sendo a biomassa residual do processamento da cana-de-açúcar o insumo mais promissor, como foi discutido no capítulo 2. O petróleo sintético produzido poderia ser processado como insumo complementar nas refinarias existentes, mantendo as especificações dos derivados de petróleo produzidos.

O projeto de uma planta de BTL, desde a coleta da biomassa residual até a produção do petróleo sintético é um processo complexo e sofisticado, demostrando a necessidade da contínua realização de novos estudos buscando o desenvolvimento tecnológico e otimização de cada etapa da cadeia produtiva, reduzindo os riscos no investimento e aumento de escala. Conforme discutido no capítulo 3, existem tecnologias XTL disponíveis comercialmente e existem tecnologias promissoras para o aproveitamento de biomassa residual no processo BTL.

Dentro deste cenário de incertezas e riscos, a prática de orçamento de capital, especificamente pela análise de viabilidade de projetos de investimentos, é fundamental para as definições em novos investimentos na indústria da energia. Mesmo com algumas limitações, os métodos convencionais como, o VPL e TIR, são ferramentas muito importantes para a investigação de possibilidades e variáveis críticas na viabilidade de um dado projeto de investimento.

A realização da pesquisa bibliográfica permitiu a definição de premissas para a realização do estudo de caso e os resultados apresentados no capítulo anterior indicam que algumas conclusões podem ser listadas:

- ✓ Considerando as premissas adotadas, o projeto de uma unidade de BTL é viável do ponto de vista econômico, em função dos resultados obtidos para VPL, IL e TIR.

- ✓ A planta BTL é economicamente viável quando os preços do petróleo permanecerem acima do patamar de US$80,00/barril.
- ✓ A alavancagem financeira através do uso de capital de terceiros para o financiamento do projeto é fundamental para garantir uma TMA que possibilite a viabilidade econômica, sendo a participação de financiamento com recursos do BNDES uma possibilidade de incentivo governamental no caso brasileiro.
- ✓ Como não é possível prever o comportamento do preço do petróleo, é fundamental a redução do montante de investimentos para uma dada capacidade de produção.
- ✓ Um aumento da densidade energética da biomassa, através de processos de beneficiamento, pode trazer ganhos significativos para aplicação da tecnologia de forma plena e viável.
- ✓ Caso a produção de biomassa residual e a produção do petróleo sintético fossem controlados pelo mesmo grupo investidor, o risco de perda de valor por sobrevalorização na aquisição da biomassa seria plenamente controlado.
- ✓ A planta BTL também deve ser vista como uma oportunidade, porque permitirá a produção de um produto diferenciado, neste caso o petróleo sintético, que poderá ser utilizado, caso não seja misturado à outros petróleos, para a produção de produtos de alto valor agregado, como por exemplo a produção de lubrificantes e parafinas.

É importante ressaltar também que os dados utilizados neste estudo precisam ser constantemente revisados em trabalhos futuros. A revisão dos dados também poderá considerar outros cenários de variação para cada variável e outras metodologias de análises de risco.

A tecnologia BTL parece ser uma alternativa para a destinação de resíduos de biomassa, produzindo, de maneira sustentável e renovável, um petróleo sintético, possibilitando a redução gradativa do consumo de derivados provenientes do refino do petróleo natural. Por outro lado, por se tratar de empreendimentos de longo prazo e elevada incerteza, os investimentos em novas tecnologias naturalmente se tornam menos atraentes para boa parte dos investidores. Tal situação se agrava ainda mais quando o apoio governamental oferecido não tem continuidade ao longo do tempo.

Uma alternativa para a captação de recursos seria através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), instrumento instituído pelo Protocolo de Quioto para a mitigação do efeito estufa, que permite que países industrializados reduzam seus custos para a redução doméstica de emissões, investindo em projetos com base em

tecnologias limpas a serem implantados em países em desenvolvimento. Uma outra iniciativa importante seria a definição de políticas públicas de curto, médio e longo prazo, que demonstrem claramente o incentivo e permitam condições que motivem o uso do potencial econômico e estratégico do uso destes recursos naturais, em contraposição aos combustíveis fósseis.

