



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KELAYAKAN PEMANFAATAN BBM SINTETIK  
DARI BATUBARA DAN BIOMASSA  
UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN BBM DALAM NEGERI**

**AGUSTINUS YANUAR MAHENDRATAMA**

**1006787685**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN GAS  
JAKARTA  
2012**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KELAYAKAN PEMANFAATAN BBM SINTETIK  
DARI BATUBARA DAN BIOMASSA  
UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN BBM DALAM NEGERI**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik**

**AGUSTINUS YANUAR MAHENDRATAMA**

**1006787685**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN GAS  
JAKARTA  
JUNI 2012**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Agustinus Yanuar Mahendratama

NPM : 1006787685

Tanda Tangan :

Tanggal : JUNI 2012

## LEMBAR PENGESAHAN

Makalah tesis dengan judul

### **KELAYAKAN PEMANFAATAN BBM SINTETIK DARI BATUBARA DAN BIOMASSA UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN BBM DALAM NEGERI**

Oleh :

**AGUSTINUS YANUAR MAHENDRATAMA**

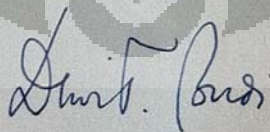
**1006787685**

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik, di Program Magister Manajemen Gas, Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan telah diperiksa serta disetujui untuk diajukan sebagai materi seminar oleh pembimbing yang bersangkutan.

**Depok, Juni 2012**

**Mengetahui.**

**Dosen Pembimbing**



**Ir. Dewi Tristantini M.T., PhD**



## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Agustinus Yanuar Mahendratama  
NPM : 1006787685  
Program Studi : Teknik Kimia bidang kekhususan Manajemen Gas  
Judul Tesis : Kelayakan Pemanfaatan BBM Sintetik dari Batubara dan Biomassa Untuk Memenuhi Kebutuhan BBM DalamNegeri

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Kimia bidang kekhususan Manajemen Gas, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. DewiTristantini M.T., PhD

(*Dewi Tristantini*)  
.....

Penguji 1 : Prof. Ir. Sutrasno K, M.Sc., PhD

(*Sutrasno K*)  
.....

Penguji 2 : Dr. Ir. Tania Surya Utami, M.T.

(.....)

Penguji 3 : Dr. rer.nat. Ir. Yuswan Muharam, M.T.

(*Yuswan Muharam*)  
.....

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : Juni 2012

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Tuhan Yang MahaEsa, karena atas berkat rahmat-Nya, tesis ini dapat diselesaikan. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Program Studi Teknik Kimia pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa dari masa perkuliahan hingga penyusunan tesis ini, telah banyak pihak yang membantu sehingga semua proses dapat berjalan dengan baik. Oleh karena itu, saya mengucapkan terimakasih dengan tulus kepada:

1. Ibu Ir. Dewi Tristantini M.T., PhD selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
2. Seluruh staf pengajar dan staf administrasi Pasca Sarjana Magister Manajemen Gas Universitas Indonesia
3. Keluarga Besar BPH Migas terutama Direktorat BBM atas dukungan moral yang telah diberikan.
4. Seluruh pihak-pihak yang telah bersedia menjadi nara sumber baik menjadi responden maupun para pakar dalam penyusunan tesis ini.
5. Keluarga tercinta yang telah membantu dengan doa yang tulus.
6. Teman-teman S2 atas kerjasamanya dalam menyelesaikan tugas dan tesis
7. Pihak-pihak lain yang tidak dapat disebut satu persatu.

Penulis menyadari akan keterbatasan kemampuan dan wawasan dalam penyusunan tesis ini sehingga segala kritik dan saran yang bermanfaat diharapkan dapat memperbaiki tesis ini di masa mendatang.

Akhir kata, Saya berharap Tuhan berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat.

Jakarta, Juni 2012

Agustinus Yanuar Mahendratama



## **ABSTRAK**

Nama : Agustinus Yanuar Mahendratama  
NPM : 1006787685  
Program Studi : Manajemen Gas – Teknik Kimia  
JUDUL : KELAYAKAN PEMANFAATAN BBM SINTETIK DARI  
BATUBARA DAN BIOMASSA UNTUK MEMENUHI  
KEBUTUHAN BBM DALAM NEGERI

Studi “Kelayakan Pemanfaatan BBM Sintetik Dari Batubara dan Biomassa Untuk Memenuhi Kebutuhan BBM Dalam Negeri” dilakukan untuk mengatasi kelangkaan bahan bakar di Indonesia karena potensinya sangat besar sedangkan biomassa dipilih dengan alasan dapat diperbaharui. BBM sintetik ini diperoleh melalui beberapa tahapan proses yaitu: gasifikasi, sintesis Fischer-Tropsch dan upgrading produk. Metode yang digunakan adalah metode tekno ekonomi menurut Leland Blank dan Anthony Tarquin dengan pertimbangan kajian teknis dari Borreighter dan Kreutz. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kilang BBM sintetik direkomendasikan untuk didirikan di Sumatera dan Kalimantan dengan kapasitas 1 kilang sebesar 104.415 bbl/day dengan harga produk gasoline dan diesel minimal sebesar Rp. 7.500 sehingga modal dapat kembali dalam waktu 6-7 tahun. Dari telaah ini maka dapat disimpulkan bahwa kilang BBM sintetik ini layak untuk segera dibangun di Indonesia.

Kata kunci : cadangan minyak, BBM, BBM sintetik, Batubara, Biomassa,  
Fischer-Tropsch

## ABSTRACT

Name : Agustinus Yanuar Mahendratama  
NPM : 1006787685  
Study Programe : Gas Management – Chemical Engineering  
Title : FEASIBILITY THE USE OF SYNTHETIC FUEL FROM  
COAL AND BIOMASS IN ORDER TO MEET THE NEED  
OF DOMESTIC FUEL

The study “Feasibility The Use Of Synthetic Fuel From Coal And Biomass In Order To Meet The Need Of Domestic Fuel” was done to overcome the scarcity of fuel in Indonesia because the potential is huge while biomass is selected because it is renewable. Synthetic fuel can be obtained through several stages : gasification, Fischer-Tropsch synthesis and product upgrading. The Method used is Techno Economic method according Leland Blank and Anthony Tarquin using consideration technical review from Borreighter and Kreutz. The result show that synthetic fuel refineries recommended to set up in Sumatera and Kalimantan at capacity 104.415 bbl/day with the gasoline and diesel price at least Rp. 7.500 so that capital can be back at 6-7 years. From this study can be concluded that the synthetic fuel refinery is feasible to be built in Indonesia.

Keywords :

Oil Reserves, Fuel Oil, Synthetic Fuel, Coal, Biomass, Fischer-Tropsch

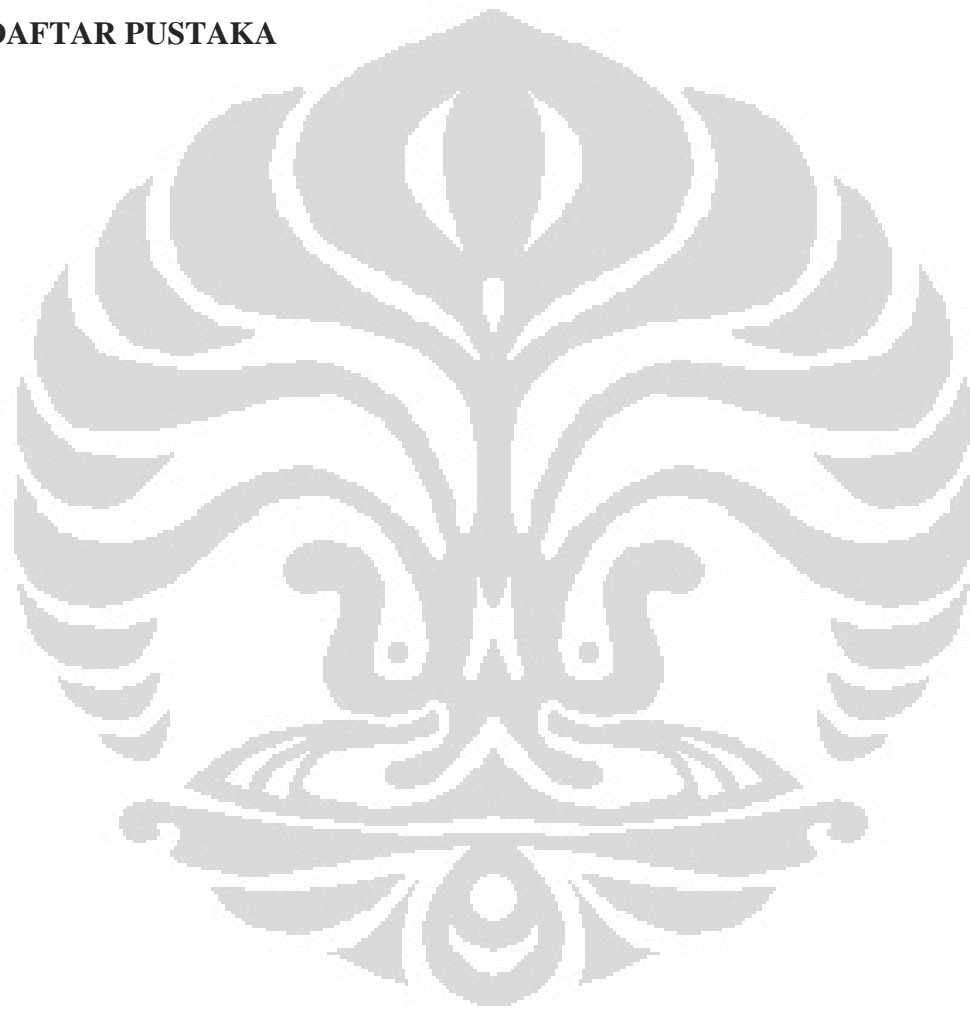


## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....	ii
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	iii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	v
<b>HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS</b> .....	vi
<b>ABSTRAK</b> .....	vii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	ix
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xi
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xii
<b>1. PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Permasalahan.....	3
1.3. Tujuan Penulisan.....	3
1.4. Batasan Penulisan.....	3
<b>2. TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	5
2.1. Batubara.....	5
2.1.1. Cadangan Batubara di Indonesia.....	5
2.1.2. Karakteristik Batubara Untuk Gasifikasi.....	8
2.2. Biomassa.....	10
2.2.1. Biomassa di Indonesia.....	10
2.2.2. Gasifikasi Biomassa.....	16
2.3. Proses Pembuatan Bahan Bakar Cair dari Batubara dan Biomassa ( <i>CBTL/ Coal Biomass To Liquid</i> ).....	19
2.4. Analisis Tekno Ekonomi.....	22
2.4.1. Net Present Value (NPV).....	23
2.4.2. Internal Rate Of Return (IRR).....	24
2.4.3. Payback Periode (PBP).....	26
2.5. Kebijakan Energi Indonesia 2002-2025.....	26
2.5.1. Diversifikasi Energi (Primer).....	27
2.5.2. Konservasi Energi.....	28
2.5.3. Insentif Investasi Penyediaan Bahan Bakar Domestik.....	28
2.5.4. Upaya Pemerintah Pada Investasi Penyediaan Bahan Bakar Domestik.....	28
2.5.5. Kewajiban Minimal Pemanfaatan Biodiesel 2009-2025.....	29
2.5.6. Proyeksi Kebutuhan Energi Indonesia 2002-2025.....	30
2.5.7. Progres Target Energi (Primer) Mix (2000-2025).....	30
2.5.8. Kebijakan Energi Batubara dan Biomassa di Indonesia 2002- 2025.....	32

<b>3. METODE PENELITIAN.....</b>	<b>36</b>
3.1. Analisis Sumber Daya Bahan Baku Pembuatan BBM Sintetik.....	36
3.2. Analisis Kapasitas Kilang BBM Sintetik dari Batubara dan Biomassa...	37
3.3. Analisis Tekno Ekonomi.....	38
3.4. Analisis Strategi Pendanaan dan Kebijakan.....	41
<b>4. PEMBAHASAN.....</b>	<b>43</b>
4.1. Analisis Sumber Daya Bahan Baku Pembuatan BBM Sintetik.....	43
4.2. Analisis Kapasitas Kilang BBM Sintetik dari Batubara dan Biomassa...	48
4.3. Analisis Tekno Ekonomi.....	51
4.4 Analisis Strategi Pendanaan dan Kebijakan.....	67
<b>5. KESIMPULAN DAN SARAN</b>	
5.1 KESIMPULAN.....	68
5.2 SARAN.....	69

**DAFTAR PUSTAKA**



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Produksi, Konsumsi dan Ekspor Batubara Indonesia.....	5
Gambar 2.2.	Sumber daya, cadangan dan terminal batubara (status 2008).....	7
Gambar 2.3.	Proyeksi, Produksi dan Pemanfaatan Batubara Indonesia (Juta Metrik Ton).....	7
Gambar 2.4.	Peta Potensi Biomassa di Indonesia.....	12
Gambar 2.5.	Gasifikasi Batubara dan Biomassa.....	21
Gambar 2.6.	Proses Pembuatan Bahan Bakar Cair dari Batubara dan Biomassa.....	22
Gambar 2.7	Hubungan antara NPV dan Discount Rate.....	25
Gambar 2.8	Kebutuhan Energi Nasional 2002 – 2025.....	30
Gambar 2.9	Sasaran Energi Mix 2025.....	31
Gambar 2.10	Roadmap Sektor Energi Batubara.....	32
Gambar 2.11	Roadmap Sektor Bahan Bakar Padat & Gas Dari Biomassa.....	33
Gambar 3.1	Flow Chart Metodologi Penelitian.....	36
Gambar 3.2	Flow Chart Analisis Kapasitas Kilang BBM Sintetik.....	38
Gambar 3.3	Diagram Alir Analisis Tekno Ekonomi.....	39
Gambar 4.1	Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 6.000.....	55
Gambar 4.2	Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 6.500.....	57
Gambar 4.3	Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 7.000.....	59
Gambar 4.4	Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 7.500.....	61
Gambar 4.5	Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 8.000.....	63
Gambar 4.6	Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 8.500.....	65



## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1.	Kualitas, Sumber Daya & Cadangan Batubara Indonesia.....	8
Tabel 2.2.	Potensi Biomassa di Indonesia.....	11
Tabel 2.3.	Pentahapan Kewajiban Minimal Pemanfaatan Biodiesel.....	29
Tabel 2.4.	Pentahapan Kewajiban Minimal Pemanfaatan Bioethanol.....	30
Tabel 4.1	Klasifikasi Batubara.....	43
Tabel 4.2	Sumberdaya Batubara Indonesia.....	44
Tabel 4.3	Proyeksi Produksi dan Konsumsi Batubara Indonesia 2005 – 2020.....	45
Tabel 4.4	Potensi Biomassa Indonesia.....	46
Tabel 4.5	Produksi Padi tahun 2010 dan 2011 Per Propinsi.....	47
Tabel 4.6	Neraca Massa dan Energi Kilang Bahan Bakar Cair.....	49
Tabel 4.7	Proyeksi Konsumsi BBM Tahun 2020.....	50
Tabel 4.8	Perbandingan Antara Sumber Daya dan Bahan Baku Kilang CBTL...	51
Tabel 4.9	Produk Kilang CBTL.....	54
Tabel 4.10	Pendapatan Produk Kilang CBTL hargaRp. 6000.....	54
Tabel 4.11	Biaya Kilang CBTL produk Rp. 6000.....	55
Tabel 4.12	Pendapatan Produk Kilang CBTL harga Rp. 6.500.....	56
Tabel 4.13	Biaya Kilang CBTL produk Rp. 6.500.....	57
Tabel 4.14	Pendapatan Produk Kilang CBTL hargaRp. 7.000.....	58
Tabel 4.15	Biaya Kilang CBTL produk Rp. 7.000.....	58
Tabel 4.16	Pendapatan Produk Kilang CBTL hargaRp. 7.500.....	60
Tabel 4.17	Biaya Kilang CBTL produk Rp. 7.500.....	60
Tabel 4.18	Tabel Pay Back Periode Harga Produk Rp. 7.500.....	62
Tabel 4.19	Pendapatan Produk Kilang CBTL hargaRp. 8.000.....	62
Tabel 4.20	Biaya Kilang CBTL produk Rp. 8.000.....	63
Tabel 4.21	Tabel Pay Back Periode Harga Produk Rp. 8.000.....	64
Tabel 4.22	Pendapatan Produk Kilang CBTL hargaRp. 8.500.....	64
Tabel 4.23	Biaya Kilang CBTL produk Rp. 8.500.....	65
Tabel 4.24	Tabel Pay Back Periode Harga Produk Rp. 8.500.....	66
Tabel 4.25	Rangkuman Analisa Keekonomian.....	66
Tabel 4.26	Biaya Kilang CBTL.....	67

## BAB 1. PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Ketersediaan energi sangat penting peranannya bagi kelanjutan kehidupan suatu negara, karena terganggunya pasokan energy pada suatu Negara dapat menyebabkan terganggunya perekonomian masyarakat, gejolak social dan pada akhirnya menimbulkan ketidakstabilan politik, gangguan keamanan dan melemahkan pertahanan di Negara tersebut.

Minyak bumi merupakan salah satu jenis energi primer yang saat ini masih mendominasi untuk memenuhi kebutuhan energy di Indonesia. Cadangan minyak bumi Indonesia akan habis dalam waktu 10 tahun lagi sedangkan penggunaan energi baru terbarukan baru berkisar 4% dari total konsumsi energi. Situasi ini sangat mengkhawatirkan terkait penipisan sumber daya energi dan keamanan terhadap perubahan iklim.

Bahan Bakar Minyak (BBM) merupakan produk olahan utama minyak bumi yang masih sangat mendominasi konsumsi energi nasional, yaitu sebesar 42,99% dari konsumsi energi total. BBM merupakan barang yang sangat strategis bagi pertumbuhan perekonomian suatu Negara. Oleh karena itu pemanfaatannya secara tegas diatur dalam Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, *"Minyak dan Gas Bumi merupakan sumber daya alam strategis tidak terbarukan yang dikuasai oleh Negara serta merupakan komoditas vital yang menguasai hajat hidup orang banyak dan mempunyai peranan penting dalam perikehidupan Negara, sehingga pengelolaannya harus dapat secara maksimal memberikan kemakmuran dan kesejahteraan rakyat"*. Amanat UU No. 22 Tahun 2001 ini kemudian diterjemahkan lebih detail dalam Perpres No. 71 Tahun 2005 yang mewajibkan Pemerintah untuk menjamin ketersediaan dan kelancaran pendistribusian BBM. Berdasarkan ketentuan Undang-Undang dan Peraturan Presiden tersebut, maka Pemerintah dalam hal ini Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) dan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi (BPH Migas) berkewajiban menjamin ketersediaan dan Penyaluran BBM kepada masyarakat di seluruh wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia (NKRI). Dari sisi penyediaan (suplai) pemerintah telah menugaskan PT

Pertamina (Persero) selaku Badan Usaha Milik Negara (BUMN) untuk menyediakan BBM dari kilang minyak dalam negeri dalam rangka menjaga ketahanan energi nasional, namun saat ini PT Pertamina (Persero) belum dapat menyediakan seluruh kebutuhan BBM yang bersumber dari kilang dalam negeri. PT Pertamina (Persero) baru dapat memenuhi 40% dari total kebutuhan BBM dalam Negeri. Hal ini karena perkembangan industry minyak bumi khususnya sektor hulu dalam beberapa tahun terakhir terkait dengan beberapa isu antara lain tingkat produksi yang cenderung turun dan tidak mampu mencapai target *lifting*. Selain itu kilang yang ada saat ini sudah tidak efisien. Harga produk kilang yang ada saat ini sudah 3% diatas Harga MOPS (*Mean Of Platts Singapore*). Harga MOPS menjadi acuan harga BBM di beberapa negara. Hal tersebut membuat kilang BBM menjadi bom waktu yang dapat menimbulkan gejolak ekonomi, politik, social dan gangguan keamanan yang melemahkan pertahanan di Indonesia. Bom waktu itu sudah mulai terbukti seiring dengan meningkatnya harga minyak dunia pada akhir-akhir ini. Dengan meningkatnya harga minyak dunia berdampak pada membengkaknya subsidi BBM yang membuat Pemerintah membuat rencana kebijakan BBM bersubsidi baik dengan mengendalikan kuota BBM maupun dengan diversifikasi energy ke Bahan Bakar Gas (BBG).

Diversifikasi energy ke Bahan Bakar Gas (BBG) merupakan salah satu opsi yang baik, namun perlu dipertimbangkan mengenai faktor keselamatan, *handling*, dan *sustainability* (berkelanjutan). *Handling* BBG lebih sulit dibandingkan dengan BBM karena sifat dari Gas. Hal inilah yang menjadi salah satu kendala sulitnya aplikasi BBG di Indonesia. Sebagian besar konsumsi BBM ada di Pulau Jawa, sedangkan sumber Gas Bumi sebagian besar berada di luar Pulau Jawa sehingga diperlukan moda transportasi yang tidak murah dalam rangka memasok gas bumi ke Pulau Jawa. Oleh karena itu diperlukan diversifikasi energi yang lebih tepat yang mempertimbangkan factor keselamatan, *handling*, dan *sustainability* (berkelanjutan).

Meningkatnya kebutuhan energi Indonesia tidak lagi bisa dipenuhi hanya dengan mengandalkan bahan bakar fosil sebagai sumber energi. Diversifikasi energi merupakan solusinya, dan pengembangan bahan bakar yang terbarukan merupakan salah satu alternatif untuk mengatasinya. Bahan bakar tersebut salah



satunya adalah BBM sintetik dari batubara dan biomassa. Pemakaian Batubara sebagai bahan baku karena potensi sumber dayanya melimpah. Pemanfaatan batubara sebagai bahan baku BBM sintetik sejalan dengan kebijakan Pemerintah yaitu dikeluarkannya Peraturan Menteri ESDM No. 07 Tahun 2012. Permen ESDM No.07 Tahun 2012 melarang pemegang Izin Usaha Pertambangan untuk mengekspor hasil tambang dan mewajibkan melakukan pengolahan dan pemurnian untuk meningkatkan mutu mineral dan /atau batubara. Dengan adanya Permen No.07 Tahun 2012 maka potensi sumber daya batubara yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku BBM sintetik akan semakin banyak lagi. Sedangkan pemakaian biomassa sebagai bahan baku BBM sintetik karena konsep energi terbarukan.

## **1.2. Permasalahan**

Berdasarkan latar belakang tersebut, untuk memenuhi kebutuhan BBM dalam negeri diperlukan diversifikasi energi yang lebih tepat dengan menggunakan bahan bakar yang berasal dari sumber yang jumlahnya melimpah dan/atau sumber yang dapat diperbaharui yang terdapat di Indonesia. Selain itu bahan bakar tersebut juga harganya terjangkau dan mudah digunakan serta aman.

