



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS KELAYAKAN TERINTEGRASI  
TERHADAP SOLUSI PENURUNAN UNJUK KERJA  
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS SUAR  
BAKAR (PLTG) TANJUNG JABUNG**

**TESIS**

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

**Oleh :**

**SUGITO**


**0906579084**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA  
KEKHUSUSAN MANAJEMEN GAS  
DEPOK  
JULI 2011**

## HALAMAN PERNYATAAN ORSINILITAS

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

Nama : Sugito  
NPM : 0906579084

Tanda Tangan :   
Tanggal : 5 Juli 2011



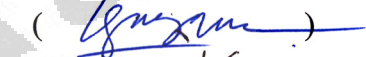
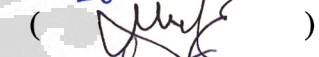

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Sugito  
N P M : 0906579084  
Program Studi : Teknis Kimia, Kekhususan Manajemen Gas  
J u d u l : Analisis Kelayakan Terintegrasi terhadap Solusi  
Penurunan Unjuk Kerja Pembangkit Listrik Tenaga Gas  
Suar Bakar (PLTG) Tanjung Jabung

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar **Magister Teknik pada program studi Teknik Kimia Kekhususan Manajemen Gas, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia**

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing	: Prof. Dr. Ir. M. Nasikin, M. Eng.	(  )
Pembimbing	: Ir. Sutrasno Kartohardjono, MSc., Phd.	(  )
Penguji	: Kamarza Mulia, PhD.	(  )
Penguji	: Ir. Sukirno, M.Eng., Phd.	(  )
Penguji	: Ir. Mahmud Sudibandriyo, M.Eng., Phd.	(  )

Ditetapkan di : Kampus UI Depok

Tanggal : 5 Juli 2011

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Program Studi Teknik Kimia Kekhususan Manajemen Gas pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada :

1. Prof. Dr. Ir. M. Nasikin, MEng. dan Prof. Ir. Sutrasno Kartohardjono, MSc., Phd., selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam menyusun tesis ini.
2. Kamarza Mulia, Phd., Ir. Sukirno, M.Eng. PhD. dan Ir. Mahmud Sudibandriyo, M.Eng. PhD., selaku dosen penguji yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikirannya untuk menguji dan menyempurnakan tesis ini.
3. Istri dan anak-anak yang telah memberikan bantuan, dorongan dan semangat untuk menyelesaikan penyusunan tesis ini.
4. Teman-teman Enjiniring di WIKA, Teman Konsultan dari LPEM UI, Sahabat saya Ade Faisal yang memberi banyak masukan tentang teknologi gas dan LPG
5. Para pihak yang tidak saya sebutkan namun sangat banyak membantu saya untuk menyelesaikan tesis ini,

Akhir kata saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Depok, 5 Juli 2011



(Sugito)

## HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TESIS UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademis Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

N a m a : S u g i t o

N P M : 0906579084

Program Studi : Teknik Kimia, Kekhususan Manajemen Gas

Departemen : Teknik Kimia

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : Tesis

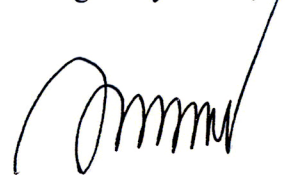
Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul : Analisis Kelayakan Terintegrasi terhadap Penurunan Unjuk Kerja Pembangkit Listrik Tenaga Gas Suar Bakar (PLTG) Tanjung Jabung, beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan mempublikasikan tesis saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Kampus Depok UI

Pada tanggal : 5 Juli 2011

Yang menyatakan,



( S u g i t o )

## ABSTRAK

**N a m a** : S u g i t o  
**Program Studi** : Teknik Kimia, Kekhususan Manajemen Gas  
**J u d u l** : Analisis Kelayakan Terintegrasi terhadap Solusi  
Penurunan Unjuk Kerja Pembangkit Listrik Tenaga Gas  
Suar Bakar (PLTG) Tanjung Jabung

Tesis ini membahas tentang masalah menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik tenaga gas suar bakar (*gas flare*) di lapangan migas Ripah, Tanjung Jabung. Analisis permasalahan secara terintegrasi dilakukan dengan menggunakan metode teknik termodinamika untuk mengetahui penyebab utama menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik tersebut yang akan menjadi dasar untuk menentukan solusi yang tepat terhadap permasalahan tersebut. Metode analisis lain yang digunakan adalah kelayakan keuangan berdasarkan arus kas keuangan sehingga dapat diketahui layak atau tidaknya solusi tersebut apabila diimplementasikan. Dari hasil analisis tersebut akan dapat diketahui bahwa pemanfaatan gas suar bakar yang optimum untuk pembangkit listrik maupun pemanfaatan sebagai bahan bakar LPG.