Conforme discutido, a disponibilidade de biomassa com baixo custo confere uma vantagem competitiva ao Brasil que, uma vez aliada a um apoio governamental para o desenvolvimento e implantação das novas técnicas de aproveitamento desta biomassa residual, mesmo que em escala piloto em um primeiro momento, poderia levar o país a ser o pioneiro na produção de petróleo sintético renovável em escala comercial, possibilitando a redução do consumo do petróleo de origem fóssil.

Futuros estudos em torno do assunto apresentado nesta dissertação podem ser sugeridos, a saber:

- ✓ Avaliar possíveis reduções no montante de investimento com o uso de novas tecnologias. Este estudo é de extrema importância porque afeta diretamente os custos na construção e nos produtos de futuras plantas. Essa redução envolve fatores como o aprendizado dos operadores e projetistas, desenvolvimentos técnicos, economias de escala.
- ✓ Realizar a análise do processo BTL do ponto de vista do seu ciclo de vida. Uma análise desse tipo permitiria a quantificação da energia gasta em todo o processo e consequentemente a quantificação das emissões ambientais.
- ✓ Avaliar a co-gaseificação de resíduos gerados nas indústrias de refino de petróleo com a biomassa residual. Um exemplo seria o coque de petróleo, cuja produção será elevada substancialmente com a realização dos investimentos em Unidades de Coqueamento Retardado (UCR) prevista para os próximos anos.
- ✓ Estudar a localização ideal da planta BTL considerando outras biomassas residuais, as possibilidades para o escoamento até o centro de processamento e a implementação de plantas descentralizadas de pirólise nas unidades produtoras de biomassa.

Referências Bibliográficas

ALDERUCCI, V. et al. “Potential biomass resources of Sicily for electric-power generation”. Applied Energy, v. 45, n.3, p. 219-240, 1993.

ALMEIDA, E.. *Fundamentos de Economia da Energia* – Petróleo. Rio de Janeiro, COPPEAD / UFRJ. IE, 2003.

ALMEIDA, M. B. B.. *Bio-óleo a partir da pirólise rápida, térmica ou catalítica, da palha da cana-de-açúcar e seu co-processamento com gasóleo em craqueamento catalítico*. Rio de Janeiro, Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2ª Edição – Brasília, 2005.

ANEEL. Nota Técnica n° 36/2012-SRE/ANEEL. *Metodologia e cálculo do custo de capital a ser utilizado na definição da receita teto das licitações a serem realizadas no ano de 2012, para contratação das concessões para a prestação do serviço público de transmissão, na modalidade de leilão público*. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2012475.pdf. 2012.

ANP. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis* / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. – Rio de Janeiro, 2011.

ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. – Rio de Janeiro : ANP, 2009.

ASSAF NETO, A.. *Finanças Corporativas e Valor*. 2. Ed. São Paulo: Editora Atlas, 2006.

ASSAF NETO, A.. “Os métodos quantitativos de análise de investimentos”. Cadernos de Estudos nº6, São Paulo. FIPECAFI. 1992.

ASSAF NETO, A.. “Depreciação: Conceitos, Aspectos e Descapitalização. Revista de Administração da Universidade de São Paulo”, São Paulo, v. 12, n. 1, p. 7-12, 1980.

ASSAF NETO, A.. *Contribuição ao Estudo da Avaliação de Empresas no Brasil – Uma Aplicação Prática – Ribeirão Preto*. Tese – Livre Docência. FEA-RP/USP, 2003.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; ARAÚJO, A. M. P.. “Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil”. Revista de Administração da Universidade de São Paulo, v. 43, n. 1, p. 72-83, janeiro-março 2008.

AZEREDO, A. R. “Financiamento de longo prazo no Brasil: project finance como alternativa para a infra-estrutura”. Rio de Janeiro: UFRJ/Coppead, 1999.

BAIND R. L.; Overend, R. P.; Craig, K. R.. “Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira. Gaseificação para a geração de calor e eletricidade e a produção de metanol e hidrogênio”. Ed da Unicamp, 2002.

BALAT, M.; KIRTAY, E.; BALAT, H. “Main routes for the thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals” . Part 1: Pyrolysis systems. Energy Conversion and Management, v. 50, n. 12, p. 3147-3157, 2009.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, Taxas de câmbio - Cotações de fechamento de uma moeda em um período. Disponível em: http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao&id=txcotacao. 2013a.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, SGS - Sistema Gerenciador de Séries Temporais. Disponível em: https://www3.bcb.gov.br/sgspub/localizarseries/localizarSeries.do?method=prepararTelaLocalizarSeries. 2013b.