Studi pemanfaatan BBM sintetik dari Batubara dan Biomassa dalam rangka untuk memenuhi kebutuhan BBM dalam negeri, diharapkan dapat dijadikan acuan pemecahan permasalahan dalam memenuhi Kebutuhan Energi Nasional.

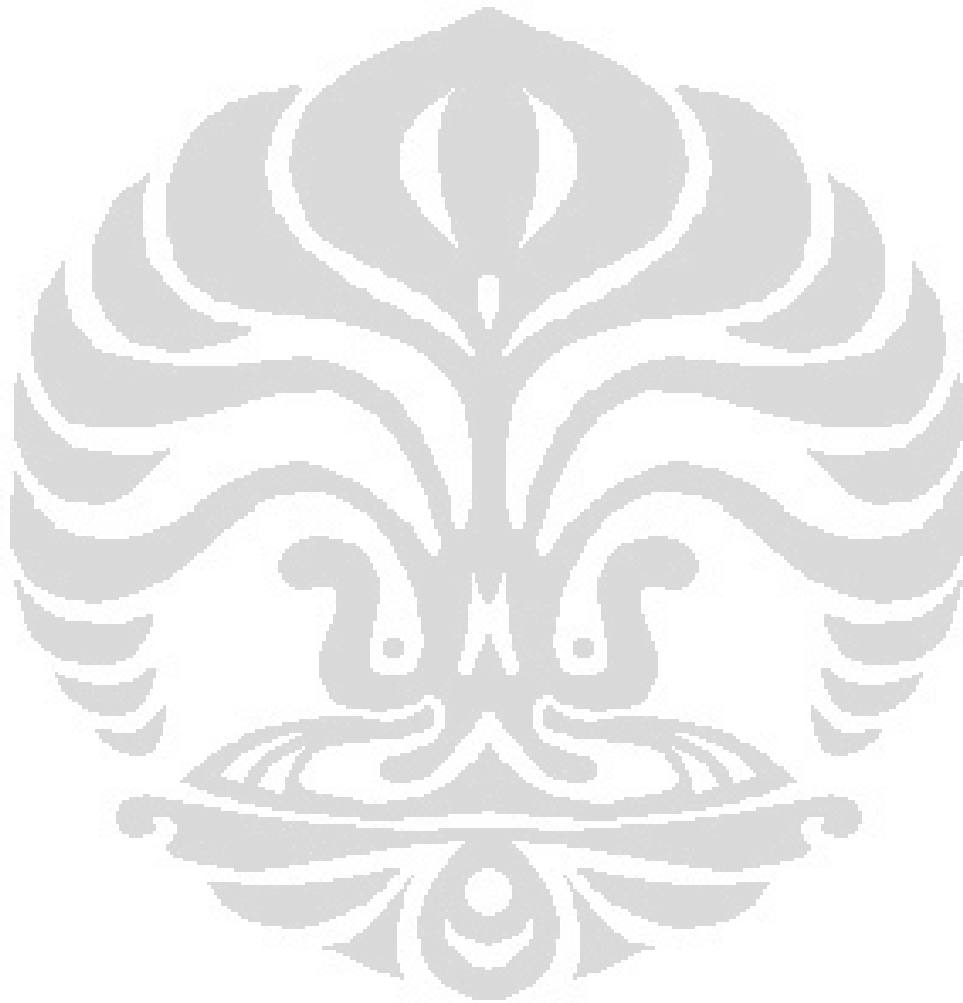
## **1.3. Tujuan Penelitian**

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pemanfaatan BBM Sintetik dari batubara dan biomassa dalam rangka untuk memenuhi kebutuhan BBM dalam negeri. Analisis ini ditinjau dari aspek teknik, ekonomi dan kebijakan pemerintah sehingga kebutuhan BBM dalam negeri dapat terpenuhi dengan tetap memperhatikan ketahanan nasional Indonesia.

## **1.4. Batasan Penelitian**

Dalam penelitian ini, lingkup bahasan terbatas pada analisis tekno ekonomi dan kebijakan pemerintah yang didasarkan pada hasil analisis permasalahan

belum terpenuhinya kebutuhan BBM dalam negeri. Analisis tekno ekonomi adalah analisis kelayakan ekonomis suatu investasi yang mempertimbangkan faktor-faktor teknis. Analisis dilakukan berdasarkan data cadangan batubara dan biomassa di Indonesia, kebutuhan BBM masyarakat, geografis, dan kebijakan yang ada saat ini terkait dengan penyediaan dan pendistribusian Jenis BBM Tertentu serta kuota Jenis BBM Tertentu Jenis M.Solar (diesel) dan Bensin Premium (gasoline) di Indonesia.

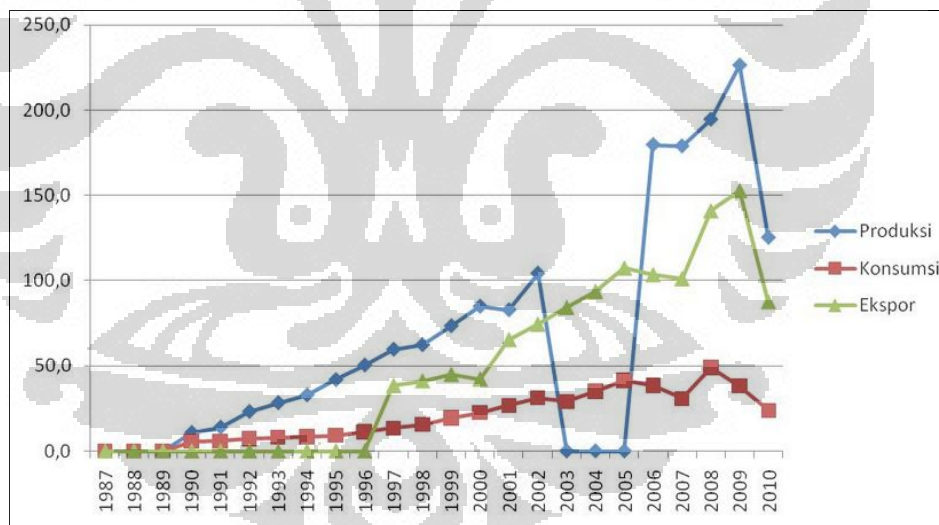


## BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Batubara

#### 2.1.1 Cadangan Batubara di Indonesia

Batubara adalah sisa tumbuhan dari jaman prasejarah yang berubah bentuk yang awalnya berakumulasi di rawa dan lahan gambut (World Coal Institute, 2009). Batubara merupakan salah satu sumber energi primer yang penggunaannya dari tahun ke tahun terus meningkat. Produksi batubara mengalami peningkatan rata-rata 20% setiap tahunnya. Produksi tertinggi pada tahun 2009 sekitar 226 juta ton. Peningkatan produksi ini diikuti dengan peningkatan konsumsinya. Setiap tahun, peningkatan konsumsi batubara meningkat rata-rata sebesar 10%. Konsumsi batubara tertinggi sebesar 49 juta ton. Pada tahun 2007 dan 2008 terjadi penurunan konsumsi batubara yang cukup signifikan jika dibandingkan dengan tahun sebelumnya, yaitu sebesar 20% (BPPT, 2010).



**Gambar 2.1.** Produksi, konsumsi dan Ekspor Batubara Indonesia (BPPT,2010)

Kecenderungan ekspor batubara selalu lebih tinggi dari konsumsinya. Namun, peningkatan rata-rata ekspor batubara hanya sebesar 10 % setiap tahunnya. Meskipun tergolong kecil peningkatan ekspor ini, pada 2 tahun terakhir (2008-2009) terjadi peningkatan jumlah ekspor batubara yang cukup signifikan yaitu sebesar 40% (BPPT 2010).



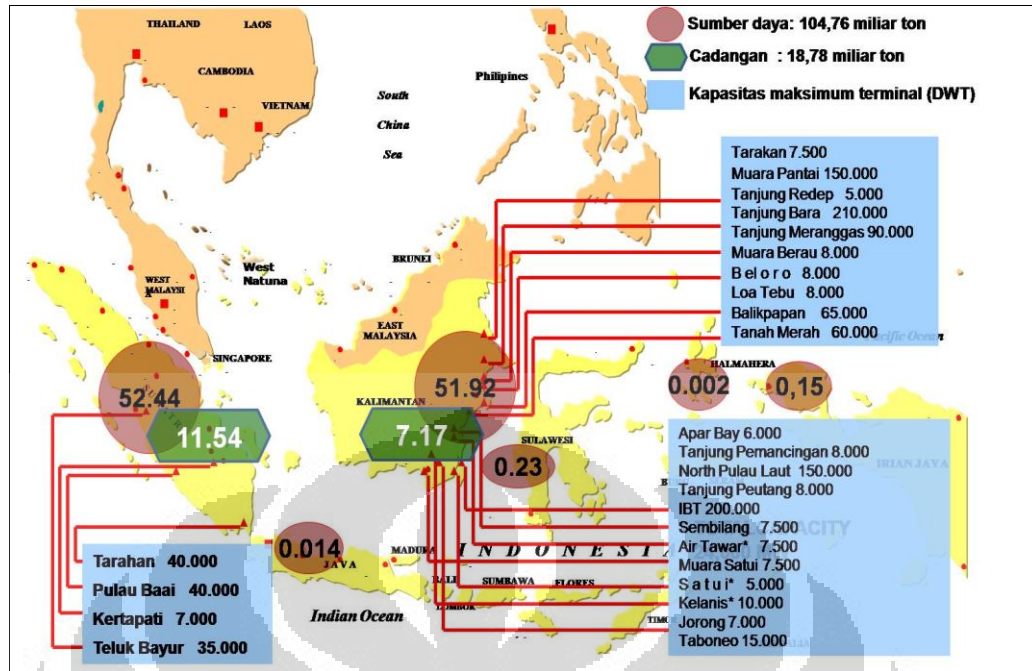
Sementara penyerapan batubara domestik mayoritas masih didominasi PLTU dengan pangsa sekitar 80%, sedangkan pemanfaatan batubara untuk industri kecil dan kebutuhan rumah tangga sampai saat ini masih terfokus pada penggunaan langsung sebagai bahan bakar, sedangkan pemanfaatan batubara bernilai tambah (*added value*) antara lain sebagai karbon aktif dan batubara terkonversi meliputi pencairan, gasifikasi dan lainnya relatif masih sangat minim (BPPT 2010).

Sampai 2008 ekspor batubara dilaporkan masih mencapai pangsa sekitar 75% dari total produksi batubara nasional, di masa datang pemerintah berencana menggulirkan sejumlah kebijakan agar kebutuhan batubara domestik dapat lebih diprioritaskan (BPPT 2010).

Untuk itu pada tahun 2009 pemerintah menggulirkan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) dan Penetapan Harga Jual Batubara sebagai landasan jaminan ketersediaan pasok kebutuhan dalam negeri (BPPT 2010).

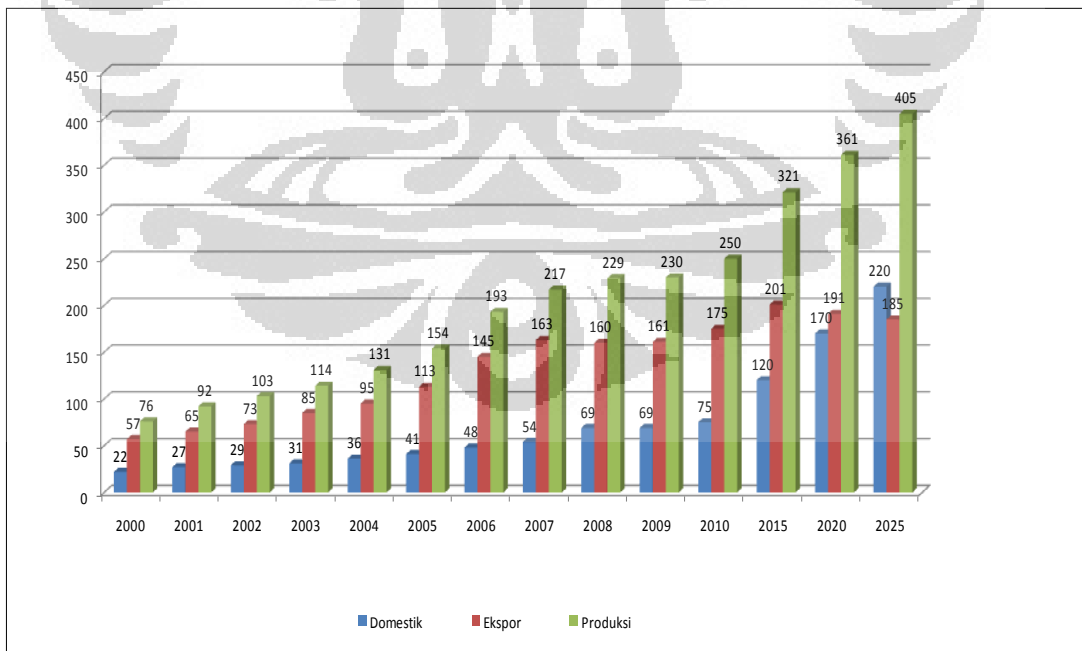
Akar masalah penyediaan batubara bagi kebutuhan domestik seperti kendala geografis antara sumber daya batubara dan titik lokasi pemanfaatan sepertinya masih belum tersentuh, terutama bagi energi primer pembangkitan listrik yang pada 2008 diinformasikan mencapai pangsa 41% dari total produksi batubara nasional. Untuk itu pengembangan infrastruktur transportasi batubara nasional juga menjadi suatu hal yang niscaya dilakukan (BPPT 2010).

Keberadaan sumber daya dan terminal Batubara domestik per 2008 seperti tertera pada peta lokasi berikut:



Gambar 2.2 Sumber daya, cadangan dan terminal batubara (status 2008)  
 (BPPT,2010)

Sedangkan gambar grafik proyeksi, produksi dan pemanfaatan batubara Indonesia dapat dilihat pada gambar 2.3. Pada Gambar 2.3 terlihat bahwa produksi batubara sangat tinggi apabila dibandingkan dengan pemanfaatan untuk keperluan domestik.



Gambar 2.3 Proyeksi,Produksi dan Pemanfaatan Batubara Indonesia (Juta Metrik Ton (BPPT,2010)

Di Indonesia Batubara dapat diklasifikasikan menjadi Di Indonesia sumber daya batubara diklasifikasikan menjadi 4 berdasarkan kualitasnya yaitu: batubara kalori rendah, batubara kalori sedang, batubara kalori tinggi, batubara kalori sangat tinggi. Detail klasifikasi batubara di Indonesia dapat dilihat pada tabel 2.1

Tabel 2.1 Kualitas, Sumber Daya & Cadangan Batubara Indonesia

No	Provinsi	Kualitas		Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)	
		Kelas	Kriteria (kal/gr)	Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Probable	Proven
1	Jawa	Kalori Rendah	<5100	-	0,82	-	-	0,82	-	-
		Kalori Sedang	5100 - 6100	5,47	2,86	-	2,09	10,42	-	-
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	-	2,97	-	-	2,97	-	-
	Jumlah Sumberdaya Batubara Jawa			5,47	6,65	-	2,09	14,21	-	-
2	Sumatera	Kalori Rendah	<5100	5.057,38	5.468,76	3.559,99	4.863,66	18.949,79	6.490,02	569,07
		Kalori Sedang	5100 - 6100	14.989,07	7.709,03	6.960,71	2.383,70	32.042,51	3.968,81	201,62
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	107,27	744,18	113,67	437,45	1.402,57	185,62	120,11
	Jumlah Sumberdaya Batubara Sumatera			20.153,72	13.949,29	10.634,37	7.699,18	52.436,56	10.644,45	904,80
3	Kalimantan	Kalori Rendah	<5100	0,30	1.114,55	161,17	952,30	2.228,32	214,00	536,33
		Kalori Sedang	5100 - 6100	12.680,49	11.012,17	3.948,80	9.517,31	37.158,77	1.678,56	2.702,73
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	1.600,91	5.420,98	954,84	3.619,16	11.595,89	640,14	1.290,33
	Jumlah Sumberdaya Batubara Kalimantan			14.371,81	17.977,78	5.070,61	14.497,21	51.917,41	2.605,99	4.624,57
4	Sulawesi	Kalori Rendah	<5100	-	1,98	-	-	1,98	-	-
		Kalori Sedang	5100 - 6100	-	131,04	32,31	53,09	216,44	-	-
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	-	13,90	0,78	-	14,68	-	-
	Jumlah Sumberdaya Batubara Sulawesi			-	146,92	33,09	53,09	233,10	-	-
5	epulauan Maluku	Kalori Rendah	<5100	-	2,13	-	-	2,13	-	-
	Jumlah Sumberdaya Batubara Maluku			-	2,13	-	-	2,13	-	-
6	Papua	Kalori Sedang	5100 - 6100	89,40	33,11	-	-	122,51	-	-
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	-	5,38	-	-	5,38	-	-
		Kalori Sangat Tinggi	>7100	-	25,53	-	-	25,53	-	-
	Jumlah Sumberdaya Batubara Kalimantan			89,40	64,02	-	-	153,42	-	-
TOTAL				34.620,40	32.146,79	15.738,07	22.251,57	104.756,83	13.250,44	5.529,37

(Pusat Sumber Daya Geologi, 2010)

### 2.1.2 Karakteristik Batubara Untuk Gasifikasi

Meskipun sistem pengkontakan pereaksi dengan batubara dalam proses gasifikasi mempunyai pengaruh yang besar, tetapi pemilihan proses dan reaktor harus mempertimbangkan karakteristik batubara. Dengan mempertimbangkan pasokan batubara dan keinginan sebuah plant gasifikasi untuk mempergunakan produk sebuah tambang batubara tertentu, maka pemilihan rute proses menjadi lebih kritis. Baik menyangkut sistem reaktor maupun unit pemurnian di bagian hilir. Karakteristik utama yang berhubungan dengan pemilihan proses gasifikasi diantaranya terdiri dari air, abu, zat terbang, tendensi penggumpalan (*caking*), titik leleh abu, distribusi ukuran dan reaktivitas. Dalam hal ini



masing-masing jenis teknologi gasifikasi batubara mempunyai persyaratan karakteristik tertentu untuk batubara yang akan digunakan.

Kadar air batubara berpengaruh terhadap proses preparasi, handling, dan pengumpanan batubara ke dalam reaktor. Apalagi apabila digunakan batubara berukuran halus maka kandungan air yang tinggi dapat menyebabkan penggumpalan. Dalam hal ini diperlukan proses pengeringan awal (*predrying*) terhadap batubara sampai kadar air tertentu.

Secara umum kadar abu harus serendah mungkin agar tidak menimbulkan masalah dalam proses gasifikasi. Pengeluarannya dari reaktor ataupun penumpukannya sebagai bahan buangan. Sifat abu bervariasi dari asam sampai basa sehingga komposisinya perlu diperhitungkan dalam pemilihan bahan konstruksi reaktor *slagging*. Titik leleh abu batubara terutama berhubungan dengan sistem pengeluaran abu dari reaktor jenis *fixed bed*. Abu dapat dikeluarkan dalam bentuk padat atau dalam bentuk cair seperti reaktor *slagging*. Untuk reaktor tipe *slagging* suhu proses gasifikasi harus lebih tinggi dari titik leleh abu batubara. Sedangkan untuk reaktor *non-slagging* suhu proses gasifikasi harus lebih rendah dari titik leleh abu.

Zat terbang berhubungan dengan gas, tar, minyak dan air hasil dekomposisi batubara yang dipanaskan. Gas tersebut terdiri dari hidrokarbon dan sedikit hidrokarbon ringan serta karbondioksida. Pada konsumsi perekasi (oksigen atau uap air) yang sama, maka makin tinggi kadar zat terbang maka makin tinggi perolehan produk gasifikasi. Pada jenis teknologi tertentu malahan terdapat mengalami proses *cracking* menjadi karbon dan hidrogen.

Batubara yang bersifat *caking* akan beraglomerasi apabila dipanaskan dan dapat mengganggu proses gasifikasi. Untuk jenis teknologi gasifikasi yang peka terhadap sifat *caking* biasanya nilai muai bebas batubaranya dibatasi sampai angka tertentu.

Reaktivitas batubara mempunyai pengaruh yang penting dalam proses gasifikasi batubara terutama dalam pembentukan metan, konsumsi oksigen dan penggunaan uap air. Batubara peringkat rendah biasanya

bersifat *non-caking* dan apabila dipanaskan tidak akan beraglomerasi seperti batubara bituminous yang *caking*, tetapi akan pecah dan terurai sehingga menjadi reaktif karena luas permukaannya bertambah. Dengan reaktivitas yang lebih tinggi menyebabkan batubara peringkat rendah lebih cepat bereaksi pada temperature lebih rendah dibanding batubara peringkat tinggi.

Distribusi ukuran batubara *run-of-mine* (ROM) sangat kritis apabila umpan (batubara) digunakan harus berukuran bongkah, terutama untuk jenis teknologi *fixed bed*. Dalam hal ini batubara halus (*fine*) akan banyak terbuang apabila batubara ROM banyak mengandung partikel halus.

Mineral-mineral tertentu, biasanya pirit mempunyai pengaruh katalitis dalam proses gasifikasi. Reaksi batubara dengan hydrogen pada suhu 500-850<sup>0</sup>C dipengaruhi oleh struktur molekul batubara dan tidak oleh aktivitas katalis. Sedangkan diatas suhu 850<sup>0</sup>C besi dalam bahan mineral (*mineral matter*) dapat mempercepat pembentukan gas metan terutama pada tekanan yang cukup tinggi

## 2.2 Biomassa

### 2.2.1 Biomassa di Indonesia

Biomassa adalah setiap materi (kayu-organik, tanaman, rumput laut, kotoran hewan) yang dapat digunakan sebagai sumber energi. Biomassa merupakan sumber energi tertua setelah matahari. Selama ribuan tahun, orang telah membakar kayu untuk memanaskan rumah dan memasak makanan dengan menggunakan kayu. Biomassa mendapat energi dari matahari. Semua bahan organik mengandung energi yang tersimpan dari matahari. Selama proses yang disebut fotosintesis, sinar matahari memberi tanaman energi yang mereka butuhkan untuk mengubah air dan karbon dioksida menjadi oksigen dan gula. Gula ini, disebut karbohidrat, menyuplai tanaman dan kemudian hewan makan tanaman. Makanan kaya karbohidrat adalah sumber energi yang baik bagi tubuh manusia. Biomassa merupakan sumber energi terbarukan karena persediaan yang tidak

terbatas. Kita selalu dapat menanam pohon dan tanaman, dan sampah akan selalu ada (Putra 2009).

Indonesia sebagai Negara agraris memiliki potensi yang besar untuk biomassa hal ini karena Indonesia banyak ditumbuhi oleh tumbuh-tumbuhan yang dapat dimanfaatkan sebagai biomassa baik saat masih hidup maupun sudah mati. Berdasarkan studi yang dilakukan sebuah lembaga riset di Jerman (Zentrum for rationale Energienwendung und Umwelt, ZREU) pada tahun 2000 mengestimasi potensi biomassa Indonesia sebesar 146,7 juta ton per tahun. Sumber utama dari energi biomassa berasal dari residu padi (potensi energi sebesar 150 GJ/ tahun), kayu rambung/kayu karet (120 GJ/ tahun), residu gula (78 GJ/ tahun), residu kelapa sawit (67 GJ/ tahun dan residu kayu lapis dan irisan kayu/ veneer, residu penebangan, residu kayu ulin, residu kelapa dan sampah pertanian lain (kurang dari 20 GJ/tahun). Jika potensi ini dapat dimanfaatkan dengan maksimal maka akan memecahkan permasalahan energi yang terjadi selama ini, salah satu sumber biomassa yang mudah didapatkan dan berada disekitar kita adalah sampah. Berdasarkan perhitungan Bappenas dalam buku infrastruktur Indonesia pada tahun 1995 perkiraan timbunan sampah di Indonesia sebesar 22.5 juta ton dan akan meningkat lebih dari dua kali lipat pada tahun 2020 menjadi 53,7 juta ton (Putra, 2009).

Tabel 2.2 Potensi Biomassa di Indonesia (Putra, 2009)

No	Jenis Limbah Biomassa yang dihasilkan	Produksi Limbah biomassa (ton/tahun)	Potensi Bahan bakar cari (L/tahun)	Potensi listrik (kWh)
1	Tandan kosong kelapa sawit	3.979.691	497.461.375	1.326.563.667
2	Tongkol jagung	4.001.724	500.215.500	1.333.908.000
3	Sekam padi	21.114.074	2.639.259.250	7.038.024.667



Gambar 2.4 Peta Potensi Biomassa di Indonesia (Putra, 2009)

Sementara di kota besar produk sampah perkapita berkisar antara 600-830 gram per hari (Mungkasa, 2004). Berdasarkan data tersebut maka kebutuhan TPA pada tahun 1995 seluas 675 ha dan meningkat menjadi 1610 ha di tahun 2020. Kondisi ini akan menjadi masalah besar dengan terbatasnya lahan kosong di kota besar. Menurut data BPS pada tahun 2001 timbunan sampah yang diangkut hanya mencapai 18,3 %, ditimbun 10,46 %, dibuat kompos 3,51 %, dibakar 43,76 % dan lainnya dibuang di pekarangan pinggir sungai atau tanah kosong sebesar 24,24 % . Sampah yang dapat dijadikan biomassa yaitu sampah organik yang meliputi sampah atau limbah pertanian dan perkebunan (bonggol jagung, sekam padi, tandan kelapa sawit, dan lain-lain), sampah rumah tangga (sayur-sayuran, buah-buahan, dan lain-lain), sampah perkantoran seperti kertas, dan banyak lagi sampah-sampah organik yang dapat dijadikan sumber biomassa. Pemanfaatan biomassa dari sampah dapat menyelesaikan permasalahan sampah yang terjadisaat ini, selama ini kita menganggap sampah sesuatu yang tidak berguna dan sering dibakar secara percuma atau tidak dimanfaatkan sama sekali, padahal jika sampah ini diolah dengan teknologi biomassa seperti pirolisis, gasifikasi, dan karbonisasi. Dengan berbagai teknologi, maka sampah yang tidak berguna tersebut bisa

menjadi sesuatu yang berguna seperti misalnya pembuatan briket yang dapat dijadikan bahan bakar kompor, bahan bakar cair yang juga dapat dijadikan sebagai bahan bakar kompor. Lebih baik lagi menjadi biooil yang dapat menggerakkan motor seperti bensin. Selain itu pemanfaatan sampah misalnya sebagai sumber biomassa pada mesintena pembangkit listrik biomassa. Sampah-sampah organik seperti tandan kelapa sawit jika dimanfaatkan dengan menggunakan pirolisis maka akan dihasilkan gas methane yang dapat digunakan untuk menggerakkan turbin, sertamenjadi biogas yang berguna bagi kebutuhan energy rumah tangga (Putra, 2009).

Limbah perkebunan kelapa sawit juga memegang peran penting dalam potensi biomassa di Indonesia, semua limbah dari proses pengolahan kelapa sawit dapat dimanfaatkan sebagai energi biomassa baik limbah padat maupun limbah cair (Putra, 2009).

Limbah cair berupa Palm Oil Mill Effluent (POME) setiap tahun sedikitnya mencapai: 32,3 juta ton. POME ini dapat menghasilkan biogas. Potensi produksi biogas yang berbahan baku limbah cair tersebut diperkirakan 1.075 juta m<sup>3</sup>. Nilai kalor ( heating value ) biogas rata-rata berkisar antara 4700 & ndash; 6000 kkal/m<sup>3</sup> (20 & ndash;24 MJ/m<sup>3</sup>). Dengan nilai kalortersebut, 1.075 juta m<sup>3</sup> biogas akan setara dengan 516.000 ton gas LPG, 559 juta liter solar, 666,5 juta liter minyak tanah,dan 5.052.5 MWh listrik(Putra, 2009).

Sebuah studi yang dilakukan ADB dan Golder Associate (2006) yang dikutip dalam TNA Sektor Energi (2009) memperkirakan potensi biomassa dari limbah pabrik minyak kelapa sawit di Indonesia setara sekitar 230.530 TJ per tahun dan produksi listrik potensial yang dapat dihasilkan adalah sekitar 4.243.500 MWh per tahun. Asumsi yang digunakan untuk perhitungan ini adalah potensi TBS sebesar 15,18 juta ton/ tahun, 70% nya digunakan untuk pembangkit listrik yang beroperasi 8000 jam per tahun. Ada beberapa proyek pembangkit listrik berbasis biomassa yang sudah dan sedang dikembangkan di Indonesia. Termasuk diantaranya adalah Proyek BKR Biomass 4 MWe Condensing Steam Turbine di Riau, Proyek Gasifikasi Biomass di Industri Jamur di Jawa



Tengah, Pembangkit Listrik Biomassa Mandau di Riau, Proyek Biomassa menjadi Listrik PTIP (7MW) di Riau, Proyek Biomassa menjadi Listrik PTMM 24 MWe di Sumatra Utara, Pembangkit Listrik Biomassa 4 MW dari Kepingan Kayu dan Serbuk Gergaji di Jawa Tengah, Kogenerasi Biomassa Nagamas, Kogenerasi Biomassa Amurang di Sulawesi Utara, MNA Biomass 9.7 MWe Condensing Steam Turbine di Sumatra Utara dan MSS Biomass 9.7 MWe Condensing Steam Turbine di Riau. Pengembangan pembangkit listrik tenaga biomassa ini diharapkan dapat terus dikembangkan karena saat ini potensi yang dimanfaatkan sangat sedikit jika dibandingkan dengan potensi yang dimiliki, Potensi energi biomassa sebesar 50 000 MW hanya 320 MW yang sudah dimanfaatkan atau hanya 0.64% dari seluruh potensi yang ada. Sudah saatnya pemerintah membuat kebijakan untuk pemanfaatan biomassa dan mengembangkan teknologi pemanfaatan biomassa yang efektif dan efisien demi tercapainya keseimbangan sumber energi sehingga Indonesia kedepannya mampu menjadi lumbung energi dunia untuk biomassa (Putra, 2009).

Teknologi yang telah dikembangkan saat ini meliputi teknologi pirolisis, gasifikasi, dan karbonisasi. Ketiga teknologi ini sudah digunakan untuk memproses biomassa dan mengkonversinya menjadi bahan bakar yang dapat digunakan seperti arang untuk pembriketan, gas metana untuk biogas, serta biooil untuk bahan bakar. Teknologi ini dapat dimanfaatkan untuk skala kecil maupun besar. Sehingga untuk pemanfaatan biomassa tidak terlalu sulit cukup ada keinginan dan pemahaman mengenai teknologi tersebut dan biomassa sudah dapat digunakan untuk skala individu maupun sekelompok masyarakat. Memang saat ini biomassa tidak dapat dimanfaatkan dengan optimal karena teknologi yang kurang mendukung samalahnya dengan penggunaan energi fosil, awalnya juga kurang efektif namun seiring dengan perkembangan zaman yang terus ke arah majunya teknologi membuat energi fosil ini dapat dikonversikan dengan baik ke bentuk energi lain. Begitu pula dengan biomassa saat ini belum ditemukan teknologi yang dapat memanfaatkannya selevel energi fosil namun dengan berkembangnya zaman maka suatu saat nanti biomassa

ini pun akan seperti energi fosil. Maka untuk mencapai itu semua biomassa dengan teknologi yang ada saat ini sudah saatnya digunakan sebagai penyeimbang energi fosil, sehingga mampu merangsang untuk perbaikan teknologi selanjutnya yang akan membawa biomassa sebagai sumber energi dunia disamping energi terbarukan yang lainnya.

Pemanfaatan biomassa sebagai penyeimbang energi fosil memiliki beberapa keuntungan diantaranya:

a. Mengurangi adanya gas rumah kaca,

Penggunaan biomassa akan membuat sampah organik yang dapat menghasilkan gas metana dapat dimanfaatkan sehingga gas metana yang menyebabkan terbentuknya gas rumah kaca dapat diminimal. Seperti kotoran-kotoran binatang ternak, tandan kelapa sawit, tongkol jagung, sekam padi, dan lain-lain. Selain itu penggunaan biomassa akan mengurangi penggunaan energi fosil yang menyumbang gas-gas rumah kaca terbesar saat ini serta penggunaan biomassa ini akan membuat semakin dimanfaatkan lahan kosong untuk menanam tumbuh-tumbuhan yang dapat menghasilkan biodiesel seperti jarak pagar, kelapa sawit, dan lain-lain.

b. Melindungi kebersihan air dan tanah

Pemanfaatan biomassa akan memanfaatkan sampah yang berbahaya bagi lingkungan karena akan mencemari lingkungan sekitar seperti air dan tanah. Sampah yang tertimbun akan mengeluarkan cairan yang berbahaya dan diserap oleh tanah dan mencemari air tanah, sedangkan air tanah ini digunakan oleh masyarakat untuk konsumsi maupun kebutuhan lain. Dengan memanfaatkan biomassa sampah langsung dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar. Sehingga tidak mencemari air dan tanah.

c. Mengurangi limbah organik.

Samahalnya seperti melindungi kebersihan air dan tanah, pemanfaatan biomassa akan mengurangi limbah organik karena sampah hasil olahan pabrik dapat dimanfaatkan untuk biogas.

d. Mengurangi polusi udara.

Pemanfaatan biomassa seperti biogas, biodiesel, dan briket merupakan bahan bakar yang ramah lingkungan atausedikit menghasilkan gas-gas berbahaya yang menyebabkan polusi udara.

Keuntungan-keuntungan penggunaan biomassa akan tercapai jika biomassa dimanfaatkan. Pemanfaatan biomassa tidak harus mematikan penggunaan energi fosil namun sebagai penyeimbang penggunaan energi fosil yang ada saat ini. Sehingga kelangkaan energi fosil dapat diperlambat, dan semakin banyak pilihan sumber energi yang kita gunakan akan semakin membuat kehidupan kita didunia semakin membaik.

Potensi besar yang dimiliki oleh biomassa di Indonesia dapat dijadikan penyeimbang penggunaan energi fosil yang sudah mengarah kepunahan, ini disebabkan potensi yang dimiliki biomassa diantaranya sampah organik, tumbuh-tumbuhan, limbah pabrik sawit, dan kotoran-kotoran binatang ternak sangat banyak dan mudah ditemukan di Negara agraris seperti Indonesia. Selain itu pemanfaatan biomassa akan menghasilkan berbagai macam bahan bakar yang dapat dijadikan penyeimbang energi fosil diantaranya briket, biooil, dan biogas serta menyelesaikan permasalahan-permasalahan pencemaran lingkungan seperti udara, air dan tanah (Putra 2009).

### 2.2.2 Gasifikasi Biomassa

BTL atau *Biomass To Liquid* adalah suatu teknologi pengolahan biomassa menjadi senyawa-senyawa turunan dari *synthesis gas* yang biasa digunakan sebagai bahan bakar.

Berbeda dengan GTL yang berbahan baku gas alam, pada BTL memerlukan proses yang lebih kompleks dalam penyiapan bahan baku, karena bahan baku BTL yakni biomassa harus digasifikasi terlebih dahulu kemudian gas tersebut harus dibersihkan dari komponen lain : NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, partikel-partikel, dan lain-lain untuk memperoleh *synthetic gas* dengan kemurnian tinggi.

Bahan baku biomassa dibedakan menjadi dua jenis utama, yaitu pohon berkayu (*woody*) dan rumput-rumputan (*herbaceous*). Saat ini material berkayu diperkirakan merupakan 50% dari total potensial bioenergi dunia. 20% yang lain adalah jerami yang diperoleh dari hasil samping pertanian.

Produksi singas berkualitas tinggi dari biomassa, yang akan digunakan sebagai umpan untuk produksi BTL memerlukan perhatian khusus. Hal ini disebabkan oleh fakta bahwa produksi singas dari biomassa masih merupakan komponen yang baru dari konsep GTL. Singas yang diperoleh dari gas alam dan batu bara merupakan teknologi yang telah lama dikenal.

Gasifikasi dapat didefinisikan sebagai degradasi termal dengan keberadaan suplai agen pengoksidasi (mengandung oksigen) dari luar seperti udara, steam, oksigen. Berbagai metode gasifikasi telah dikembangkan dalam beberapa tahun terakhir, sebagian besar untuk tujuan pembangkit listrik. Akan tetapi, untuk produksi BTL yang efisien diperlukan komposisi gas yang sangat berbeda. Dikarenakan pada pembangkit listrik singas digunakan sebagai bahan bakar, sedangkan di proses BTL singas digunakan sebagai umpan untuk mendapatkan produk yang lain. Perbedaan tersebut mempunyai implikasi berkenaan dengan kemurnian dan komposisi gas.

Untuk produksi BTL, yang terpenting adalah banyaknya CO dan H<sub>2</sub> (makin banyak, makin bagus). Keberadaan komponen hidrokarbon dan inert harus dihindari atau setidaknya jumlahnya serendah mungkin. Hal tersebut dapat didapatkan melalui beberapa jalan:

- Banyaknya komponen selain CO dan H<sub>2</sub> dapat direduksi melalui transformasi lebih lanjut komponen tersebut menjadi CO dan H<sub>2</sub>. Bagaimanapun hal tersebut juga memerlukan energi dan biaya yang lebih besar (dua proses – gasifikasi dan transformasi). Hasilnya, efisiensi energi dari keseluruhan proses produksi singas

dan BTL juga berkurang, menyebabkan biaya produksi yang lebih tinggi.

- Banyaknya berbagai macam komponen dapat diperkecil melalui dekomposisi biomassa yang lebih sempurna. Pendekatan ini sepertinya lebih sesuai ditinjau dari efisiensi energi dan biaya. Minimalisasi kandungan berbagai jenis hidrokarbon dapat diperoleh dengan menaikkan temperatur proses gasifikasi, serta mempercepat waktu tinggal umpan di dalam reaktor. Oleh karena pendeknya waktu tinggal, ukuran partikel harus cukup kecil agar proses gasifikasi sempurna dan efisien dapat berlangsung.
- Dalam proses gasifikasi untuk pembangkit listrik biasanya menggunakan udara sebagai pengoksidasi, karena udara merupakan pengoksidasi paling murah. Akan tetapi penggunaan udara menghasilkan nitrogen pada gas produk dalam jumlah besar. Keberadaan nitrogen dalam jumlah besar pada gas produk akan mengganggu untuk produksi BTL. Menghilangkan nitrogen melalui liquifasi di bawah temperature kriogenik memerlukan energi yang sangat besar. Di antara pilihan lain yang potensial (steam, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>), oksigen merupakan pengoksidasi yang paling sesuai untuk pabrik BTL.

*Fluidised bed gasifier* umumnya tidak menjumpai pembatasan skala dan lebih fleksibel mengenai ukuran partikel umpan. Meskipun demikian, gasifier tersebut masih mempunyai batas spesifikasi umpan, karena resiko adanya *slagging* dan *fouling*, aglomerasi dan korosi. Temperature operasi *fluidised bed gasifier* dengan hembusan udara relative rendah (800-1000°C), yang mengakibatkan dekomposisi umpan kurang sempurna, meskipun waktu tinggalnya lama. *Atmospheric* atau *pressurised circulating fluidised bed gasifier* dengan hembusan oksigen dan gas atau *char indirect gasifiers* dengan hembusan steam merupakan solusi yang lebih baik untuk produksi BTL. Kedua metode gasifikasi tersebut mereduksi jumlah nitrogen dalam gas produser secara signifikan. Pada metode pertama, hal tersebut terjadi karena penggantian



udara dengan oksigen. Sedangkan pada metode kedua, nitrogen keluar pada gas cerobong (flue gas) bukan pada gas produsen, karena gasifikasi dan pembakaran dilakukan terpisah – energi untuk gasifikasi didapatkan dari pembakaran char dari gasifier pertama pada reaktor kedua.

Untuk mendapatkan ukuran partikel biomassa yang halus merupakan tantangan utama dari segi efisiensi energi dan biaya. Penggilingan kayu memerlukan lebih banyak energi dari pada penggilingan material lain, misalnya sekitar lima kali lebih besar dari pada penggilingan batu bara. Lebih susah lagi pencacahan biomassa rumput-rumputan menjadi partikel berukuran begitu kecil, meskipun masih mungkin dilakukan. Efisiensi energi gasifikasi lebih lanjut di reduksi dengan penghilangan gas inert (biasanya  $\text{CO}_2$ ) dalam jumlah besar dari gas produsen. Jumlah gas inert dipengaruhi oleh densitas umpan – makin kecil densitas, makin banyak jumlah gas inert. Dengan begitu, alternative bentuk umpan biomassa (melalui *pre-treatment*) perlu dipikirkan untuk entrained flow gasifier.

### **2.3. Proses Pembuatan Bahan Bakar Cair dari Batubara dan Biomassa (CBTL/Coal Biomass To Liquid)**

Tahapan proses pembuatan BBM sintetik dari batubara dan biomassa adalah : tahapan pembuatan gas sintesis (*synthesis gas process*), tahapan reaksi Fischer-Tropsch (*Fischer-Tropsch process*), dan tahap peningkatan kualitas produk (*product upgrading*). Penjelasan detail untuk tiap-tiap tahapan adalah sebagai berikut :

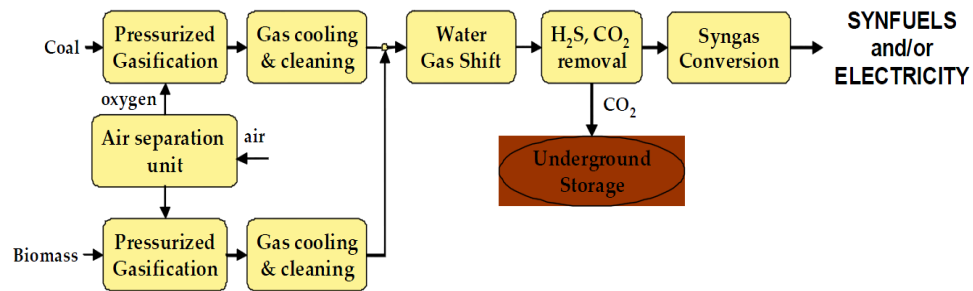
#### **1. Tahapan Pembuatan Gas Sintesis (*Synthesis Gas Process*)**

Gas sintesis atau Singas adalah istilah yang diberikan kepada campuran gas karbonmonoksida ( $\text{CO}$ ) dengan hidrogen ( $\text{H}_2$ ) yang digunakan untuk mensintesis berbagai macam zat seperti metanol dan ammonia. Proses pembuatan gas sintesis yang telah komersial adalah : proses *steam reforming*, oksidasi parsial, dan  *$\text{CO}_2$  reforming*. Pembuatan gas sintesis yang berasal dari bahan bakar padat dilakukan dengan proses gasifikasi.

Gasifikasi merupakan proses yang menggunakan panas untuk merubah biomassa padat atau padatan berkarbon lainnya menjadi gas sintetik "seperti gas alam" yang mudah terbakar. Melalui proses gasifikasi, kita bisa merubah hampir semua bahan organik padat menjadi gas bakar yang bersih, netral. Gas yang dihasilkan dapat digunakan untuk pembangkit listrik maupun sebagai pemanas. Gas yang dihasilkan pada gasifikasi disebut gas produser yang kandungannya didominasi oleh gas CO, H<sub>2</sub>, dan CH<sub>4</sub>. Secara sederhana, gasifikasi bisa dijelaskan sebagai proses pembakaran bertahap. Hal ini dilakukan dengan membakar padatan seperti kayu atau batu bara dengan ketersediaan oksigen yang terbatas, sehingga gas yang terbentuk dari hasil pembakaran masih memiliki potensi untuk terbakar. Bahan bakar gasifikasi dapat berupa material padatan berkarbon – biasanya biomassa (kayu atau limbah berselulosa) atau batubara. Semua senyawa organik mengandung atom karbon (C), hidrogen (H) dan oksigen (O), dalam wujud molekul kompleks yang bervariasi. Tujuan dari gasifikasi adalah untuk memutuskan ikatan dari molekul kompleks ini menjadi gas yang sederhana yaitu Hidrogen dan karbon monoksida (H<sub>2</sub> dan CO).

Kedua gas ini merupakan gas yang mudah terbakar serta memiliki kerapatan energi dan densitas. Keduanya merupakan gas yang sangat bersih dan hanya memerlukan satu atom oksigen untuk dibakar menghasilkan karbon dioksida dan air (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O). Inilah yang menyebabkan pembakaran yang melalui proses gasifikasi memiliki emisi yang sangat bersih. Dalam prosesnya, gasifikasi merupakan rangkaian proses termal hingga terbentuk gas pembakaran tidak sempurna sangat kotor dan buruk.

Tujuan dari gasifikasi adalah untuk mengendalikan proses termal secara terpisah yang biasanya tercampur dalam proses pembakaran sederhana dan diatur sehingga menghasilkan produk yang diinginkan.