BARROS, L. A.; FAMÁ, R.; SILVEIRA, H. P. “Conceito de Taxa Livre de Risco e sua Aplicação no Capital Asset Pricing Model - Um Estudo Exploratório Para o Mercado

Brasileiro". 2º Encontro Brasileiro de Finanças, da sociedade Brasileira de Finanças, 2002 Disponível em: http://www.iepg.unifei.edu.br/edson/download/taxalivreriscofama.pdf

BOERRIGTER, H, V., B., "Biosyngas" key-intermediate in production of reneable transportation fuels, chemical and eletricity: optimum scale and economic prospects of Fischer-Tropsch plants". 14th European Biomass Conference & Exhibition, Paris, France, 2005.

BORDEAUX-REGÔ, R.; PAULO, G.P.; SPRITZER, I.M.P.A.; ZOTES, L.P. *Viabilidade econômica-financeira de projetos*. São Paulo: Editora FGV, 2010.

BRANDÃO, F. "Tendências atuais do refino e seu papel na indústria do petróleo", TN Petróleo, ano 2, n. º 5, Rio de Janeiro.1999.

BRASHEAR, J. P.; BECKER, A., GABRIEL, S. "Interdependencies among E&P projects and portfolio risk management". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1999, p. 447-459.

BRASIL, H. – *Avaliação Moderna de Investimentos*, Qualitymark Editora Ltda, Rio de Janeiro, 2002.

BRASIL. *Acordo para compensação pelo não cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002*. Ministério Público Federal, São Paulo, 29 out. 2008.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente (MMA). *Resolução CONAMA nº 315*, de 29 de outubro de 2002. Dispõe sobre a nova etapa do Programa de Controle de Emissões Veiculares – PROCONVE. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 20 nov. 2002. Disponível em: http://www.mma.gov.br/port/conama/legi.cfm.

BRIGHAM, E. F.; HOUSTON, J. F. *Fundamentos da Moderna Administração Financeira*. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

BRITISH PETROLEUM, 2011. "Statistical Review of World Energy Full Report 2011".Disponível em http://www.bp.com/ Statistical Review of World Energy 2011.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R. *Gestão de custos e formação de preços: com aplicações na calculadora HP12C e Excel*. São Paulo: Atlas, 2002.

BRUNI, A. L.; FONSECA, Y. D. "Técnicas De Avaliação De Investimentos: Uma Breve Revisão Da Literatura". Cadernos de Análise Regional , v.1, p.40 - 54, 2003.

BUPING, B. , MAHMOUD M, NIMIR O. E.. "Simulation, integration, and economic analysis of gas-to-liquid processes". Fuel Processing Technology 91 (2010).

CALLARI, R.. *Produção De Óleo Diesel Limpo A Partir Do Gás Natural: Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para a Instalaçào De Uma Planta GTL (Gas-To-Liquids) No Brasil.* Dissertação de Mestrado, Universidade De São Paulo, 2006.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H.. *Análise de Investimentos*. São Paulo: Atlas, 2007.

CASTELO BRANCO, D. A.. *Análise Técnica e Econômica da Aplicação da Tecnologia GTL de Pequena Escala para a Monetização do Gás Natural Associado Remoto Offshore no Brasil*, 2008. Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2008.

CLÔ, A.. Oil *Economics and Policy*. Bologna University. Kluwer Academic Publishers. European Secretariat for Scientific Publications – SEBS. Italy. 2000.

CONCEIÇÃO, G. W. *A viabilidade técnica, econômica e ambiental da inserção do gás natural veicular em frotas do transporte coletivo urbano de passageiros*. [Rio de Janeiro] Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. 2006.

COPE Ltd. *Life cycle and techno-economic assessment of the northeast biomass to liquids project*. NNFCC project 08/018. Technical and Economic Assessment of Thermal Processes for Biofuels. Disponível em: www.copeltd.co.uk .2009.

COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V.. *Opções Reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos.* Tradução de Maria José Cyhlar. –Rio de Janeiro: Campus, 2001

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J.. *Avaliação de empresas – Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas.* 3. ed. São Paulo: Makron Books Ltda., 2002.

CORREIA NETO, J. F.. *Elaboração e avaliação de projetos de investimento: considerando o risco.* Rio de Janeiro. Editora Elsevier, 2009.