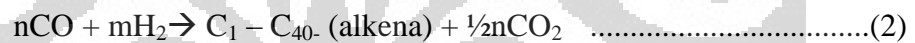
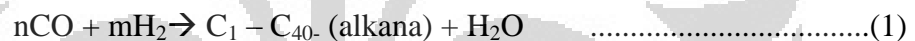


Gambar 2.5 gasifikasi batubara dan biomassa

(Kreutz, Larson, Liu & Williams, 2008)

## 2. Tahapan Reaksi Fischer-Tropsch (*Fischer-Tropsch Process*)

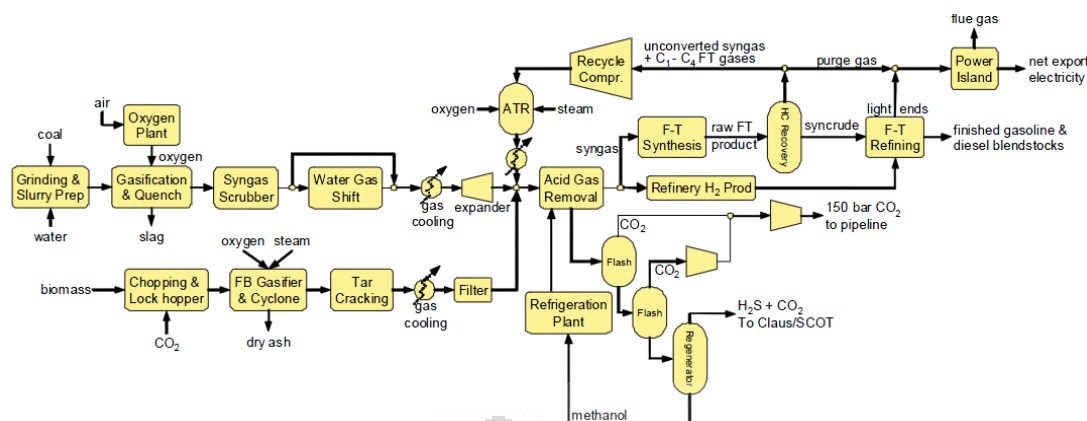
Reaksi Fischer-Tropsch (FT) merupakan tahapan reaksi yang paling penting dalam teknologi CBTL. Pada tahap reaksi FT ini, gas sintesis dikonversi menjadi hidrokarbon rantai panjang. Jenis katalis, jenis reaktor, rasio  $H_2/CO$ , dan kondisi operasi merupakan faktor yang menentukan jenis produk yang dihasilkan. Reaksi FT keseluruhan secara umum :



harga  $n$  dan  $m$  sangat bergantung pada metode pembuatan gas sintesis dan jenis bahan baku yang digunakan, misalnya: rasio  $H_2/CO$  gas bumi = 1.8-2.3, batubara = 0.6-0.8. Jenis katalis yang banyak digunakan adalah katalis berbasis kobalt (Co) dan besi (Fe). Jenis reaktor FT yang digunakan misalnya terdiri dari reaktor *slurry*, *fixed bed*, dan *fluidized*. Reaktor-reaktor tersebut dioperasikan pada rentang suhu antara  $149^\circ C$ - $371^\circ C$  dengan tekanan antara 0.7-41 bar. (Witono, 2006)

## 3. Tahapan Peningkatan Kualitas Produk (*Product Upgrading*)

Tahap ini merupakan tahap untuk mendapatkan produk sesuai jenis dan spesifikasi yang diinginkan. Proses yang digunakan merupakan proses yang telah digunakan secara komersial pada kilang-kilang minyak umumnya, seperti : proses *catalytic reforming*, *fluid catalytic cracking*, isomerisasi, alkilasi, dll. (Witono, 2006)



Gambar 2.6 proses pembuatan bahan bakar cair dari batubara dan biomassa  
(Kreutz, Larson, Iiu & Williams, 2008)

## 2.4. Analisis Tekno Ekonomi

Analisis Tekno Ekonomi merupakan suatu analisis yang memperhitungkan kelayakan suatu proyek/rekayasa dari segi teknis dan keekonomian secara berkesinambungan. Tekno ekonomi merupakan bagian dari ekonomi untuk aplikasi untuk proyek-proyek rekayasa. Untuk menganalisis secara tekno ekonomi, terlebih dahulu harus diketahui mengenai komponen biaya-biaya pendirian kilang BBM sintetis. Penghitungan biaya pendirian kilang BBM sintetis diambil dari kajian dari H. Boerrigter tahun 2006 (Boerrigter, 2006).

Berdasarkan kajian dari H. Boerrigter tahun 2006 (Boerrigter, 2006), Total Plant Investment dari kilang bahan bakar cair Fischer-Tropsch terdiri atas :

1. ISBL (Inside Battery Limit) atau *main equipment cost* yang terdiri dari:
  - a. ASU (Air Separation Unit)
  - b. Gasifier
  - c. H<sub>2</sub> Manufacturing + Singas conditioning
  - d. Rectisol Unit
  - e. Fischer-Tropsch synthesis
  - f. Product upgrading

Pada kajian Kreutz, dkk, tahun 2008 ISBL disebut sebagai TPC (*Total Plant Cost*). Yang dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{TPC (scale X)} = 1.800 \times \left( \frac{\text{scale X [BBLD]}}{34.000 [\text{BBLD}]} \right)^{0.7} \quad \text{[Million \$]} \quad (2.1)$$

2. OSBL (Outside Battery Limit) cost yang terdiri atas:

- a. Auxiliary Buildings
- b. Site Improvements
- c. Utility & Service facilities
- d. Storage & distribution
- e. Land purchase

OSBL ini sebesar 100% dari ISBL. ISBL +OSBL merupakan EPC (Engineering, Procurement and Contracting).

3. Owner's Cost terdiri atas:

- a. *Indirect cost for up-front R&D, up-front license, engineering, construction, contractor's fee, dan contingencies.*
- b. *Working Capital*
- c. *Start up cost*

Owner's cost sebesar 20% dari EPC.

Setelah mengetahui biaya pendirian kilang BBM sintetik maka analisis tekno ekonomi sudah dapat dilakukan. Parameter yang dipakai dalam Analisa Tekno Ekonomi adalah :

#### 2.4.1 Net Present Value (NPV)

NPV adalah nilai sekarang dari sejumlah keuntungan proyek yang terakumulasi sampai akhir usia proyek atau dengan kata lain NPV adalah nilai *benefit* atau keuntungan yang diperoleh selama masa hidup proyek yang ditinjau pada kondisi saat ini (*discounted*). NPV menunjukkan nilai absolut keuntungan (*earning power*) dari modal yang diinvestasikan pada suatu proyek, yaitu total pendapatan (*discounted*) dikurangi total biaya (*discounted*) selama proyek. Bentuk umum persamaan NPV adalah :

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

Persamaan NPV tersebut juga dapat dituliskan dalam bentuk lain sebagai berikut :

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N} \quad (2.2)$$

dengan :

$X_t$  = *cashflow* di tahun ke-t

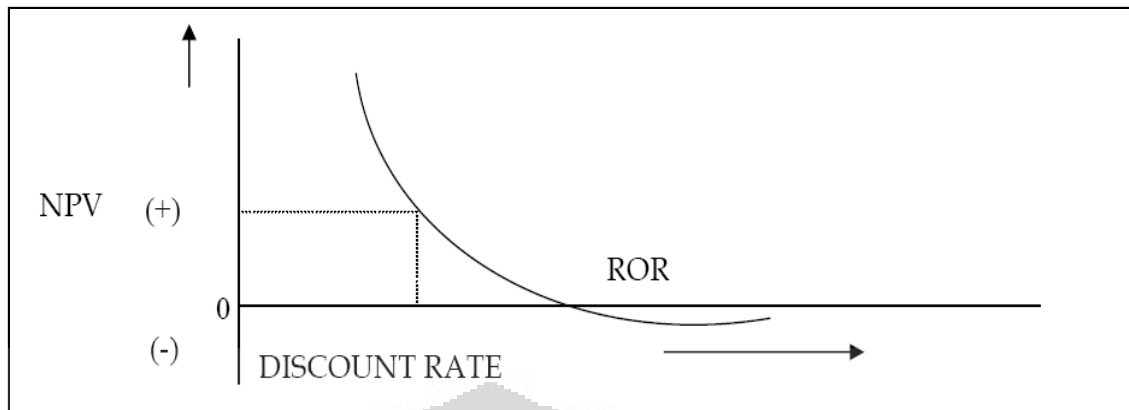
$i$  = *discount rate*

Penyelesaian persamaan tersebut dilakukan dengan mempertimbangkan perubahan nilai uang terhadap waktu (*time value of money*) serta dapat juga mempertimbangkan nilai resiko. Suatu investasi dinyatakan layak (menguntungkan) apabila NPV bernilai positif, sebaliknya NPV bernilai negatif menunjukkan bahwa investasi tidak layak (tidak menguntungkan). Adapun nilai NPV = 0 menunjukkan bahwa pengembalian investasi berada pada titik minimum kelayakan atau titik impas (*break-even point*) (Blank, 2002).

#### 2.4.2 Internal Rate of Return (IRR)

*Internal Rate of Return* (IRR) disebut juga *Discounted Cashflow Rate of Return* atau sering disebut juga dengan istilah *Rate of Return* (ROR) adalah suatu *discount rate* yang bila dipakai untuk mengkonversikan semua penghasilan dan pengeluaran serta kemudian menjumlahkannya maka akan didapat nilai nol. IRR adalah parameter kelayakan investasi yang berhubungan erat dengan NPV sebagaimana dapat dilihat pada Gambar 2.11. Gambar 2.11 menunjukkan hubungan antara NPV, *discount rate* dan IRR, dimana kurva memotong sumbu *discount rate* pada nilai NPV = 0. *Discount rate* dimana NPV sama dengan nol disebut dengan *InternalRate of Return* (IRR). IRR menunjukkan nilai relatif *earning power* dari modal yang diinvestasikan pada suatu proyek investasi, yaitu *discount rate* yang menyebabkan NPV sama dengan nol.





**Gambar 2.7.** Hubungan antara NPV dan Discount Rate (Blank, 2002)

Adapun harga IRR dapat dihitung secara *trial and error* dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (2.3)$$

dengan :

$X_t$  = *cashflow* di tahun ke- $t$

$IRR$  = *Rate of Return*

Suatu proyek investasi dianggap layak apabila nilai IRR investasi tersebut lebih besar daripada nilai MARR (*minimum acceptable rate of return*). Nilai MARR ditentukan berdasarkan tingkat bunga bank atau tingkat bunga bank ditambah *risk premium* yang mencerminkan tingkat resiko dari proyek tersebut serta ditambah tingkat keuntungan yang diharapkan investor. Dalam proyek teknik, biasanya nilai MARR berkisar antara 10 % – 13%. Sebaliknya, nilai IRR yang berada di bawah nilai MARR menunjukkan bahwa investasi tidak layak (tidak menguntungkan). Adapun nilai  $IRR = \text{nilai MARR}$  menunjukkan bahwa pengembalian investasi berada pada titik minimum kelayakan atau titik impas (*break-even point*) (Blank, 2002).

### 2.4.3. *Payback Period (PBP)*

Periode pengembalian atau *Payback Period (PBP)* atau disebut juga dengan istilah *Pay Out Time (POT)* dari suatu proyek investasi dapat didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan agar jumlah penerimaan sama dengan jumlah investasi/biaya dan menunjukkan berapa lama modal investasi dapat kembali. PBP harus memenuhi persamaan berikut :

$$\sum_{t=0}^{POT} X_t = 0 \quad (2.4)$$

dengan :

$X_t$  = *cashflow* di tahun ke- $t$

Nilai PBP suatu proyek investasi menunjukkan tingkat resiko proyek. Semakin panjang nilai PBP atau waktu yang diperlukan untuk pengembalian investasi maka makin besar resiko yang dihadapi investor. Sebagai contoh, untuk situasi dimana terdapat ketidakpastian yang tinggi seperti situasi di negara yang pemerintahannya tidak stabil, investor lebih baik memilih proyek-proyek investasi yang mempunyai nilai PBP pendek (Blank, 2002).

## 2.5. Kebijakan Energi Indonesia 2002-2025

Dalam kurun waktu sekitar dua dasawarsa berselang, pemerintah telah menggulirkan kebijakan umum energi nasional antara lain tentang diversifikasi, intensifikasi dan konservasi energi. Kebijakan tersebut dimaksudkan untuk sebagai pengantar terpenuhinya kebutuhan energi baik untuk sektor industri maupun ketersediaan bahan bakar nasional secara mandiri di tahun 2025 (BPPT, 2006).

Meski implementasi kebijakan tersebut telah berjalan sekitar sewindu pada tahun berjalan, namun akselerasi pengembangan bahan substitusi minyak seperti bahan bakar nabati (BBN) masih belum maksimal, dimana kontribusinya terhadap energy (primer) nasional dalam delapan tahun (2000-2008) terakhir baru sekitar 2,4%. Sementara BBM Sendiri masih berperan sebagai penopang utama kebutuhan energy Indonesia yang pada 2008 pangsa penggunaannya masih

sebesar 47% atau berkurang sekitar 16% dibanding tahun 2000, sedangkan pemanfaatan gas dalam periode yang sama hanya meningkat sekitar 5%, dari sekitar 17% (2000) menjadi berkisar 21% (2008) (BPPT, 2006).

Dalam 2 tahun terakhir pemerintah telah menggulirkan program konversi minyak tanah ke LPG 3 kg dalam upaya percepatan pemanfaatan gas untuk kebutuhan domestik, sebagai salah satu implementasi diversifikasi energi yang telah diagendakan sebelumnya (BPPT, 2006).

Terkait pemenuhan kebutuhan bahan bakar dan bahan baku industri domestik serta mendorong gairah investasi di sektor energi dan mineral, pada akhir juni 2009 Kementerian ESDM telah menyiapkan program jangka pendek di 2010-2014 antara lain: penyederhanaan birokrasi perijinan perusahaan, serta peningkatan produksi dan pemanfaatan energi untuk kepentingan dalam negeri (*domestic market obligation*) terutama energi primer pembangkitan listrik (BPPT, 2006).

### **2.5.1 Diversifikasi Energi (Primer)**

Yang dimaksud kebijakan diversifikasi energi primer adalah kebijakan pemanfaatan energi antara lain:

- Pelaksanaan program konversi minyak tanah ke LPG, pemberlakuan kewajiban pemanfaatan bahan bakar nabati (BBN) dalam bahan bakar minyak (BBM)
- Pengembangan bahan bakar substitusi bensin dan minyak solar pada sektor transportasi, antara lain LPG dan BBG untuk kendaraan bermotor.
- Pengembangan penggunaan bahan bakar alternatif minyak tanah/kerosene untuk rumah tangga, antara lain gas kota, briket batubara dan bikerosene.
- Program MFO-nisasi untuk pembangkit listrik
- Mendorong upaya pemanfaatan dan pengolahan bahan baku selain migas seperti batubara, CBM dan lainnya menjadi bahan bakar
- Mendorong partisipasi daerah dan UKM dalam pengembangan Desa Mandiri Energi berbasis bahan bakar nabati.

### 2.5.2 Konservasi Energi

Contoh konservasi energi, antara lain:

- Program penghematan BBM
- Penggunaan jenis BBM sesuai dengan *fuel requirement* kendaraan
- Penggunaan teknologi hemat BBM
- Pemisahan spesifikasi LPG untuk rumah tangga dan industri dalam rangka meningkatkan yield produksi LPG
- Penerapan “*zero flare gas*”
- Penerapan audit dan manajemen pemanfaatan bahan bakar di sektor industri dan kantor-kantor pemerintah

### 2.5.3 Insentif Investasi Penyediaan Bahan Bakar Domestik

- Pemberian insentif investasi untuk pembangunan kilang migas (PP No.62 Tahun 2008 tentang perubahan atas PP No.1 Tahun 2007 tentang fasilitas pajak penghasilan untuk penanaman modal di bidang-bidang usaha tertentu dan/atau di daerah-daerah tertentu).
- Pemberian kemudahan (insentif) dimungkinkan bagi pengembangan bahan bakar alternatif (UU No.30 Tahun 2007 tentang energi)
- Mandatory pemanfaatan BBN (Permen ESDM No.32 Tahun 2008 tentang penyediaan, pemanfaatan dan tata niaga bahan bakar nabati (*biofuel*) sebagai bahan bakar lain).

### 2.5.4 Upaya Pemerintah Pada Investasi Penyediaan Bahan Bakar Domestik

Dengan peningkatan nilai tambah, akan meningkatkan pula nilai satuan energi yang bermuara pada peningkatan perolehan negara dan sekaligus akan meningkatkan kesejahteraan rakyat. Dalam peningkatan nilai tambah energi domestik bagi pertumbuhan ekonomi nasional berkelanjutan, upaya yang dilakukan pemerintah antara lain :

- Mendorong eksplorasi sumber energi lain selain minyak dan gas bumi.

- Mendorong investasi kilang dalam negeri dengan menggunakan minyak mentah (*crude oil*) domestik
- Meningkatkan kemampuan industri petrokimia domestik
- Mendorong pemanfaatan sumber energi lain sebagai bahan baku untuk bahan bakar
- Meningkatkan penyediaan infrastruktur energi yang tidak ekonomis (jaringan gas kota dll)

### 2.5.5 Kewajiban Minimal Pemanfaatan Biodiesel 2009-2025

Sementara itu untuk mendorong pemanfaatan biodiesel dalam target energi (primer) mix nasional sampai dengan 2025, pemerintah telah pula menggulirkan kebijakan pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan biodiesel, pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan bioethanol dan pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan minyak nabati murni, yang dituangkan dalam Peraturan Menteri (Permen) ESDM No.32 Tahun 2008.

Pentahapan Kewajiban Minimal Pemanfaatan biodiesel, bioethanol, nabati murni sesuai Permen ESDM No.32 Tahun 2008, selengkapnya pada tabel berikut:

Tabel 2.3 Pentahapan Kewajiban Minimal Pemanfaatan Biodiesel  
(Permen ESDM No.32 Tahun 2008)

BIODIESEL (Minimum)						
Sector	2008	2009	2010	2015	2020	2025
Transportation, PSO	1% (Existing)	1%	2.5%	5%	10%	20%
Transportation, Non PSO		1%	3%	7%	10%	20%
Industry	2.5%	2.5%	5%	10%	15%	20%
Electricity	0.1%	0.25%	1%	10%	15%	20%

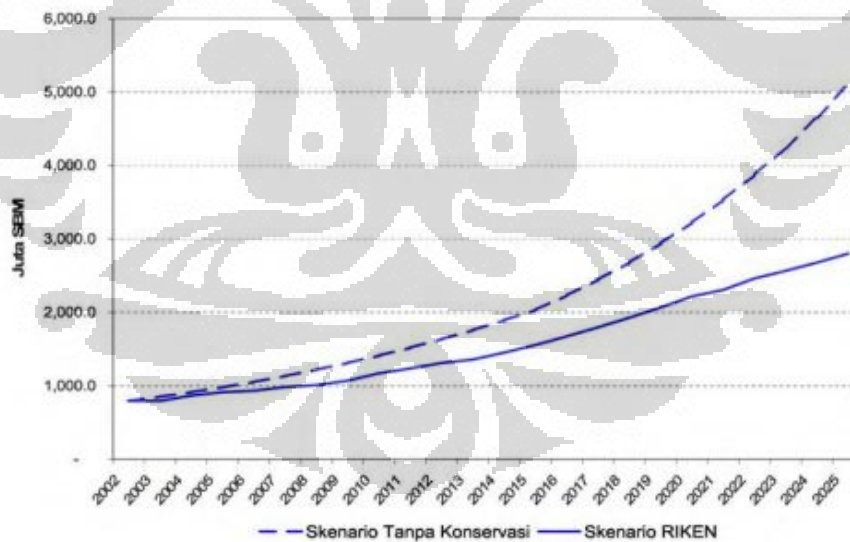
Tabel 2.4 Pentahapan Kewajiban Minimal Pemanfaatan Bioethanol

(Permen ESDM No.32 Tahun 2008)

BIOETHANOL (Minimum)						
Sector	2008	2009	2010	2015	2020	2025
Transportation, PSO	3% (Existing)	1%	3%	5%	10%	15%
Transportation, Non PSO	5% (Existing)	5%	7%	10%	12%	15%
Industry		5%	7%	10%	12%	15%

### 2.5.6 Proyeksi Kebutuhan Energi Indonesia 2002-2025

Dalam Rencana Induk Konversi Energi (Riken) pertumbuhan kebutuhan energi nasional sejak 2002 sampai 2025 diperkirakan akan mencapai rata-rata 8,4% (tanpa konservasi energi) namun apabila program konservasi energi dapat berjalan dengan semestinya, pertumbuhan energi dapat dikendalikan menjadi hanya sekitar 5,6%. Grafik dibawah ini menggambarkan skenario pertumbuhan energi Indonesia.



Gambar 2.8 Kebutuhan Energi Nasional 2002-2025 (BPPT, 2006)

### 2.5.7 Progres Target Energi (Primer) Mix (2000-2025)

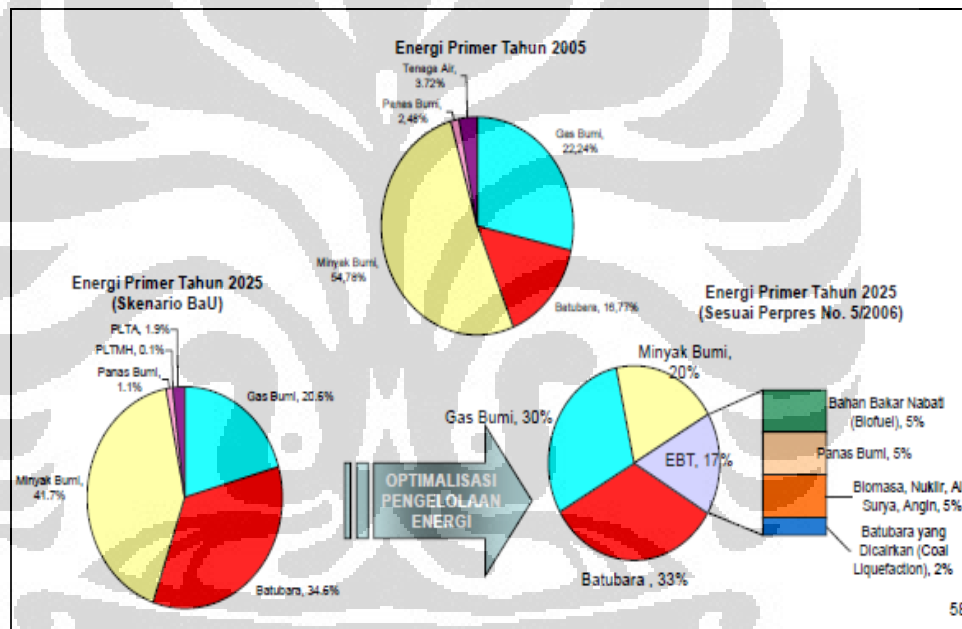
Dari hasil implementasi berbagai program kebijakan umum energi yang telah dicanangkan seperti uraian di atas, penggunaan energi



Indonesia secara bertahap dapat mengurangi ketergantungan terhadap BBM (BPPT, 2010).

Sampai 2008 penggunaan minyak bumi dalam energi mix nasional masih sangat signifikan mencapai sekitar 52%, sebagaimana diketahui penggunaan minyak bumi khususnya BBM di Indonesia masih disubsidi pemerintah, namun sepertinya biaya subsidi BBM dalam satu setengah dasa warsa mendatang akan berkurang secara berkala seiring peningkatan pemanfaatan batubara dan gas bumi (BPPT, 2010).

Target energi (primer) mix nasional, selengkapnya pada diagram berikut :

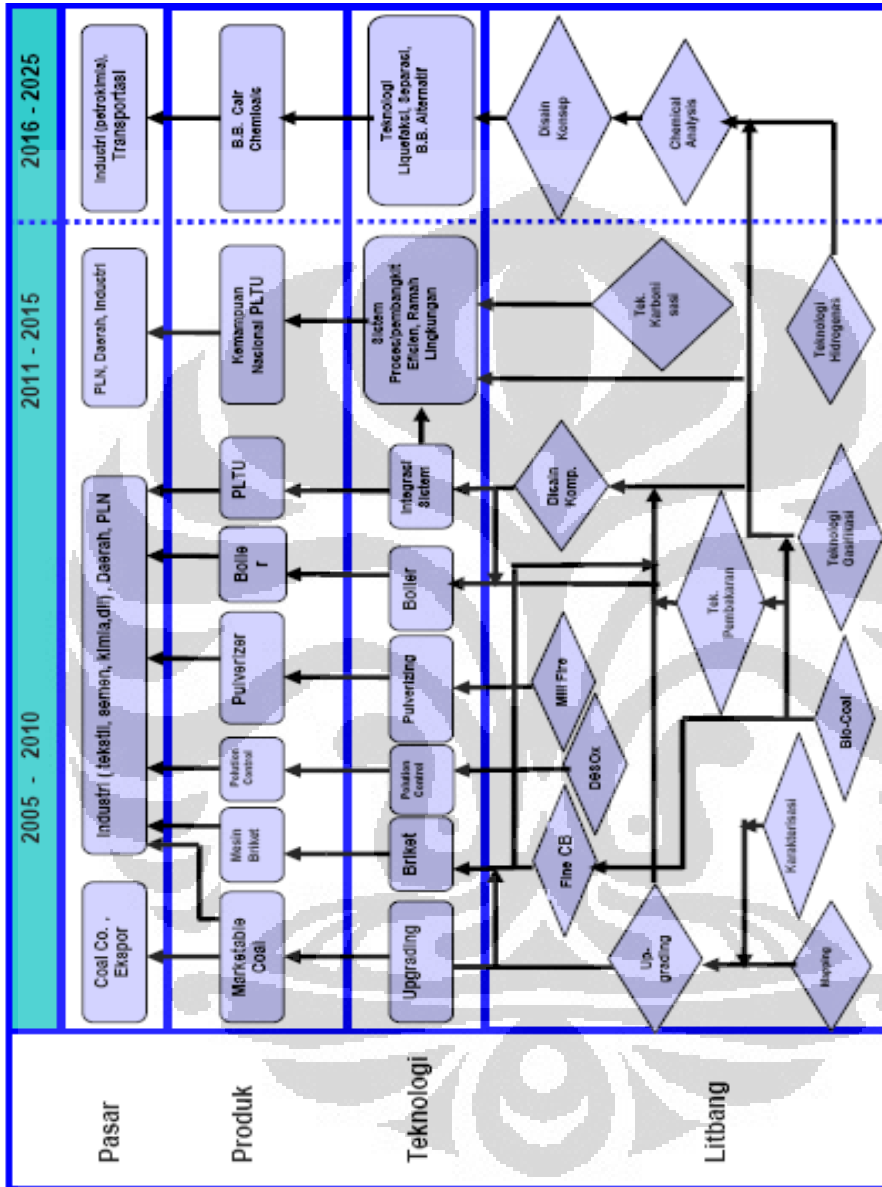


Gambar 2.9 Sasaran Energi Mix 2025 (BPPT 2010)

Dari Lampiran N Blue Print Pengelolaan Energi Nasional terlihat bahwa Pemerintah mempunyai sasaran untuk mengurangi peranan Minyak bumi sebagai sumber energi utama dengan melakukan program Optimalisasi Pengelolaan Energi dengan mengoptimalkan Gas Bumi dan sumber energi baru terbarukan seperti Bahan Bakar Nabati (BBN), Panas Bumi, Biomassa dan *Coal Liquefaction* (BPPT, 2010).

2.5.8 Kebijakan Energi Batubara dan Biomassa di Indonesia 2002 – 2025

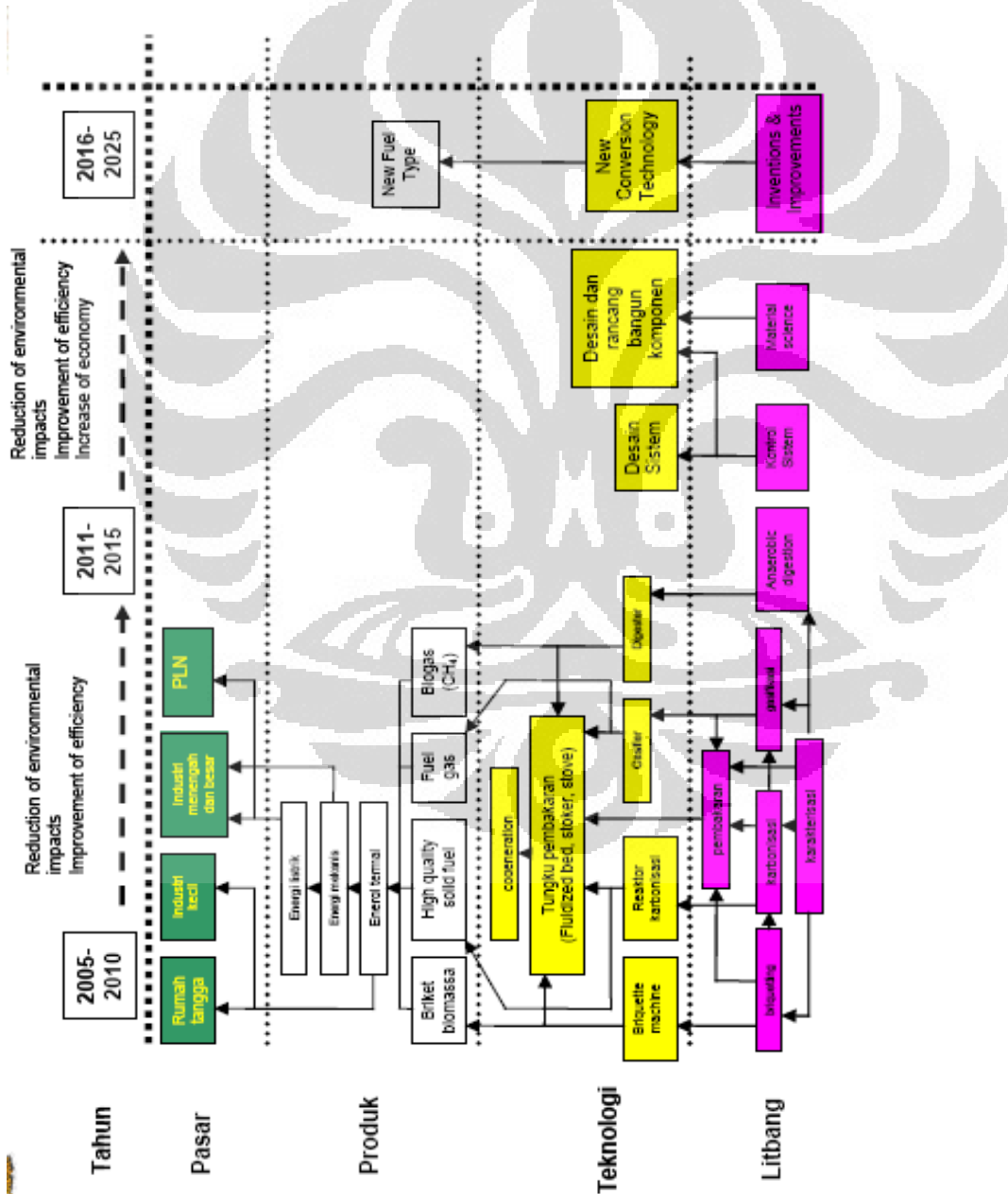
Roadmap sektor Energi Batubara, selengkapnya pada diagram berikut :



Gambar 2.10 Roadmap Sektor Energi dan Batubara (BPPT, 2006)

Pada gambar 2.10 di atas terlihat bahwa Pemerintah mempunyai rencana untuk pengembangan pemanfaatan batubara sebagai bahan baku bahan bakar cair sebagai bahan bakar alternatif untuk transportasi.

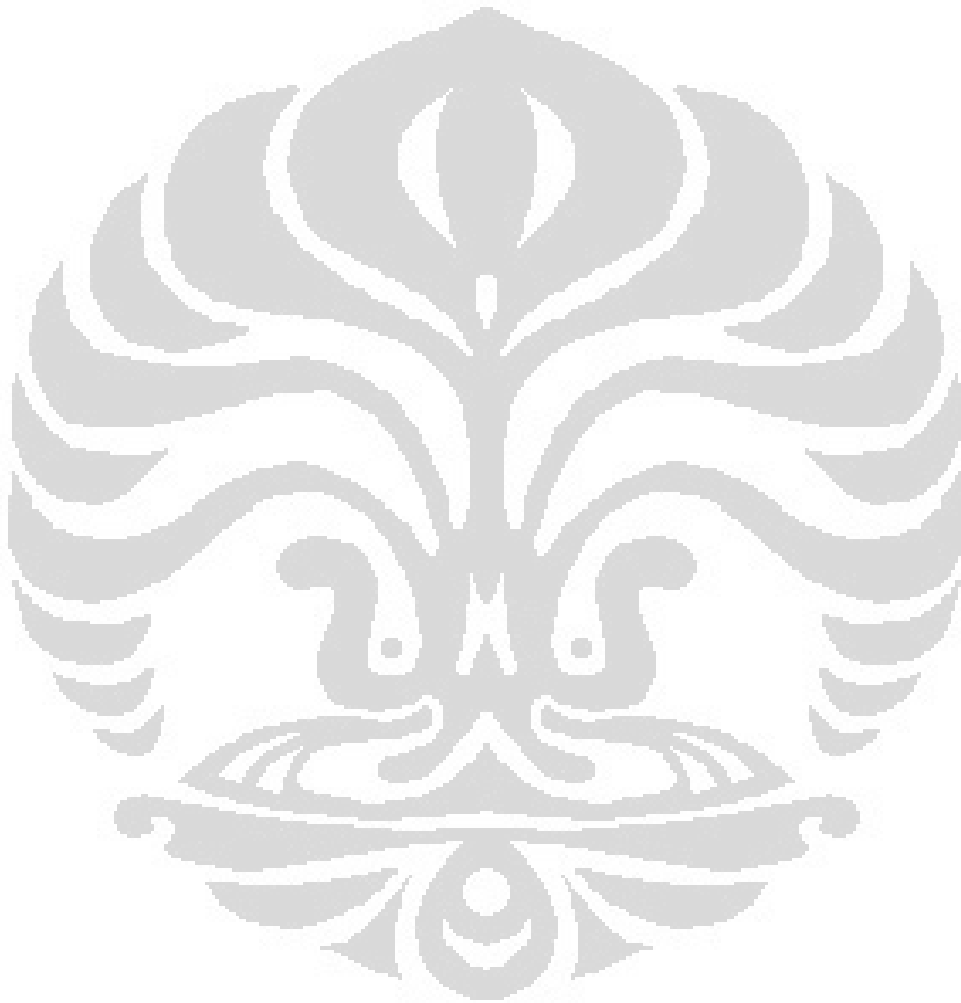
Pada roadmap sektor Bahan Bakar Padat dan Gas dari Biomassa pada gambar 2.11 di bawah juga terlihat bahwa Pemerintah mempunyai rencana untuk pengembangan bahan bakar padat dari Biomassa menjadi gas sintesis melalui teknologi gasifikasi, selengkapnya roadmap sektor Bahan Bakar Padat dan Gas dari Biomassa pada diagram berikut :



Gambar 2.11 Roadmap Sektor Bahan Bakar Padat dan Gas Dari Biomassa

(BPPT, 2006)

Berdasarkan roadmap energi 2005 – 2025 terlihat bahwa Pemerintah sangat menaruh perhatian terhadap bahan bakar alternatif pengganti BBM. Hal ini terkait dengan semakin menurunnya cadangan minyak mentah Indonesia. Oleh karena itu bahan bakar cair dari batubara dan biomassa diharapkan menjadi salah satu solusinya.



## KERANGKA BERPIKIR

### KONDISI SAAT INI

- KEBUTUHAN BBM MENINGKAT
- KILANG DALAM NEGERI TIDAK EFISIEN
- PT PERTAMINA HANYA MAMPU MENYEDIAKAN 40% DARI KEBUTUHAN DALAM NEGERI (SISANYA IMPOR) → (BAHAYA UNTUK KETAHANAN NASIONAL)
- HARGA MINYAK DUNIA TERUS MENINGKAT



### DIVERSIFIKASI ENERGI

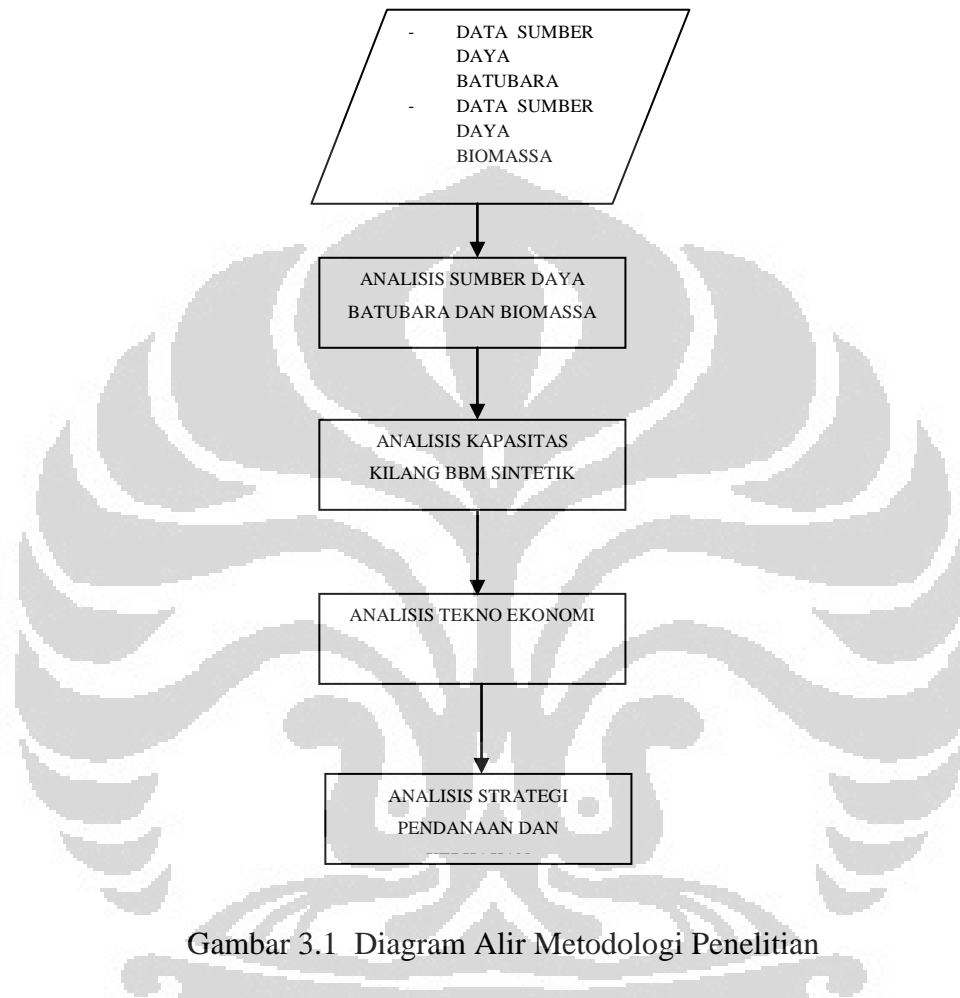
(SAFETY, SUSTAINABILITY, APPLICABLE, GO GREEN)



BBM SINTETIK DARI BATUBARA DAN BIOMASSA (SEKAM PADI/EMAS HIJAU)

### BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN

Secara umum metodologi penelitian yang akan dilakukan dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian

#### 3.1. Analisis Sumber Daya Bahan Baku Pembuatan BBM Sintetik

Analisis sumber daya bahan baku pembuatan BBM sintetik dimaksudkan untuk memperoleh gambaran mengenai potensi sumber daya bahan baku pembuatan kilang BBM sintetik sehingga dapat digunakan sebagai dasar penentuan lokasi pembangunan kilang BBM sintetik dan kapasitas kilang BBM sintetik. BBM sintetik yang akan dibuat berasal dari bahan baku yang berupa batubara dan biomassa. Disini akan dianalisis mengenai data sumber daya bahan baku baik batubara maupun biomassa.

**a. Batu Bara**

Data ini memberikan informasi mengenai karakteristik batubara, produksi, konsumsi dan Ekspor Batubara beserta potensinya di Indonesia. Dengan mengetahui mengenai karakteristik batubara di Indonesia, produksi, konsumsi dan ekspor batubara maka akan diperoleh seberapa banyak sumber daya batubara yang dapat digunakan sebagai bahan baku pembuatan BBM sintetis. Berdasarkan data jumlah sumber daya batubara pada tiap pulau di Indonesia dan karakteristik batubara yang dapat digunakan sebagai bahan baku maka akan terlihat lokasi yang potensial untuk didirikan kilang BBM sintetis ini. Kemudian dari data sumber daya baik produksi maupun konsumsi (dalam negeri dan luar negeri) tahun tertentu akan diproyeksikan dengan menggunakan asumsi persentase pertumbuhan tiap tahun sehingga diperoleh sumber daya batubara (produksi dan konsumsi) pada tahun 2020 yang dapat digunakan sebagai bahan baku BBM sintetis.

**b. Biomassa**

Data ini memberikan informasi mengenai potensi biomassa di Indonesia sebagai penyeimbang penggunaan energi fosil yang sudah mengarah ke kepunahan. Dari data ini akan terlihat jenis biomassa mana yang mempunyai potensi besar (dari segi kuantitas) untuk dapat digunakan sebagai bahan baku pembuatan BBM sintetis. Setelah mengetahui jenis biomassa yang akan digunakan sebagai bahan baku BBM sintetis, kemudian dicari potensi sumber daya biomassa pada lokasi dimana kilang BBM sintetis akan didirikan sesuai analisa di atas.

**3.2. Analisis Kapasitas Kilang BBM Sintetis dari Batubara dan Biomassa**

Setelah mengetahui jumlah bahan baku BBM sintetis dan lokasinya, maka selanjutnya adalah menganalisis berapa kapasitas kilang BBM sintetis dari batubara dan biomassa yang akan dibangun. Maksud dari analisis kapasitas kilang BBM sintetis dari batubara dan biomassa adalah untuk mengetahui kewajaran kapasitas kilang yang akan dibangun, karena kilang BBM sintetis dari batubara dan biomassa secara komersial belum pernah dibangun. Analisis



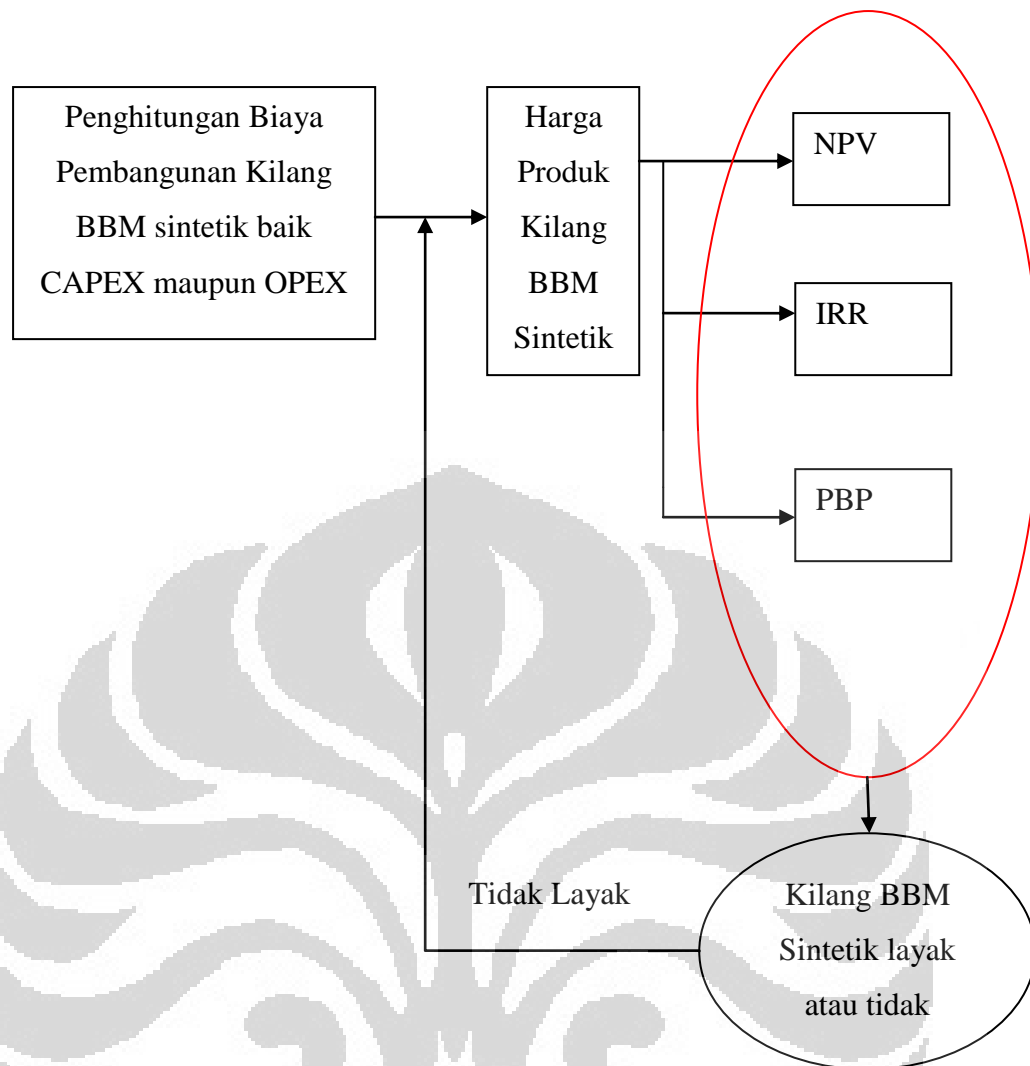
kapasitas kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa dilakukan dengan cara membandingkan kapasitas kilang BBM sintetik dari batubara yang saat ini ada yang dipadu dengan jumlah sumber bahan baku yang tersedia pada lokasi yang telah ditentukan di atas. Hubungan antara jumlah sumber bahan baku yang dibutuhkan dengan kapasitas kilang BBM sintetik (output/produk) yang dihasilkan didasarkan pada kajian yang telah dilakukan oleh kreutz dkk. Analisis Kapasitas kilang BBM sintetik dapat dijelaskan pada gambar 3.2.