COSTA, L. *Avaliação Econômica do Projeto GTL: uma Aplicação da Teoria de Opções com Processo de Reversão à Média.* Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

DAHER, C. E.. *A bolha de 2008 na bolsa de valores brasileira: teorias e evidências*. 2010. Tese (Doutorado em Administração)-Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

DAMODARAN, A. *Avaliação de Investimento: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1997.

DAMODARAN, A. Betas by Sector. Disponível em: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. Acessado em Janeiro/2013. 2013a.

DAMODARAN, A. http://aswathdamodaran.blogspot.com.br/2012/07/equity-risk-premiums-globalization-and.html. Acessado em Março/2013. 2013b.

DAMODARAN, A. *Finanças Corporativas*: Teoria e Prática. 2. Ed. Porto Alegre: Editora Bookman, 2004.

DAMODARAN, A.. *Finanças Corporativas Aplicadas: Manual do Usuário*, Bookman Companhia Editora, Porto Alegre, 2002.

DAMODARAN, A.. *Avaliação de empresas*. 2. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

DEDINI S/A Indústrias de Base. “Tecnologia de Obtenção de Etanol”. Simpósio Estadual de Agroenergia.Porto Alegre, 2008

EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *International Energy Outlook 2009*, 2009. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html.>. Acessado em: 12 ago. 2010.

ELY, R. N. *Avaliação Prospectiva das Rotas de Bio-refinaria no Brasil, a partir do bagaço de cana-de-açúcar como matéria-prima básica* – Rio de Janeiro: UFRJ / COPPE, 2009. XV, 215 p.: il.; 29,7 cm. Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2009.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). *Balanço Energético Nacional 2011: Ano base 2010* / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro, 2011.

EPE. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020* / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011.

ESCHENBACH, T. G.; “Spiderplots versus Tornado diagrams for Sensitivity Analysis; Interfaces”, 1992, 6, p.40.

FALABELLA, E., SOUSA, S.S.A.,OLIVEIRA, F.B, “BTL: a solution to increase energy efficiency in the Brazilian alcohol business”, 2007.

GIL, A. C.. *Como Elaborar Projetos de Pesquisa*. São Paulo: Ed. Atlas, 1996.

GITMAN, L. J*. Princípios de Administração Financeira*. 2 ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

GOLDEMBERG, J.; Coelho, S. T.; 2004. “Renewable Energy – traditional biomass vs. modern biomass”. Energy Policy, v. 32, p. 711-714. 2004

GOMES, A. A., JULIÃO, A., FIORE, A., I. [et al.] .*Estudo de viabilidade técnica e econômica da tecnologia gas to liquids (GTL) no Brasil.* Monografia (Especialização em

Engenharia de Processamento de Petróleo) - Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2006.

GRADASSI, M. J.. “Economics of Gas to Liquids Manufacture. Studies in Surface Science and Catalysis”, Vol. 119.A. Parmaliana et al. (Editors). 1998 Elsevier Science B.V. All rights reserved. 1998

GRAHAM, J.R. and HARVEY, C.R. (2001). “How do CFOs make capital budgeting and capital structure decisions?”, The Journal of Applied Corporate Finance Vol. 15, No. 1, 2002

HAUSSEN, L. F. “Geração de valor ao acionista : estudo de caso das métricas de avaliação financeira utilizadas por oito empresas vencedoras do Prêmio Nacional da Qualidade e do Malcolm Baldrige National Quality Award nos anos de 2002 e 2003”. 2005.

HELFERT, E. A. *Técnicas de Análise de Financeira: Um Guia Prático para Medir o Desempenho dos Negócios*. Porto Alegre, Artmed 1997.

HUBER, G. W.;IBORRA, S.;CORMA, A.. “Synthesis of transportation fuels from biomass: Chemistry, catalysts, and engineering”. Chemical Reviews, v. 106, n. 9, p. 4044-4098. 2006.

IEA. International Energy Agency . *Sustainable Production of SECOND -Generation Biofuels: Potential and perspectives in major economies and developing countries*. Renewable Energy Division. International Energy Agency. França, 2010.

IPCC, 2007a: Summary for Policymakers. Climate Change 2007: "The Physical Science Basis". Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M.Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2007.

IPCC, 2007b: Summary for Policymakers. Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2007.