Gambar 3.2 Diagram Alir Analisis Kapasitas Kilang BBM sintetik

### 3.3. Analisis Tekno Ekonomi

Setelah mengetahui berapa jumlah bahan baku yang dibutuhkan dan jumlah produk (kapasitas) yang dihasilkan agar selanjutnya sudah dapat dilakukan analisis tekno ekonomi. Analisis tekno ekonomi ini dilakukan untuk mengetahui apakah kilang BBM sintetik ini layak untuk didirikan atau tidak yang tetap mempertimbangkan pada komponen-komponen teknis pendirian kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa. Oleh karena itu sebelum menghitung analisis keekonomian, maka terlebih dahulu dilakukan analisis secara teknik biaya pembangunan kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa. Analisis biaya pembangunan kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa dilakukan dengan dasar kajian dari Borreigter dan Kreutz, dkk. Setelah mengetahui biaya-biaya pembangunan kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa maka analisis keekonomian mengenai kelayakan kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa dilakukan. Analisis keekonomian dilakukan dengan menggunakan variable harga produk kilang BBM sintetik (gasoline dan diesel). Untuk lebih jelasnya Analisis tekno ekonomi dapat dijelaskan pada gambar 3.3.



Gambar 3.3 Diagram Alir Analisis Tekno Ekonomi

Analisis keekonomian yang dilakukan menggunakan beberapa parameter yaitu:

a. Net Present Value (NPV)

NPV adalah nilai sekarang dari sejumlah keuntungan proyek yang terakumulasi sampai akhir usia proyek. Bentuk umum persamaan NPV adalah :

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+i)^t} \quad (3.1)$$

dengan :

$X_t$  = *cashflow* di tahun ke-t

$i$  = *discount rate*

Suatu investasi dinyatakan layak (menguntungkan) apabila NPV bernilai positif, sebaliknya NPV bernilai negatif menunjukkan bahwa investasi tidak layak (tidak menguntungkan). Adapun nilai NPV = 0 menunjukkan bahwa pengembalian investasi berada pada titik minimum kelayakan atau titik impas (*break-even point*).

#### b. Internal Rate Of Return (IRR)

IRR adalah parameter kelayakan investasi yang berhubungan erat dengan NPV. harga IRR dapat dihitung secara *trial and error* dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (3.2)$$

dengan :

$X_t$  = *cashflow* di tahun ke-t

IRR = *Rate of Return*

Suatu proyek investasi dianggap layak apabila nilai IRR investasi tersebut lebih besar daripada nilai MARR (*minimum acceptable rate of return*). Nilai MARR ditentukan berdasarkan tingkat bunga bank atau tingkat bunga bank ditambah risk premium yang mencerminkan tingkat resiko dari proyek tersebut serta ditambah tingkat keuntungan yang diharapkan investor. Dalam proyek teknik, biasanya nilai MARR berkisar antara 10 % – 13%. Sebaliknya, nilai IRR yang berada di bawah nilai MARR menunjukkan bahwa investasi tidak layak (tidak menguntungkan). Adapun nilai IRR = nilai MARR menunjukkan bahwa pengembalian investasi berada pada titik minimum kelayakan atau titik impas (*break-even point*).

#### c. Payback Periode (PBP)

Periode pengembalian atau *Payback Period* (PBP) atau disebut juga dengan istilah *Pay Out Time* (POT) dari suatu proyek investasi dapat didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan agar jumlah penerimaan sama dengan

jumlah investasi/biaya dan menunjukkan berapa lama modal investasi dapat kembali. PBP harus memenuhi persamaan berikut :

$$\sum_{t=0}^{POT} X_t = 0 \quad (3.3)$$

dengan :

$X_t$  = *cashflow* di tahun ke-t

Nilai PBP suatu proyek investasi menunjukkan tingkat resiko proyek. Semakin panjang nilai PBP atau waktu yang diperlukan untuk pengembalian investasi maka makin besar resiko yang dihadapi investor. Sebagai contoh, untuk situasi dimana terdapat ketidakpastian yang tinggi seperti situasi di negara yang pemerintahannya tidak stabil, investor lebih baik memilih proyek-proyek investasi yang mempunyai nilai PBP pendek.

#### 3.4 Analisis Strategi Pendanaan dan Kebijakan

Setelah mengetahui apakah kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa layak didirikan atau tidak maka selanjutnya adalah menganalisis strategi pendanaan dan kebijakan agar kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa ini dapat didirikan dengan sumber dana, waktu dan kebijakan pemerintah yang tepat. Analisis strategi pendanaan dan kebijakan dilakukan dengan cara menghubungkan dengan rencana kebijakan pemerintah mengenai penghematan BBM bersubsidi dengan cara menaikkan harga BBM bersubsidi. Dari sini akan diketahui kapan waktu yang tepat pembangunan kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa.

## BAB 4. PEMBAHASAN

### 4.1. Analisis Sumber Daya Bahan Baku Pembuatan BBM Sintetik

Analisis sumber daya bahan baku pembuatan BBM sintetik dilakukan dengan cara menganalisis masing-masing bahan baku pembuatan BBM sintetik yang terdiri dari batubara dan biomassa. Detail analisis sumber daya bahan baku pembuatan BBM sintetik adalah sebagai berikut:

#### a. Batubara

Batubara merupakan salah satu bahan baku untuk pembuatan BBM sintetik. Batubara berdasarkan nilai kalornya secara internasional dapat diklasifikasikan menjadi 4 jenis yaitu: batubara anthracite, batubara bituminous, batubara subbituminous dan batubara lignite. Detail klasifikasi jenis batubara dapat dilihat pada tabel 4.1:

Tabel 4.1 Klasifikasi Batubara

Batubara	Unsur, wt%					H/C	Nilai Kalor Kcal/Kg
	C	H	O	S	N		
Lignite	70,6	5,2	22,9	0,2	1,1	0,88	<4000
Sub-Bituminous	74	5,3	18,8	0,5	1,4	0,86	<6000
Bituminous	80,5	5,4	12,4	0,2	1,5	0,8	<8000
Anthracite	92	3,1	2,4	0,7	0,8	0,4	>8000

(Jenkins, Baxter, Miles & Miles Jr., 1998) diolah

Batubara yang biasanya digunakan sebagai bahan baku pembuatan BBM sintetik adalah batubara kualitas rendah seperti batubara lignite, batubara sub bituminous dan batubara bituminous.

Di Indonesia sumber daya batubara diklasifikasikan menjadi 4 berdasarkan kualitasnya yaitu: batubara kalori rendah, batubara kalori sedang, batubara kalori tinggi, batubara kalori sangat tinggi. Detail klasifikasi batubara di Indonesia dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Sumberdaya Batubara Indonesia

No	Provinsi	Kualitas		Batubara (Juta Ton)	%
		Kelas	Kriteria (kal/gr)		
1	Jawa	Kalori Rendah	<5100	0,82	0,01%
		Kalori Sedang	5100 - 6100	10,42	
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	2,97	
	Jumlah Sumberdaya Batubara Jawa			14,21	
2	Sumatera	Kalori Rendah	<5100	26.008,88	51,80%
		Kalori Sedang	5100 - 6100	36.212,94	
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	1.708,30	
	Kalori Sangat Tinggi	>7100	55,69		
Jumlah Sumberdaya Batubara Sumatera			63.985,81		
3	Kalimantan	Kalori Rendah	<5100	2.978,65	47,88%
		Kalori Sedang	5100 - 6100	41.540,06	
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	13.526,36	
	Kalori Sangat Tinggi	>7100	1.102,90		
Jumlah Sumberdaya Batubara Kalimantan			59.147,97		
4	Sulawesi	Kalori Rendah	<5100	1,98	0,19%
		Kalori Sedang	5100 - 6100	216,44	
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	14,68	
Jumlah Sumberdaya Batubara Sulawesi			233,10		
5	Cepulauan Maluku	Kalori Rendah	<5100	2,13	0,002%
Jumlah Sumberdaya Batubara Maluku			2,13		
6	Papua	Kalori Sedang	5100 - 6100	122,51	0,12%
		Kalori Tinggi	6100 - 7100	5,38	
		Kalori Sangat Tinggi	>7100	25,53	
Jumlah Sumberdaya Batubara Papua			153,42		
<b>TOTAL</b>				<b>123.536,64</b>	

(Pusat Sumber Daya Geologi, 2010) diolah

Berdasarkan tabel 4.2 diatas, sumberdaya batubara Indonesia 51,80% terletak di pulau Sumatera dan 47,88% terletak di pulau Kalimantan. Apabila diklasifikasikan berdasarkan table 4.1, sumber daya batubara di Kalimantan dan Sumatera berjenis batubara bituminous dan subbituminous sehingga dapat digunakan sebagai bahan baku pembuatan BBM sintetik. Selain di Sumatera dan Kalimantan batubara juga terletak di pulau Jawa, Sulawesi, Maluku dan Papua, namun jumlahnya kecil sehingga tidak ekonomis apabila dikirim untuk dimanfaatkan sebagai bahan baku. Jumlah sumber daya batubara di pulau sumatera sebesar: 63.986 juta ton dan jumlah sumberdaya

batubara di pulau Kalimantan sebesar: 59.148 juta ton. Pada tahun 2005 produksi batubara Indonesia sebesar 151,6 juta ton dimana 72% untuk memenuhi permintaan luar negeri dan 28% sisanya untuk memenuhi permintaan dalam negeri. Dengan asumsi kenaikan produksi sebesar 15,7% per tahun maka diperkirakan produksi dan konsumsi dari tahun ke tahun adalah sebagai berikut:

Tabel 4.3 Proyeksi Produksi dan Konsumsi Batubara Indonesia 2005 - 2020

Tahun	Produksi (Juta ton)	Konsumsi (Juta ton)	
		Domestik	Luar Negeri
2005	151,594	42,280	109,314
2006	175,364	48,909	126,455
2007	202,861	56,578	146,283
2008	234,670	65,449	169,220
2009	271,466	75,712	195,754
2010	314,032	87,583	226,448
2011	363,272	101,317	261,955
2012	420,233	117,203	303,030
2013	486,125	135,580	350,545
2014	562,350	156,839	405,510
2015	650,526	181,432	469,094
2016	752,529	209,880	542,648
2017	870,525	242,789	627,736
2018	1.007,024	280,859	726,165
2019	1.164,925	324,898	840,027
2020	1.347,585	375,841	971,744

Berdasarkan tabel 4.3 di atas terlihat bahwa konsumsi (permintaan luar negeri) sebesar 971,744 juta ton. Dengan asumsi bahwa batubara dipergunakan untuk sebesar-besarnya untuk keperluan domestik maka jumlah sumber daya batubara yang dapat digunakan untuk bahan baku BBM sintetik di pulau Sumatera sebesar:  $51,80\% \times 971,744 \text{ juta ton} : 503,363 \text{ juta ton}$  (1.379.077 ton/hari) dan di pulau Kalimantan sebesar: 465,271 juta ton (1.274.715 ton/hari).



### b. Biomassa

Indonesia adalah Negara agraris, sehingga mempunyai potensi biomassa yang besar dan bermacam-macam. Potensi biomassa Indonesia yang besar dapat dilihat pada tabel 4.4.

Tabel 4.4 Potensi Biomassa Indonesia

No	Jenis Limbah Biomassa yang dihasilkan	Produksi Limbah biomassa (ton/tahun)	Potensi Bahan bakar cari (L/tahun)	Potensi listrik (kWh)
1	Tandan kosong kelapa sawit	3.979.691	497.461.375	1.326.563.667
2	Tongkol jagung	4.001.724	500.215.500	1.333.908.000
3	Sekam padi	21.114.074	2.639.259.250	7.038.024.667

Berdasarkan tabel 4.4 potensi biomassa terbesar adalah sekam padi. Dengan menjadikan sekam padi menjadi bahan baku bbm sintetis maka akan membuat padi menjadi emas hijau. Ketika padi menjadi emas hijau maka masyarakat Indonesia akan berlomba-lomba untuk berinvestasi di bidang pertanian sehingga krisis pangan di Indonesia dapat tertangani. Dari proses penggilingan padi biasanya diperoleh sekam sekitar 20-30%, dedak antara 8-12% dan beras giling antara 50-63,5% data bobot awal gabah.

Hampir seluruh provinsi di Indonesia dapat memproduksi padi. Produksi padi tahun 2010 dan 2011 per provinsi dapat dilihat pada tabel 4.5.

Tabel 4.5 Produksi Padi tahun 2010 dan 2011 Per Propinsi

PROPINSI	PRODUKSI(TON)		
	2010	2011	%
Aceh	1.582.393	1.772.962	2,70%
Sumatera Utara	3.582.302	3.607.036	5,49%
Sumatera Barat	2.211.248	2.279.442	3,47%
Riau	574.864	535.799	0,82%
Jambi	628.828	646.641	0,98%
Sumatera Selatan	3.272.451	3.381.751	5,15%
Bengkulu	516.869	483.259	0,74%
Lampung	2.807.676	2.940.795	4,48%
Kepulauan Bangka Belitung	22.259	15.186	0,02%
Daerah Khusus Ibukota Jakarta	11.164	9.516	0,01%
Jawa Barat	11.737.070	11.633.836	17,71%
Jawa Tengah	10.110.830	9.391.959	14,30%
Daerah Istimewa Yogyakarta	823.887	842.934	1,28%
Jawa Timur	11.643.773	10.576.543	16,10%
Banten	2.048.047	1.949.714	2,97%
Bali	869.161	858.316	1,31%
Nusa Tenggara Barat	1.774.499	2.067.137	3,15%
Nusa Tenggara Timur	555.493	591.375	0,90%
Kalimantan Barat	1.343.888	1.374.206	2,09%
Kalimantan Tengah	650.416	611.311	0,93%
Kalimantan Selatan	1.842.089	2.038.309	3,10%
Kalimantan Timur	588.879	553.459	0,84%
Sulawesi Utara	584.030	596.223	0,91%
Sulawesi Tengah	957.108	1.038.459	1,58%
Sulawesi Selatan	4.382.443	4.511.336	6,87%
Sulawesi Tenggara	454.644	491.567	0,75%
Gorontalo	253.563	273.921	0,42%
Sulawesi Barat	362.900	365.683	0,56%
Maluku	83.109	87.468	0,13%
Papua Barat	34.254	29.304	0,04%
Papua	102.610	122.846	0,19%
<b>TOTAL</b>	<b>66.412.747</b>	<b>65.678.293</b>	<b>100,00%</b>

(Kementerian Pertanian RI, 2012) ([www.deptan.go.id](http://www.deptan.go.id)) diolah

Berdasarkan tabel 4.5 produksi padi di Sumatera pada tahun 2011 sebesar: 15.662.871 ton dan di produksi padi di Kalimantan pada tahun 2011 sebesar : 4.577.285 ton. Oleh karena itu potensi sekam padi yang dapat digunakan sebagai bahan baku BBM sintetik di Sumatera sebesar=  $30\% \times 15.662.871$  ton = 4.698.861 ton/tahun atau **391.572 ton/hari** sedangkan sekam padi yang dapat digunakan sebagai bahan baku BBM sintetik di Kalimantan sebesar= $30\% \times 4.577.284$  ton = 1.373.186 ton/tahun atau **114.432 ton/hari**.

#### 4.2. Analisis Kapasitas Kilang BBM Sintetik dari Batubara dan Biomassa

Kilang bahan bakar cair CBTL (*Coal Biomass To Liquid*) secara komersial belum ada maka kilang ini mengacu pada kilang CTL yang telah ada termasuk kapasitasnya. Kilang bahan bakar cair CBTL yang akan dibangun ini pada prinsipnya merupakan kilang CTL (*Coal To Liquid*) yang ditambah gasifier untuk biomassa (sekam padi) sebagai tambahan bahan bakunya.

Kilang CTL terbesar sebesar 150 BPD (*Barrel per Day*) yang dimiliki oleh SASOL. (Andrews, 2008) Kreutz dkk pada kajiannya tahun 2008 membuat beberapa konfigurasi kilang BBM sintetik dengan berbagai macam kapasitas yang dapat dibedakan menjadi:

1. CTL-RC-V : Coal To Liquid proses Recycle CO<sub>2</sub> Venting ke Udara
2. CTL-RC-CCS : Coal To Liquid proses Recycle CO<sub>2</sub> disimpan di CCS (Carbon Capture Storage)
3. CBTL-RC-V : Coal Biomass To Liquid proses Recycle CO<sub>2</sub> Venting ke Udara
4. CBTL-RC-CCS: Coal BiomassTo Liquid proses Recycle CO<sub>2</sub> disimpan di CCS (Carbon Capture Storage)
5. BTL-RC-V : Biomass To Liquid proses Recycle CO<sub>2</sub> Venting ke Udara
6. BTL-RC-CCS : Biomass To Liquid proses Recycle CO<sub>2</sub> disimpan di CCS (Carbon Capture Storage)

Detail kajian dari Kreutz tahun 2008 dapat dilihat pada tabel 4.7 di bawah ini:

Tabel 4.6 Neraca Massa dan Energi Kilang Bahan Bakar Cair

	CTL-RC-V	CTL-RC-CCS	CBTL-RC-V	CBTL-RC-CCS	BTL-RC-V	BTL-RC-CCS
<b>INPUTS</b>						
<b>Coal feed capacity</b>						
As Received, metric t/d	24297	24297	2747	2747		
Dry, metric t/d	21595	21595	2441	2441		
Moisture and ash free (MAF) metric t/d	19238	19238	2175	2175		
Coal, MW LHV	7272	7272	822	822		
Coal, MW HHV	7625	7625	862	862		
<b>Biomass feed capacity</b>						
As Received, metric t/d			3581	3581	3578	3581
Dry, metric t/d			3044	3044	3041	3044
Moisture and ash free (MAF) metric t/d			2822	2822	2820	2822
Biomass, MW LHV			601	601	601	601
Biomass, MW HHV			661	661	660	661
% Biomass HHV basis			43.40%	43.40%	100%	100%
<b>Oxygen feed capacity</b>						
Total Oxidant, metric t/d	921	921	165	165	59	59
Oxidant purity (mass% O <sub>2</sub> )	99.54%	99.54%	99.54%	99.54%	99.54%	99.54%
Oxidant purity (mol% O <sub>2</sub> )	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%
Pure O <sub>2</sub> , metric t/d	917	917	164	164	58	58
<b>OUTPUTS</b>						
<b>FTL production capacity</b>						
FT diesel, MW LHV	1907	1907	381	382	169	169
FT gasoline, MW LHV	1240	1240	248	248	109	109
FT diesel, MW HHV	2050	2050	410	410	182	182
FT gasoline, MW HHV	1336	1336	268	268	117	117
FT diesel, bbl/day crude oil derived diesel equiv	28712	28712	5744	5745	2543	2546
FT gasoline, bbl/day crude oil derived gasoline equiv	21288	21288	4262	4262	1867	1869
TOTAL FTL out, MW LHV	3147	3147	630	630	278	278
TOTAL FTL out, MW HHV	3287	3287	678	678	299	299
TOTAL FTL out, bbl/day crude oil products displaced (COPD)	50000	50000	10006	10007	4409	4415
<b>Electricity</b>						
Gross Production, MW	874	874	178	178	66	66
On-site consumption, MW	447	557	81	104	32	42
Next export to grid, MW	427	317	97	75	34	24
<b>ENERGY RATIOS</b>						
<b>Fraction of input energy (LHV) converted to</b>						
FTL (LHV)	43.30%	43.30%	44.20%	44.20%	46.20%	46.20%
Exportable electricity	5.90%	4.40%	6.80%	5.20%	6.70%	4%
FTL (LHV) + electricity	49.10%	47.60%	51.10%	49.50%	51.90%	50.20%
<b>Fraction of input energy (HHV) converted to</b>						
FTL (HHV)	44.40%	44.40%	44.50%	44.50%	45.30%	45.30%
Exportable electricity	5.60%	4.20%	6.40%	4.90%	5.20%	3.70%
FTL (HHV) + electricity	50.00%	48.60%	50.90%	49.40%	50.50%	49%
<b>FTL Yields</b>						
liters gasoline equiv (lge) per dry metric t biomass			565	565	249	249
yield relative to cellulosic ethanol			2.3	2.3	1	1
<b>Gross Power from steam and gas turbines</b>						
Steam turbine power/gas turbine power						
steam turbine MW/FTL MW LHV	0.257	0.257	0.273	0.273	0.273	0.273
<b>CARBON ACCOUNTING</b>						
<b>Plant Carbon Flows</b>						
C input as feedstock, KgC/second	179	179	37	37	17	17
C stored as CO <sub>2</sub> , % of feedstock C	0	51.50%		54%		51.40%
C in char (unburned), % of feedstock C	5%	5%	7.20%	7.20%	9.80%	9.80%
C vented to atmosphere, % of feedstock C	60.30%	8.90%	61.70%	7.70%	57.20%	5.80%
C in FTL, % of feedstock C	33.70%	33.70%	32.60%	32.80%	32.20%	32.20%
Closure on carbon balance	99%	99%	101.70%	101.70%	99.30%	99.30%
<b>Carbon Storage Rates</b>						
tCO <sub>2</sub> per hour		1217		262		1.12
million t CO <sub>2</sub> per year (with 90% capacity factor)		9.6		2.07		0.88
t CO <sub>2</sub> per barrel of FTL		0.58		0.63		0.61
C stored as CO <sub>2</sub> , % of feedstock C not in FTL		77.60%		80.4%		75.8%

(Kreutz, Larson, Liu &amp; Williams, 2008)

Berdasarkan tabel 4.6, kajian dari Kreutz tahun 2008, kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa (CBTL) yang dikaji berkapasitas 10.007 barrel per hari. Kilang CBTL tersebut berbahan baku batubara 2.747 t/d (43,41%) dan biomassa 3.581 t/d (56,59%) yang menghasilkan diesel 5.745 bbl/d (57,41%) setara dengan 301.440 KL/tahun dan gasoline 4.262 bbl/d (42,59%) setara dengan 223.627 KL/tahun.