ISEA & FGV. “Custo de capital para geração de energia hídrica no Brasil por meio de pequenas centrais hidrelétricas (pchs) e usina hidrelétrica de energia (uhe) até 50 mw no contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”. Instituto Superior de Administração e Economia e Fundação Getúlio Vargas. Disponível em: http://www.abce.org.br/downloads/portugueswacc.pdf. Novembro, 2010.

JURAS, I. A. G. M.. “Aquecimento global e mudanças climáticas : uma introdução. Câmara dos Deputados, Edições Câmara”. Plenarium, v.5, n.5, p.34-46, out., 2008. Disponível em http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/641

KASSAI, J. R.; KASSAI, S.; SANTOS, A.; ASSAF NETO, A.. *Retorno de Investimento: Abordagem Matemática e Contábil do Lucro Empresarial.* São Paulo: Atlas 2000.

KELLEHER, J.; MACCORMACK, J. “Cuidado com a TIR”. Estudo Mckinsey & Co. in HSM Management, n. 48, p. 106-109, jan./fev. 2005.

LAPPONI, J. C. *Projetos de investimento: construção e avaliação do fluxo de caixa - modelos em Excel.* São Paulo, 2000.

LEAL, R.. P. “Revisão da literatura sobre estimativa do custo de capital aplicada ao Brasil”, COPPEAD, UFRJ, mimeo, 2002.

LESSA, J. H. P.. *Análise técnico-econômica do processo BTL (biomass-to-liquid) pela síntese FISCHER-TROPSCH no Brasil, 2008*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2008.

LIMA, L. M..”Avaliação da Viabilidade Técnica e Econômica da Utilização de Biomassas como Fonte Energética Alternativa em Fornos Industriais”. Revista de Economia e

Agronegócio, VOL.4, Nº 1 2006. Disponível em: http://www.sober.org.br/palestra/12/01O019.pdf

LODI, C.. *Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada* – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.XV, 127 p.: il.; 29,7 cm. Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2011.

MARCONI, Marina de Andrade; LAKATOS, Eva Maria. *Técnicas de pesquisa: planejamento e execução de pesquisas, amostras e técnicas de pesquisa, elaboração, análise e interpretação de dados*. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

MATHIAS, W. F.; WOILER, S. *Projetos: planejamento, elaboração*. São Paulo: Atlas, 1996.

MOTTA, R. R.; CALÔBA, G. M. *Análise de Investimentos: Tomada de decisão em projetos Industriais*. São Paulo. Atlas. 2002.

NAGAOKA, M, Esperancini, M.. "Viabilidade econômica sob condições de risco em co-geração de energia elétrica". Energ. Agricult., Botucatu, vol. 21, n. 2, 2006, p. 85.

NAJIBI, H; REZAEI, R; JAVANMARDI, J; NASRIFAR, K; MOSHFEGHIAN, M. "Economic evaluation of natural gas transportation from Iran's South-Pars gas field to market". Applied Thermal Engineering, Volume 29, Issue 10, July, 2009, Pages 2009-2015.

NAKICENOVIC, Nebojsa; GRÜBLER, Arnulf; MCDONALD, Alan. *Global energy perspectives*. Cambridge: Cambridge University Press, 1998. 289 p.

NREL. "Techno-Economic Analysis of Biofuels Production Based on Gasification". Technical Report NREL/TP-6A20-46587. Novembro/2010. Disponível em: www.nrel.gov

OLIVEIRA, E.A. *Perspectivas da Geração Termelétrica a Carvão no Brasil no Horizonte 2010-2030* – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009. XXIV, 155 p.: il.; 29,7 cm. Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2009.

OLIVEIRA, L. G. S.. *Aproveitamento energético dos resíduos agrícolas – O caso da agroeletricidade distribuída* / Luiz Gustavo Silva de Oliveira – Rio de Janeiro: Dissertação (mestrado) – UFRJ,COPPE, 2011.

ORMAN, M. M.; DUGGAN, T. E. "Applying modern portfolio theory to upstream investment decision making". Journal of Petroleum Technology, v. 51, n. 3, p. 50-53, Mar. 1999.

PAIXÃO, R.B, BRUNI, A.L., WOUTERS, S.J. "Aperfeiçoando decisões de investimento em condições risco. Monte Carlo: um estudo no setor petroquímico". Seminários em administração FEA, 8., São Paulo. Anais.. São Paulo: USP, 2005.