Untuk menentukan kapasitas kilang BBM sintetis yang akan dibangun perlu dipertimbangkan pula kebutuhan BBM pada tahun dimana BBM sintetis akan dibangun. Proyeksi konsumsi BBM tahun 2020 adalah seperti tercantum dalam tabel 4.7 berikut:

Tabel 4.7 Proyeksi Konsumsi BBM Tahun 2020

JENIS BBM	KONSUMSI BBM TAHUN 2020 (KL)
PREMIUM (GASOLINE)	87.022.923
SOLAR (DIESEL)	55.825.243

(BPH Migas, 2012) diolah

Berdasarkan tabel 4.8 di atas terlihat bahwa kilang CBTL kajian dari Kreutz, dkk dengan kapasitas 10.007 bbl/day masih jauh dari kata terpenuhi sedangkan untuk jumlah bahan baku di Indonesia baik batubara maupun biomassa (sekam padi) masih banyak tersedia. Oleh karena itu dengan mempertimbangkan kilang CTL milik SASOL yang sudah komersial maka studi ini akan membuat kilang CBTL dengan kapasitas 2 kali kapasitas kilang CTL kajian Eric D. Larson sehingga menjadi 100.000 bbl/day ditambah kilang BTL kajian dari Eric D. Larson sebesar 4.415 bbl/day. Total kapasitas Kilang CBTL yang akan dibangun sebesar 104.415 bbl/day. Dengan melihat % produk yang dihasilkan pada kajian Eric D. Larson untuk kilang CBTL maka 104.415 bbl/day terdiri dari 59.944 bbl/day diesel atau setara dengan 3.145.286 KL/tahun dan 44.471 bbl/day gasoline atau setara dengan 2.333.369 KL/tahun. Kilang CBTL ini membutuhkan batu bara sebanyak 48.594 ton/hari dan Biomassa (sekam padi) sebanyak 3.581 ton/hari. Apabila dibandingkan dengan sumber daya yang tersedia baik di Sumatera maupun di Kalimantan maka baik batubara maupun biomassa masih lebih dari cukup. Berikut ini perbandingan antara sumber daya dengan kebutuhan untuk bahan baku kilang CBTL (Tabel 4.8):

Tabel 4.8 Perbandingan Antara Sumber Daya dan Bahan Baku Kilang CBTL

PULAU	SUMBER DAYA (TON/HARI)		BAHAN BAKU KILANG CBTL (TON/HARI)	
	BATUBARA	BIOMASSA (SEKAM PADI)	BATUBARA	BIOMASSA (SEKAM PADI)
SUMATERA	1.379.077	391.572	48.594	3.581
KALIMANTAN	1.274.715	114.432	48.594	3.581

Berdasarkan tabel 4.8 di atas dapat dilihat bahwa untuk memenuhi kebutuhan baik gasoline maupun diesel pada tahun 2020 maka idealnya diperlukan sekitar 11 kilang dengan kapasitas ini dengan asumsi 60% kebutuhannya dapat dipenuhi dari kilang minyak eksisting.

### 4.3. Analisis Tekno Ekonomi

Dalam analisa tekno ekonomi ini dibahas mengenai nilai keekonomian pembangunan kilang CBTL dengan tetap mempertimbangkan komponen-komponen teknik pembangunan kilang BBM CBTL. Analisis keekonomian membandingkan antara biaya, pendapatan dan keuntungan (profit).

#### ➤ Biaya Pembangunan Kilang CBTL

Biaya pembangunan kilang dibagi menjadi 3 yaitu:

1. ISBL (Inside Battery Limit) merupakan biaya peralatan utama yang terdiri dari :
  - a. ASU (Air Separation Unit)
  - b. Gasifier
  - c. H<sub>2</sub> Manufacturing + Syngas conditioning
  - d. Rectisol Unit
  - e. Fischer-Tropsch synthesis
  - f. Product upgrading

Berdasarkan kajian borreigter ISBL (TPC) dapat dihitung dengan rumus:

$$TPC(\text{scale X}) = 1.800 \times \left( \frac{\text{scale X [BBLD]}}{34.000 \text{ [BBLD]}} \right)^{0,7} \text{ [Million\$]}$$

$$TPC(104.415 \text{ bbl/day}) = 1.800 \times \left( \frac{104.415 \text{ bbl/d}}{34.000 \text{ bbl/d}} \right)^{0,7} \text{ [Million\$]}$$

$$= \$ 3.948 \text{ Million}$$

Pada kajian Borreigter perhitungan hanya memasukkan untuk kilang CTL atau Kilang BTL saja. Sedangkan Kilang ini merupakan kilang CBTL dimana Kilang yang berbasis CTL ditambah gasifier biomassa. Oleh karena itu ISBL masih ditambah lagi dengan biaya handling biomassa dan biaya gasifikasi biomassa. Berdasarkan kajian Larson (Larson, Williams, & Jin H, 2006) biaya handling dan biaya gasifikasi biomassa sebesar \$266 million.

Pada kajian Borreigter (Borreighter, 2006) perhitungannya juga belum memasukkan CCS (Carbon Capture Storage) untuk CO<sub>2</sub>. Oleh karena itu biaya tersebut di atas masih ditambah biaya untuk CCS CO<sub>2</sub> sebesar \$ 79 million.

$$\begin{aligned} \text{Sehingga total ISBL} &= (\$3.948 + \$266 + \$79) \text{ million} \\ &= \$ 4.293 \text{ million} \\ &= \text{Rp. } 42.929.467.671.000 \end{aligned}$$

2. OSBL (Outside Battery Limit) merupakan *indirect cost* yang terdiri dari:
  - a. Auxiliary Buildings
  - b. Site Improvements
  - c. Utility & Service facilities
  - d. Storage & distribution
  - e. Land purchase

Berdasarkan Borreigter, OSBL nilainya 100% ISBL sehingga OSBL = Rp. 42.929.467.671.000.

$$\text{Sehingga EPC} = \text{ISBL} + \text{OSBL} = \text{Rp. } 85.858.935.342.000$$

3. Owner Cost terdiri dari:
  - a. *Indirect cost for up-front R&D, up-front license, engineering, construction, contractor's fee, dan contingencies.*
  - b. *Working Capital*
  - c. *Start up cost*

Owner's cost sebesar 20% dari EPC.



$$\begin{aligned}\text{Owner's cost} &= 20\% \times \text{Rp. } 85.858.935.342.255 \\ &= \text{Rp. } 17.171.787.068.000\end{aligned}$$

Sehingga Total Biaya Pembangunan Kilang :

$$\begin{aligned}&= \text{EPC} + \text{Owner's cost} \\ &= \text{Rp. } 85.858.935.342.000 + \text{Rp. } 17.171.787.068.000 \\ &= \text{Rp. } 103.030.722.410.000\end{aligned}$$

➤ **Biaya Bahan Baku**

Harga Bahan Baku kilang CBTL :

$$\text{Batubara} = \$109/\text{ton} = \text{Rp. } 1.090.000/\text{ton}$$

$$\text{Sekam Padi} = \text{Rp. } 160.000/\text{ton}$$

Sehingga biaya bahan baku:

$$\begin{aligned}\text{Batubara} &= \text{Rp. } 1.090.000/\text{ton} \times 48.594 \text{ ton/hari} \\ &= \text{Rp. } 52.967.460.000 \text{ /hari}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Sekam padi} &= \text{Rp. } 160.000/\text{ton} \times 3.581 \text{ ton/hari} \\ &= \text{Rp. } 572.960.000 \text{ /hari}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Total biaya bahan baku} &= (\text{Rp. } 52.967.460.000 + \text{Rp. } 572.960.000) / \text{hari} \\ &= \text{Rp. } 53.540.420.000 / \text{hari} \\ &= \text{Rp. } 17.668.338.600.000 \text{ /tahun}\end{aligned}$$

➤ **Biaya O & M (*Operation & Maintenance*)**

Berdasarkan Kajian dari Kreutz, dkk (Kreutz, 2008) besar biaya O & M adalah sebesar 4% dari Total biaya pembangunan kilang. Sehingga:

$$\begin{aligned}\text{O \& M} &= 4\% \times \text{Total biaya pembangunan kilang} \\ &= 4\% \times \text{Rp. } 103.030.722.410.400 \\ &= \text{Rp. } 4.121.228.896.000\end{aligned}$$

➤ **Profit (Keuntungan)**

Profit (keuntungan) diambil dari harga jual produk yang berupa diesel, gasoline dan listrik. Berikut ini jumlah produk yang dihasilkan kilang CBTL :

Tabel 4.9 Produk Kilang CBTL

PRODUK KILANG CBTL	VOLUME
DIESEL (BBL/DAY)	59.944
GASOLINE (BBL/DAY)	44.471
LISTRIK OWN USE(MW)	1.060
LISTRIK DIJUAL (MW)	764

### ➤ Perhitungan Keekonomian

Perhitungan Keekonomian sangat penting karena terkait dengan kelayakan pembangunan kilang CBTL. Apabila secara keekonomian pembangunan kilang CBTL ini tidak menguntungkan, maka tidak akan ada investor yang tertarik untuk ikut menanamkan modalnya untuk membangun kilang CBTL. Berikut langkah – langkah yang dipakai untuk perhitungan keekonomian adalah :

#### Asumsi :

1. Suku Bunga Pinjaman Bank : 12 %
2. Capacity Faktor: 90%
3. Book life of investment (n) : 20 tahun
4. Waktu konstruksi : 3 tahun

#### CASH FLOW (HARGA GASOLINE DAN DIESEL:RP.6000)

**Asumsi : Harga produk gasoline dan diesel: Rp. 6.000 /Liter**

**Harga listrik : Rp. 729 per kwh**

#### CASH IN

Tabel 4.10 Pendapatan Produk Kilang CBTL harga Rp. 6000

PRODUK KILANG CBTL	VOLUME	VOLUME (LITER/DAY)	90% CAPACITY FAKTOR	VOLUME (LITER/DAY) 90% KAPASITAS	HARGA PRODUK (IDR)	PENDAPATAN (CASH IN) PER TAHUN 90% KAPASITAS (IDR)
DIESEL (BBL/DAY)	59.944	9.531.169	53.950	8.578.052	6.000 PER LITE	16.984.542.381.000
GASOLINE (BBL/DAY)	44.471	7.070.816	40.023	6.363.735	6.000 PER LITE	12.600.194.888.000
LISTRIK OWN USE(MW)	1.060		954			
LISTRIK DIJUAL (MW)	764		688		729,00 PER KWH	165.486.481.000
<b>TOTAL</b>		<b>16.601.985</b>	<b>93.974</b>	<b>14.941.787</b>		<b>29.750.223.751.000</b>

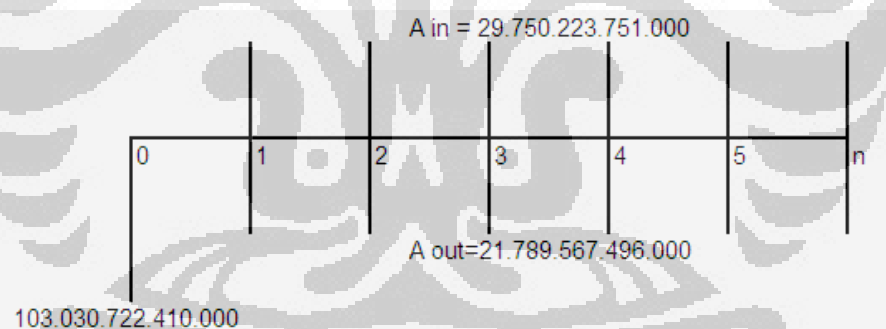
Berdasarkan tabel 4.10 diatas terlihat bahwa dengan harga produk diesel dan gasoline sebesar Rp. 6.000 per liter dan listrik sebesar Rp. 729 Per KWH serta beroperasi pada 90% dari kapasitas maka diperoleh pendapatan sebesar Rp. 29.750.223.751.000

### **CASH OUT**

Tabel 4.11 Biaya Kilang CBTL produk Rp. 6000

BIAYA - BIAYA	IDR
BIAYA PEMBANGUNAN KILANG	103.030.722.410.000
BIAYA BAHAN BAKU/TAHUN	17.668.338.600.000
BIAYA O&M /TAHUN	4.121.228.896.000

Berdasarkan tabel 4.11 diatas terlihat biaya pembangunan kilang CBTL sebesar Rp. 103.030.722.410.000, biaya bahan baku per tahun sebesar Rp. 17.668.338.600.000 dan biaya operasi dan pemeliharaan (biaya O&M) sebesar Rp. 4.121.228.896.000.



**Gambar 4.1** Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 6.000

### **NPV(NET PRESENT VALUE)**

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000(P/A, 12\%, 20) \\ + 29.750.223.751.000(P/A, 12\%, 20)$$

Dari tabel *Compound Interest Factor* diperoleh  $(P/A, 12\%, 20) = 7,469$  sehingga:

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (7,469) \\ + 29.750.223.751.000 (7,469)$$

**NPV = -43.572.580.844.000**

**NPV bernilai (-) negatif sehingga investasi tidak layak.**

### **IRR (i)**

Untuk memperoleh IRR dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, i, 20)$

$+ 29.750.223.751.000(P/A, i, 20)$

$0 = - 103.030.722.410.000 + 7.960.656.254.000(P/A, i, 20)$

$(P/A, i, 20) = 12,94 \implies$  Dari tabel *Compound Interest Factor* diperoleh

**$i = 4,56\%$**

**nilai IRR = 4,56% < 10% maka investasi tidak layak.**

### **CASH FLOW (HARGA GASOLINE DAN DIESEL:RP 6.500)**

**Asumsi : Harga produk gasoline dan diesel: Rp. 6.500 /Liter**

**Harga listrik**

**: Rp. 729 per kwh**

### **CASH IN**

Tabel 4.12 Pendapatan Produk Kilang CBTL harga Rp. 6.500

PRODUK KILANG CBTL	VOLUME	VOLUME (LITER/DAY)	90% CAPACITY FAKTOR	VOLUME (LITER/DAY) 90% KAPASITAS	HARGA PRODUK (IDR)	PENDAPATAN (CASH IN) PER TAHUN 90% KAPASITAS (IDR)
DIESEL (BBL/DAY)	59.944	9.531.169	53.950	8.578.052	6.500 PER LITER	18.399.920.914.000
GASOLINE (BBL/DAY)	44.471	7.070.816	40.023	6.363.735	6.500 PER LITER	13.650.211.129.000
LISTRIK OWN USE (MW)	1.060		954			
LISTRIK DIJUAL (MW)	764		688		729.00 PER KWH	165.486.481.000
<b>TOTAL</b>		<b>16.601.985</b>	<b>93.974</b>	<b>14.941.787</b>		<b>32.215.618.524.000</b>

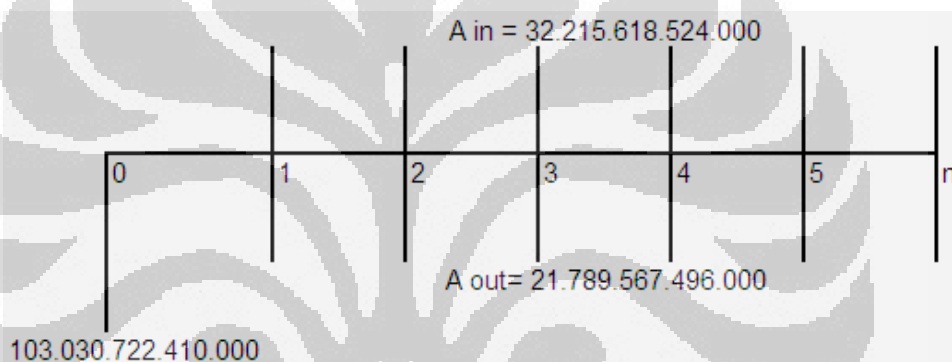
Berdasarkan tabel 4.12 diatas terlihat bahwa dengan harga produk diesel dan gasoline sebesar Rp. 6.500 per liter dan listrik sebesar Rp. 729 Per KWH serta beroperasi pada 90% dari kapasitas maka diperoleh pendapatan sebesar Rp. 32.215.618.524.000

### CASH OUT

Tabel 4.13 Biaya Kilang CBTL produk Rp. 6.500

BIAYA - BIAYA	IDR
BIAYA PEMBANGUNAN KILANG	103.030.722.410.000
BIAYA BAHAN BAKU/TAHUN	17.668.338.600.000
BIAYA O&M /TAHUN	4.121.228.896.000

Berdasarkan tabel 4.13 diatas terlihat biaya pembangunan kilang CBTL sebesar Rp. 103.030.722.410.000, biaya bahan baku per tahun sebesar Rp. 17.668.338.600.000 dan biaya operasi dan pemeliharaan (biaya O&M) sebesar Rp. 4.121.228.896.000.



Gambar 4.2 Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 6.500

### NPV(NET PRESENT VALUE)

$$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, 12\%, 20) + 32.215.618.524.000 (P/A, 12\%, 20)$$

Dari tabel *Compound Interest Factor* diperoleh  $(P/A, 12\%, 20) = 7,469$  sehingga:

$$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (7,469) + 32.215.618.524.000 (7,469)$$

$$NPV = - 25.158.547.289.000$$

NPV bernilai (-) negatif sehingga investasi tidak layak.

**IRR (i)**

Untuk memperoleh IRR dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

$$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A,i, 20)$$

$$+ 32.215.618.524.000 (P/A,i,20)$$

$$0 = - 103.030.722.410.000 + 10.426.051.027.000(P/A,i, 20)$$

$$(P/A, i,20) = 9,88 \implies \text{Dari tabel } \textit{Compound Interest Factor} \text{ diperoleh}$$

$$i = 7,92\%$$

nilai IRR = 4,56% < 10% maka investasi tidak layak.

**CASH FLOW (HARGA GASOLINE DAN DIESEL:RP 7.000)**

Asumsi : Harga produk gasoline dan diesel: Rp. 7.000 /Liter

Harga listrik : Rp. 729 per kwh

**CASH IN**

Tabel 4.14 Pendapatan Produk Kilang CBTL harga Rp. 7.000

PRODUK KILANG CBTL	VOLUME	VOLUME (LITER/DAY)	90% CAPACITY FAKTOR	VOLUME (LITER/DAY) 90% KAPASITAS	HARGA PRODUK (IDR)	PENDAPATAN (CASH IN) PER TAHUN 90% KAPASITAS (IDR)
DIESEL (BBL/DAY)	59.944	9.531.169	53.950	8.578.052	7.000 PER LITER	19.815.299.446.000
GASOLINE (BBL/DAY)	44.471	7.070.816	40.023	6.363.735	7.000 PER LITER	14.700.227.369.000
LISTRIK OWN USE(MW)	1.060		954			
LISTRIK DIJUAL (MW)	764		688		729.00 PER KWH	165.486.481.000
<b>TOTAL</b>		<b>16.601.985</b>	<b>93.974</b>	<b>14.941.787</b>		<b>34.681.013.296.000</b>

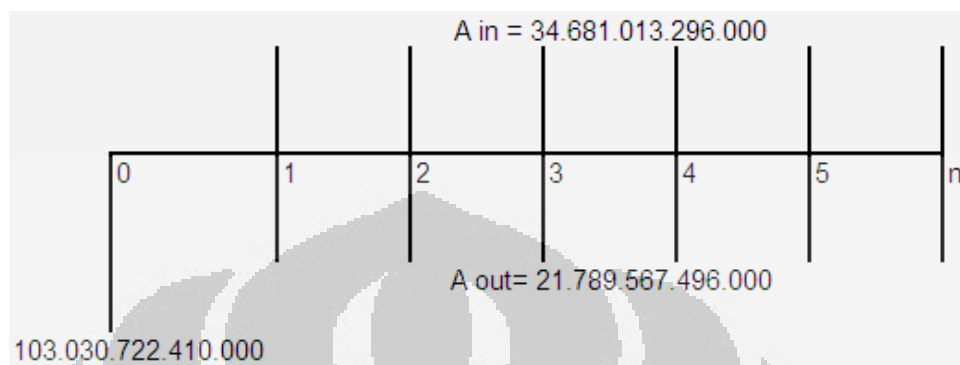
Berdasarkan tabel 4.14 diatas terlihat bahwa dengan harga produk diesel dan gasoline sebesar Rp. 7.000 per liter dan listrik sebesar Rp. 729 Per KWH serta beroperasi pada 90% dari kapasitas maka diperoleh pendapatan sebesar Rp. 34.681.013.296.000

**CASH OUT**

Tabel 4.15 Biaya Kilang CBTL produk Rp. 7.000

BIAYA - BIAYA	IDR
BIAYA PEMBANGUNAN KILANG	103.030.722.410.000
BIAYA BAHAN BAKU/TAHUN	17.668.338.600.000
BIAYA O&M /TAHUN	4.121.228.896.000

Berdasarkan tabel 4.15 diatas terlihat biaya pembangunan kilang CBTL sebesar Rp. 103.030.722.410.000, biaya bahan baku per tahun sebesar Rp. 17.668.338.600.000 dan biaya operasi dan pemeliharaan (biaya O&M) sebesar Rp. 4.121.228.896.000.



**Gambar 4.3** Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 7.000

#### **NPV(NET PRESENT VALUE)**

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, 12\%, 20) + 34.681.013.296.000(P/A, 12\%, 20)$$

Dari tabel *Compound Interest Factor* diperoleh  $(P/A, 12\%, 20) = 7,469$  sehingga:

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (7,469) + 34.681.013.296.000 (7,469)$$

$$\text{NPV} = - 6.744.513.732.000$$

**NPV bernilai (-) negatif sehingga investasi tidak layak.**

#### **IRR (i)**

Untuk memperoleh IRR dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, i, 20) + 34.681.013.296.000 (P/A, i, 20)$$

$$0 = - 103.030.722.410.000 + 21.789.567.496.000 (P/A, i, 20)$$

$$(P/A, i, 20) = 7,99 \implies \text{Dari tabel } \textit{Compound Interest Factor} \text{ diperoleh}$$

$$\mathbf{i = 11\%}$$

### **CASH FLOW (HARGA GASOLINE DAN DIESEL:RP 7.500)**

**Asumsi : Harga produk gasoline dan diesel: Rp. 7.500 /Liter**

**Harga listrik : Rp. 729 per kwh**

### **CASH IN**

Tabel 4.16 Pendapatan Produk Kilang CBTL harga Rp. 7.500

PRODUK KILANG CBTL	VOLUME	VOLUME (LITER/DAY)	90% CAPACITY FAKTOR	VOLUME (LITER/DAY) 90% KAPASITAS	HARGA PRODUK (IDR)	PENDAPATAN (CASH IN) PER TAHUN 90% KAPASITAS (IDR)
DIESEL (BBL/DAY)	59.944	9.531.169	53.950	8.578.052	7.500 PER LITER	21.230.677.977.000
GASOLINE (BBL/DAY)	44.471	7.070.816	40.023	6.363.735	7.500 PER LITER	15.750.243.610.000
LISTRIK OWN USE(MW)	1.060		954			
LISTRIK DIJUAL (MW)	764		688		729,00 PER KWH	165.486.481.000
<b>TOTAL</b>		<b>16.601.985</b>	<b>93.974</b>	<b>14.941.787</b>		<b>37.146.408.069.000</b>

Berdasarkan tabel 4.16 diatas terlihat bahwa dengan harga produk diesel dan gasoline sebesar Rp. 7.500 per liter dan listrik sebesar Rp. 729 Per KWH serta beroperasi pada 90% dari kapasitas maka diperoleh pendapatan sebesar Rp. 37.146.408.069.000

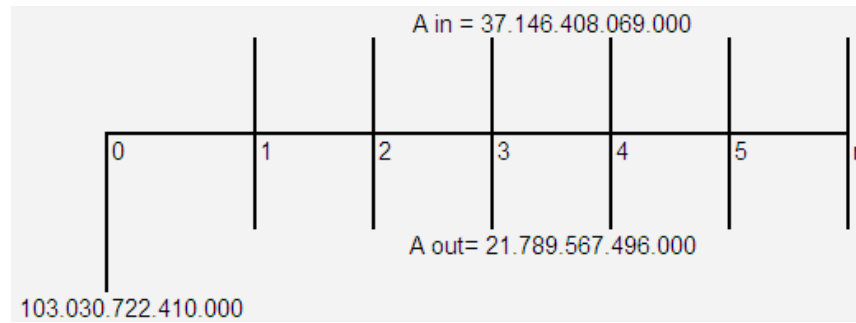
### **CASH OUT**

Tabel 4.17 Biaya Kilang CBTL produk Rp. 7.500

BIAYA - BIAYA	IDR
BIAYA PEMBANGUNAN KILANG	103.030.722.410.000
BIAYA BAHAN BAKU/TAHUN	17.668.338.600.000
BIAYA O&M /TAHUN	4.121.228.896.000

Berdasarkan tabel 4.17 diatas terlihat biaya pembangunan kilang CBTL sebesar Rp. 103.030.722.410.000, biaya bahan baku per tahun sebesar Rp. 17.668.338.600.000 dan biaya operasi dan pemeliharaan (biaya O&M) sebesar Rp. 4.121.228.896.000.





**Gambar 4.4** Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 7.500

### NPV(NET PRESENT VALUE)

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, 12\%, 20) \\ + 37.146.408.069.000 (P/A, 12\%, 20)$$

Dari tabel *Compound Interest Factor* diperoleh  $(P/A, 12\%, 20) = 7,469$  sehingga:

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (7,469) \\ + 37.146.408.069.000 (7,469)$$

$$\text{NPV} = 11.669.519.823.000$$

**NPV bernilai (+) positif sehingga investasi layak.**

### IRR (i)

Untuk memperoleh IRR dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, i, 20) \\ + 37.146.408.069.000 (P/A, i, 20)$$

$$0 = - 103.030.722.410.000 + 15.356.840.572.000 (P/A, i, 20)$$

$$(P/A, i, 20) = 6,71 \implies \text{Dari tabel } \textit{Compound Interest Factor} \text{ diperoleh}$$

$$i = 13,88\%$$

### PBP (Pay Back Period)

Tabel 4.18 Tabel Pay Back Periode Harga Produk Rp. 7.500

TAHUN	BIAYA	PENDAPATAN	SELISIH
1	124.820.289.907.134	37.146.408.068.680	(87.673.881.838.455)
2	146.609.857.403.563	74.292.816.137.360	(72.317.041.266.203)
3	168.399.424.899.991	111.439.224.206.039	(56.960.200.693.952)
4	190.188.992.396.419	148.585.632.274.719	(41.603.360.121.700)
5	211.978.559.892.847	185.732.040.343.399	(26.246.519.549.448)
6	233.768.127.389.276	222.878.448.412.079	(10.889.678.977.197)
7	255.557.694.885.704	260.024.856.480.758	4.467.161.595.055

Dari tabel 4.18 dapat terlihat bahwa Pay Back Periode untuk harga produk gasoline dan diesel Rp. 7.500 tercapai pada periode **tahun ke-6 – tahun ke-7**.

### CASH FLOW (HARGA GASOLINE DAN DIESEL:RP 8.000)

**Asumsi : Harga produk gasoline dan diesel: Rp. 8.000 /Liter**

**Harga listrik : Rp. 729 per kwh**

### CASH IN

Tabel 4.19 Pendapatan Produk Kilang CBTL harga Rp. 8.000

PRODUK KILANG CBTL	VOLUME	VOLUME (LITER/DAY)	90% CAPACITY FAKTOR	VOLUME (LITER/DAY) 90% KAPASITAS	HARGA PRODUK (IDR)	PENDAPATAN (CASH IN) PER TAHUN 90% KAPASITAS (IDR)
DIESEL (BBL/DAY)	59.944	9.531.169	53.950	8.578.052	8.000 PER LITER	22.646.056.509.000
GASOLINE (BBL/DAY)	44.471	7.070.816	40.023	6.363.735	8.000 PER LITER	16.800.259.851.000
LISTRIK OWN USE (MW)	1.060		954			
LISTRIK DIJUAL (MW)	764		688		729.00 PER KWH	165.486.481.000
<b>TOTAL</b>		<b>16.601.985</b>	<b>93.974</b>	<b>14.941.787</b>		<b>39.611.802.841.000</b>

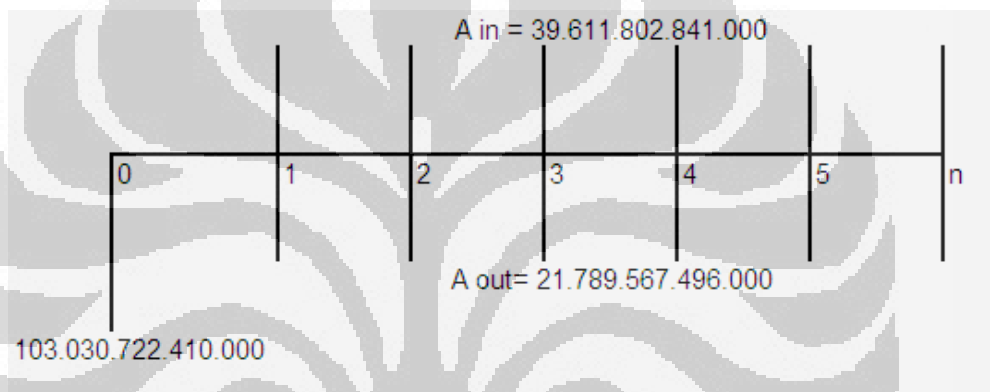
Berdasarkan tabel 4.19 diatas terlihat bahwa dengan harga produk diesel dan gasoline sebesar Rp. 8.000 per liter dan listrik sebesar Rp. 729 Per KWH serta beroperasi pada 90% dari kapasitas maka diperoleh pendapatan sebesar Rp. 39.611.802.841.000

### CASH OUT

Tabel 4.20 Biaya Kilang CBTL produk Rp. 8.000

BIAYA - BIAYA	IDR
BIAYA PEMBANGUNAN KILANG	103.030.722.410.000
BIAYA BAHAN BAKU/TAHUN	17.668.338.600.000
BIAYA O&M /TAHUN	4.121.228.896.000

Berdasarkan tabel 4.20 diatas terlihat biaya pembangunan kilang CBTL sebesar Rp. 103.030.722.410.000, biaya bahan baku per tahun sebesar Rp. 17.668.338.600.000 dan biaya operasi dan pemeliharaan (biaya O&M) sebesar Rp. 4.121.228.896.000.



Gambar 4.5 Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 8.000

### NPV(NET PRESENT VALUE)

$$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, 12\%, 20) + 39.611.802.841.000 (P/A, 12\%, 20)$$

Dari tabel *Compound Interest Factor* diperoleh  $(P/A, 12\%, 20) = 7,469$  sehingga:

$$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (7,469) + 39.611.802.841.000 (7,469)$$

$$NPV = 30.083.553.379.000$$

**NPV bernilai (+) positif sehingga investasi layak.**

**IRR (i)**

Untuk memperoleh IRR dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

$$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A,i, 20)$$

$$+ 39.611.802.841.000 (P/A,i,20)$$

$$0 = - 103.030.722.410.000 + 17.822.235.345.000 (P/A,i, 20)$$

$$(P/A, i,20) = 5,78 \implies \text{Dari tabel } \textit{Compound Interest Factor} \text{ diperoleh}$$

$$i = 16,58\%$$

**PBP (Pay Back Period)**

Tabel 4.21 Tabel Pay Back Periode Harga Produk Rp. 8.000

TAHUN	BIAYA	PENDAPATAN	SELISIH
1	124.820.289.907.134	39.611.802.841.180	(85.208.487.065.955)
2	146.609.857.403.563	79.223.605.682.360	(67.386.251.721.203)
3	168.399.424.899.991	118.835.408.523.539	(49.564.016.376.452)
4	190.188.992.396.419	158.447.211.364.719	(31.741.781.031.700)
5	211.978.559.892.847	198.059.014.205.899	(13.919.545.686.948)
6	233.768.127.389.276	237.670.817.047.079	3.902.689.657.803

Dari tabel 4.21 dapat terlihat bahwa Pay Back Periode untuk harga produk gasoline dan diesel Rp. 8.000 tercapai pada periode **tahun ke-5 – tahun ke-6**.

**CASH FLOW (HARGA GASOLINE DAN DIESEL:RP 8.500)**

**Asumsi : Harga produk gasoline dan diesel: Rp. 8.500 /Liter**

**Harga listrik : Rp. 729 per kwh**

**CASH IN**

Tabel 4.22 Pendapatan Produk Kilang CBTL harga Rp. 8.500

PRODUK KILANG CBTL	VOLUME	VOLUME (LITER/DAY)	90% CAPACITY FAKTOR	VOLUME (LITER/DAY) 90% KAPASITAS	HARGA PRODUK (IDR)	PENDAPATAN (CASH IN) PER TAHUN 90% KAPASITAS (IDR)
DIESEL (BBL/DAY)	59.944	9.531.169	53.950	8.578.052	8.500 PER LITER	24.061.435.041.000
GASOLINE (BBL/DAY)	44.471	7.070.816	40.023	6.363.735	8.500 PER LITER	17.850.276.091.000
LISTRIK OWN USE(MW)	1.060		954			
LISTRIK DIJUAL (MW)	764		688		729.00 PER KWH	165.486.481.000
<b>TOTAL</b>		<b>16.601.985</b>	<b>93.974</b>	<b>14.941.787</b>		<b>42.077.197.614.000</b>

Berdasarkan tabel 4.22 diatas terlihat bahwa dengan harga produk diesel dan gasoline sebesar Rp. 8.500 per liter dan listrik sebesar Rp. 729 Per KWH

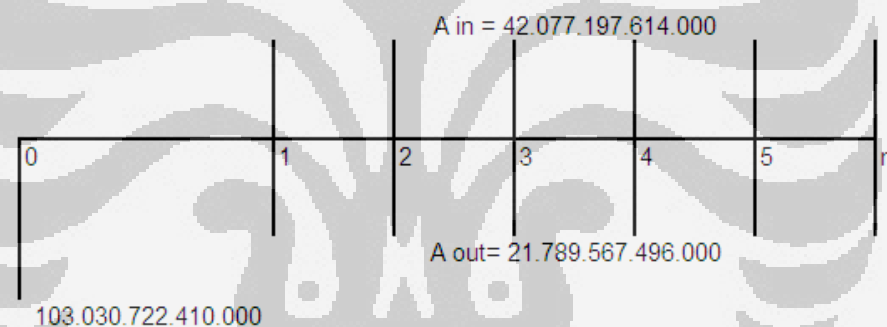
serta beroperasi pada 90% dari kapasitas maka diperoleh pendapatan sebesar Rp. 42.077.197.614.000

### CASH OUT

Tabel 4.23 Biaya Kilang CBTL produk Rp. 8.500

BIAYA - BIAYA	IDR
BIAYA PEMBANGUNAN KILANG	103.030.722.410.000
BIAYA BAHAN BAKU/TAHUN	17.668.338.600.000
BIAYA O&M /TAHUN	4.121.228.896.000

Berdasarkan tabel 4.23 diatas terlihat biaya pembangunan kilang CBTL sebesar Rp. 103.030.722.410.000, biaya bahan baku per tahun sebesar Rp. 17.668.338.600.000 dan biaya operasi dan pemeliharaan (biaya O&M) sebesar Rp. 4.121.228.896.000.



Gambar 4.6 Cash Flow Harga Gasoline dan Diesel Rp. 8.500

### NPV(NET PRESENT VALUE)

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A, 12\%, 20) \\ + 42.077.197.614.000 (P/A, 12\%, 20)$$

Dari tabel *Compound Interest Factor* diperoleh  $(P/A, 12\%, 20) = 7,469$  sehingga:

$$\text{NPV} = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (7,469) \\ + 42.077.197.614.000 (7,469)$$

$$\text{NPV} = 48.497.586.935.000$$

**NPV bernilai (+) positif sehingga investasi layak.**

**IRR (i)**

Untuk memperoleh IRR dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

$$NPV = - 103.030.722.410.000 - 21.789.567.496.000 (P/A,i, 20)$$

$$+ 42.077.197.614.000 (P/A,i,20)$$

$$0 = - 103.030.722.410.000 + 20.287.630.117.000 (P/A,i, 20)$$

$$(P/A, i,20) = 5,08 \implies \text{Dari tabel } \textit{Compound Interest Factor} \text{ diperoleh}$$

$$i = 19,14\%$$

**PBP (Pay Back Period)**

Tabel 4.24 Tabel Pay Back Periode Harga Produk Rp. 8.500

TAHUN	BIAYA	PENDAPATAN	SELISIH
1	124.820.289.907.134	42.077.197.613.680	(82.743.092.293.455)
2	146.609.857.403.563	84.154.395.227.360	(62.455.462.176.203)
3	168.399.424.899.991	126.231.592.841.039	(42.167.832.058.952)
4	190.188.992.396.419	168.308.790.454.719	(21.880.201.941.700)
5	211.978.559.892.847	210.385.988.068.399	(1.592.571.824.448)
6	233.768.127.389.276	252.463.185.682.079	18.695.058.292.803

Dari tabel 4.24 dapat terlihat bahwa Pay Back Periode untuk harga produk gasoline dan diesel Rp. 8.500 tercapai pada periode **tahun ke-5 – tahun ke-6**.

Rangkuman Analisa Keekonomian di atas dapat dilihat pada tabel (4.25) di bawah:

Tabel 4.25 Rangkuman Analisa Keekonomian

PARAMETER	HARGA PRODUK GASOLINE DAN DIESEL				
	Rp. 6.500	Rp. 7.000	Rp. 7.500	Rp. 8.000	Rp. 8.500
NPV	(25.158.547.288.164,40)	(6.744.513.732.361,87)	11.669.519.823.440,60	30.083.553.379.243,10	48.497.586.935.045,60
IRR (%)	7,92	11,00	13,88	16,58	19,14
PBP (TAHUN)	-	-	6-7 TAHUN	5-6 TAHUN	5-6 TAHUN

Berdasarkan Tabel 4.25 terlihat bahwa pada harga produk gasoline dan diesel sebesar Rp. 6.500 – Rp. 7.000 maka Kilang BBM sintetis dari batubara dan biomassa tidak layak didirikan. Kilang BBM sintetis dari batubara dan biomassa layak didirikan pada harga produk gasoline dan diesel sebesar Rp. 7.500 dengan Pay back periode selama 6-7 tahun. Apabila harga produk

gasoline dan diesel sebesar Rp. 8.000 dan Rp. 8.500 maka modal akan kembali pada tahun 5 – 6.

### 4.3. Analisis Strategi Pendanaan dan Kebijakan

Sumber dana yang dibutuhkan untuk membangun kilang ini adalah sebagai berikut:

Tabel 4.26 Biaya Kilang CBTL

BIAYA - BIAYA	IDR
BIAYA PEMBANGUNAN KILANG	103.030.722.410.000
BIAYA BAHAN BAKU/TAHUN	17.668.338.600.000
BIAYA O&M /TAHUN	4.121.228.896.000

Biaya ini salah satunya dapat dipenuhi dengan cara pengurangan subsidi BBM bersubsidi secara bertahap. Berdasarkan perhitungan dari Kementerian ESDM pengurangan subsidi BBM bersubsidi dengan menaikkan BBM bersubsidi sebesar Rp. 1.500 akan dapat menghemat anggaran sebesar Rp. 36,6 Triliun per Tahun. Sehingga apabila pengurangan subsidi dimulai dari tahun 2013 maka pada tahun 2016 (4 tahun), 1 (satu) kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa dapat mulai dibangun. Sedangkan untuk kilang BBM sintetik yang selanjutnya dapat dibangun secara bertahap.

## BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 KESIMPULAN

Dari studi “Kelayakan Pemanfaatan BBM Sintetik dari Batubara dan Biomassa Untuk Memenuhi Kebutuhan Dalam Negeri” diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

#### a. LOKASI

Kilang BBM sintetik dari batubara dan sekam padi direkomendasikan untuk dibangun di Sumatera dan Kalimantan secara bertahap.

#### b. KAPASITAS KILANG BBM SINTETIK

Kapasitas kilang BBM sintetik yang direkomendasikan sebesar 104.415 bbl/day. Dengan kapasitas ini kebutuhan BBM (premium dan solar) memang belum dapat terpenuhi. Untuk memenuhi kebutuhan baik gasoline maupun diesel pada tahun 2020 maka idealnya diperlukan sekitar 11 kilang dengan kapasitas ini dengan asumsi 60% kebutuhannya dapat dipenuhi dari kilang minyak eksisting. 11 kilang ini dapat dibangun secara bertahap.

#### c. HARGA PRODUK (GASOLINE DAN DIESEL)

Setelah melihat hasil analisa keekonomian , maka produk gasoline dan diesel direkomendasikan dijual dengan harga minimal Rp. 7.500 per liter. Dengan harga Rp. 7.500 maka modal akan kembali pada tahun ke ke 6-7. Apabila dibandingkan dengan harga jual BBM bersubsidi jenis premium atau solar yaitu sebesar Rp. 4.500 maka harga jual minimal produk gasoline dan diesel dari kilang BBM cair memang masih tinggi. Namun apabila dibandingkan dengan harga keekonomian BBM jenis premium dan solar yang saat ini besarnya Rp. 9.000 per liter dan akan semakin naik dengan semakin meningkatnya harga minyak dunia maka produk gasoline dan solar dari kilang BBM sintetik akan sangat kompetitif.



#### d. SUMBER DANA

Sumber dana yang dibutuhkan untuk membangun kilang terdiri dari: biaya pembangunan kilang sebesar Rp. 103.030.722.410.000, biaya bahan baku sebesar Rp. 17.668.338.600.000 per tahun dan biaya O&M Rp. 4.121.228.896.000 per tahun. Biaya ini direkomendasikan untuk dipenuhi dengan cara pengurangan subsidi BBM bersubsidi secara bertahap. Berdasarkan perhitungan dari Kementerian ESDM pengurangan subsidi BBM bersubsidi dengan menaikkan BBM bersubsidi sebesar Rp. 1.500 akan dapat menghemat anggaran sebesar Rp. 36,6 Triliun per Tahun. Sehingga apabila pengurangan subsidi dimulai dari tahun 2013 maka pada tahun 2016 (4 tahun), 1 (satu) kilang BBM sintetik dari batubara dan biomassa dapat mulai dibangun. Sedangkan untuk kilang BBM sintetik yang selanjutnya dapat dibangun secara bertahap.

## 5.2 SARAN

- a. Perlu adanya analisis lebih lanjut mengenai manajemen resiko pembangunan kilang BBM sintetik dari Batubara dan Biomassa di Indonesia.
- b. Perlu adanya analisis mengenai pemanfaatan produk samping biomassa yang berupa bahan kimia.
- c. Perlu adanya keseriusan mengenai kebijakan Pemerintah dalam hal pembangunan kilang BBM sintetik agar iklim investasi semakin baik sehingga kilang BBM sintetik dapat semakin bertambah dalam rangka pemenuhan kebutuhan BBM dalam negeri.

## DAFTAR PUSTAKA

- a. Andrews, A., "Fischer-Tropsch Fuels From Coal, Natural Gas, and Biomass: Background and Policy", March 2008, 7-20.
- b. Boerrigter, H., "Economy of Biomass-to-Liquids (BTL) plants", May 2006, 17-22.
- c. BPPT, "Outlook Energi Indonesia ", 2010, 112 - 125.
- d. BPPT, "Buku Putih Energi Indonesia 2005-2025", Jakarta, 2006, 66.
- e. Cicero, D.C., "Coal-to-Liquids in the United States: Status and Roadmap", June 2008, 30.
- f. Mardiana G., Mahardika R., "Pemanfaatan Limbah Biomass Sebagai Bahan Bakar Alternatif Dalam Kegiatan Co-Processing Di Semen Gresik", Seminar Rekayasa Kimia dan Proses 2010, 2010, 3.
- g. World Coal Institute, "Sumber Daya Batubara", 2009, 4.
- h. Kreutz, T.G., Larson, E.D., Liu G., and Williams, R.H., "Fischer-Tropsch Fuels from Coal and Biomass", Proceedings of the 25<sup>th</sup> Annual International Pittsburgh Coal Reference, Pennsylvania, USA, September 2008, 26 -58.
- i. Jenkins, B., Baxter, L., Miles, T., Miles Jr, T. "Combustion Properties of Biomass," 1998, 27.
- j. Larson, E.D., Jin, H., and Celik, F., "Large-Scale Gasification-Based Co-Production of Fuels and Electricity from Switchgrass", submitted 2006, 3-5.
- k. Larson, E.D., Williams, R.H., and Jin, H., "Fuels and electricity from biomass with CO<sub>2</sub> capture and storage," Proceedings of the 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norway, June 2006, 2-3.
- l. Larson, E.D. and Jin, H., "Biomass Conversion to Fischer-Tropsch Liquids: Preliminary Energy Balances," Proceedings of the 4th Biomass Conference of the Americas, Elsevier Science, Oxford, UK, , 1999, 6.
- m. Leland Blank., Athony Tarquin., "Engineering Economy 5<sup>th</sup> edition", 2002.
- n. Majd, S., "A Financial Analysis Of Synthetic Fuel Technologies", June 1979, 54-68.
- o. Peraturan Menteri No.32 Tahun 2008 tentang Penyediaan, Pemanfaatan dan Tata Niaga Bahan Bakar Nabati (*Biofuel*) Sebagai Bahan Bakar Lain.
- p. Putra, Sodikin Mandala, "Biomassa Sumber Energi Masa Depan Indonesia", 2009, 3-4.

- q. Rahmim, I.R., "The Promises and Limitations of Gas-to-Liquids Technology", presentation at Global Forum on Natural Gas , Galveston, Texas, May 2004, 7.
- r. Rajvanshi, A.K., "Biomass Gasification", Maharashtra, India, 1986, 10-13.
- s. Sasongko, D., "A Brief Overview On Coal Liquefaction In Indonesia", Januari 2011, 7.
- t. Suwono, A., "National Energy Situation And Study Of Biomass Potential For Sustainable Electric Power Generation Indonesian Case", makuhari, Oktober 2006, 9.
- u. Suwanto, S., Mamat., Sugiyatno., "Potensi Limbah Pengolahan Kayu dan Biomassa Lainnya Sebagai Sumber Listrik Di Indonesia", 1998, 4-8.
- v. Williams, R.H., Larson, E.D., and Jin, H., "Synthetic fuels in a world with high oil and carbon prices", Proceedings of the 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norway, June 2006, 5-6.
- w. Witono, J.A., "Teknologi Gas-To-Liquid (GTL): Alternatif Peningkatan Nilai Tambah Gas Bumi", 2006, 3-6.
- x. Van Ree, R., Van der Drift, A., Zwart, R.W.R., Boerrigter, H., "Market Competitive Fischer-Tropsch diesel production ", July 2005, 12.