PENA, H. W. A.; HOMMA, A. K. O.. *Análise de Viabilidade Econômica: Um Estudo Aplicado a Estrutura de Custo da Cultura do Dendê no Estado do Pará*. Belém, 2010

PETROBRÁS. Dados Técnicos de Biomassas. Rio de Janeiro: PETROBRÁS. Depto. Industrial - Divisão de Fontes Energéticas Alternativas, N. 29, 65p., 1982.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. - Plano de Negócios 2011-2015. Disponível em http://www.petrobras.com.br/ri.2011.

PINHEIRO B. B. *Produção de Combustíveis Sintéticos a Partir do Gás Natural: Evolução e Perspectivas. 2002. Monografia* (Bacharelado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

PUCU, P. A. B. *Logística do escoamento da produção de petróleo de plataformas offshore via transporte naval*. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Alagoas Maceió-AL. Fevereiro, 2011.

RAHMIM, I. I. ."Stranded gas, diesel needs push GTL work". Oil & Gas Journal; Mar 14, 2005; 103, 10; ABI/INFORM Global pg. 18

RAHMIM, I. I. R., SILLS, R., "Realities of GTL Base Oils: costs, supplies, pricing, impact". *Argus Americas Base oils Summit*. E-Meta Venture, Inc. Houston. Maio/2012.

ROCHA, J.D, “Pré-Tratamento apresentado em workshop Tecnologico sobre BTL (biomass-to-liquid)”, Brasil, 2008.

ROSS, S. A.; JORDAN, B. D.; WESTERFIELD, R. W. *Princípios de Administração Financeira.* 2. Ed. São Paulo: Atlas, 2000.

SAMANEZ, C. P e COSTA, L. “Análise e avaliação de flexibilidades input-output em projetos de plantas na indústria do petróleo: uma aplicação da teoria das opções reais e da simulação estocástica”. *Simpósio de Engenharia de Produção*. 2008

SAMANEZ, C. P. *Engenharia econômica.* São Paulo: Pearson, 2009.

SEABRA, J. E. A. “Análise de opções tecnológicas para uso integral da biomassa no setor de cana-de-açúcar e suas implicações”. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica (Tese de Doutoramento). 2008.

SILVY, R. P., SANTOS, A. C. E FALABELA. “Surging GTL promises lube-market opportunities. Oil & Gas Journal”; 2010; 108; 28, pg. 98.

SMIL, V.. “Energy in the twentieth century Resources , Conversions , Costs , Uses , and Consequences”. *Annu. Rev. Energy Environ*., 2000.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A.. *Decisões Financeiras e Análise de Investimentos: Fundamentos, Técnicas e Aplicações*. São Paulo. Atlas, 2001

SUASSUNA, J. BAGAÇO DE CANA: alimento animal versus produção de energia elétrica Texto publicado no encarte Nordeste, da Gazeta Mercantil, do dia 24 de julho de 2002. Disponível em: http://www.fundaj.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=638&Itemid=376. 2002. Acessado em dezembro/2012.

SZKLO, A. S., SCHAEFFER, R., 2006, “Alternative energy sources or integrated alternative energy systems? Oil as a modern lance of Peleus for the energy transition”, Energy, UK, v. 31, n. 14, p. 2177-2186.

TAVARES, M., E., E. *Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas: Uma Análise “Cross – Section”*. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

UHLIG, A.. *Lenha e carvão vegetal no Brasil: balanço oferta-demanda e métodos para a estimação do consumo.* Tese (Doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo. 2008

VALLE, M. L. M., *Caracterização de Produtos Destinados ao Setor de Petróleos e de Lubrificantes*. Publit Soluções Editoriais, Rio de Janeiro RJ, 2007.

VERGARA, Sylvia Constant. *Projetos e relatórios de pesquisa em administração*. 9 ed. São Paulo: Atlas, 2007.

VIEIRA, E. F. L.. *Avaliação de projetos de investimento em plantas XTL utilizando a teoria de opções reais. Estudo de caso do projeto XTL* –Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial)– Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

WERTHER J. et all. “Combustion of agricultural residues”. Progress in energy and combustion science. Alemanha: Pergamon, v.26, p. 1-27, 2000.

WESTON, J. F. & BRIGHAM, E. F. *Fundamentos da Administração Financeira*. 10ª Ed. São Paulo: Makron Books, 2000.