**Kata kunci :**  
Gas suar bakar, PLTG Jabung, Solusi terintegrasi

## ABSTRACT

Name : Sugito  
Study Program : Chemical Engineering, Gas Management Concentration  
Subject : Integrated Feasibility Analysis of the Solution Decrease  
in Performance Power Plant Gas Flaring Tanjung Jabung

This thesis discusses the problem of declining performance of the flare gas power plant in oil and gas fields Ripah, Tanjung Jabung. Integrated analysis is done by using technical methods to determine the thermodynamic performance of the main cause of decline in the power plant that will be the basis for determining the appropriate solution to the problem. Another analytical method used is based on the financial feasibility of financial cash flows that can be known whether a solution is feasible or if it is implemented. From the results of the analysis will be known that the utilization of flared gas for electricity generation and optimum utilization of LPG as fuel.

Keywords : Flare gas, Jabung Gas Power, Integrated Solution.

## DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORSINILITAS .....	ii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TESIS	
UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS .....	v
ABSTRAK .....	vi
DAFTAR ISI .....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	x
DAFTAR TABEL .....	xi
DAFTAR LAMPIRAN .....	xii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
I.1. LATAR BELAKANG .....	1
I.2. RUMUSAN MASALAH .....	3
I.3. TUJUAN PENELITIAN .....	3
I.4. BATASAN MASALAH .....	4
I.5. METODE PENELITIAN .....	5
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>7</b>
II.1. GAS SUAR BAKAR (GSB) .....	7
II.2. REGULASI PEMERINTAH TENTANG GSB .....	11
II.3. PEMANFAATAN GAS SUAR BAKAR .....	13
II.3.1. Pembangkit Listrik .....	15
III.3.1.1. Turbin Gas .....	16
III.3.1.2. Mesin Gas ( <i>Gas Engine</i> ) .....	19



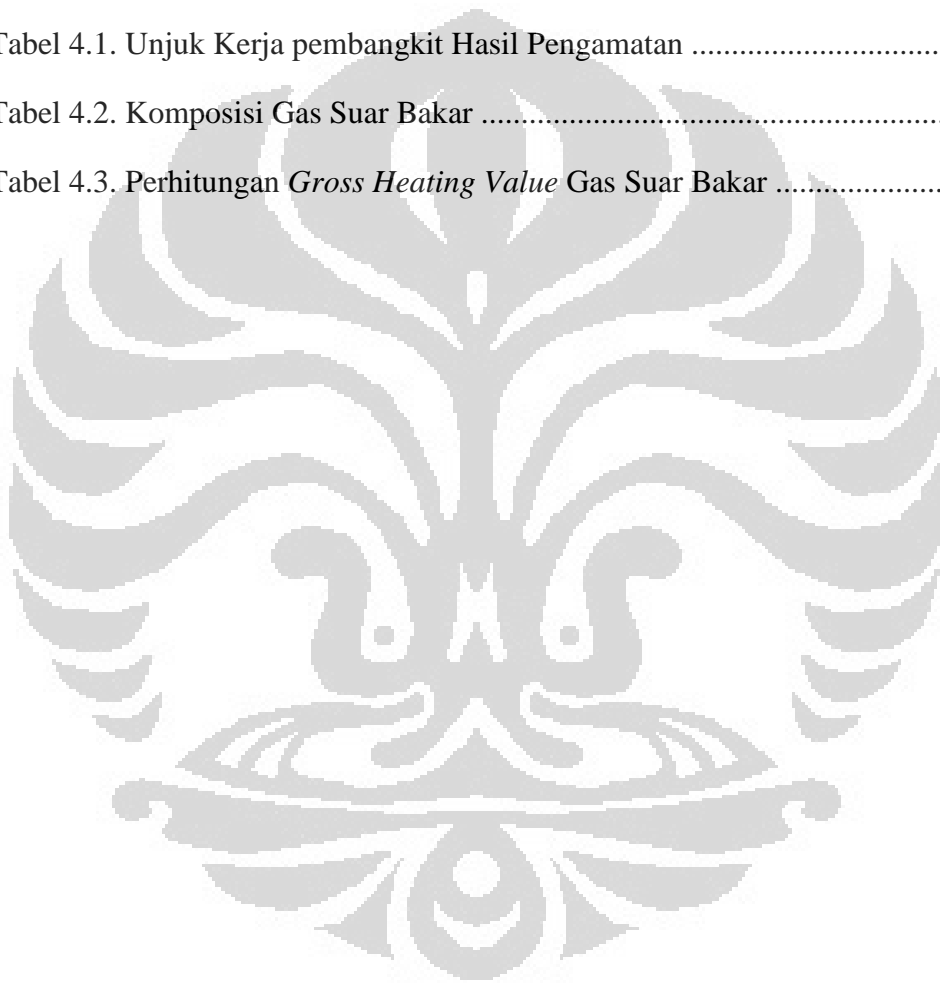
II.3.2. Bahan Baku Produk Gas Alam Cair .....	23
III.3.2.1. Gas Alam Cair (LNG) .....	24
III.3.2.2. Elpiji ( <i>Liquid Petroleum Gas-LPG</i> ).....	26
<b>BAB III METODE PENELITIAN .....</b>	<b>31</b>
III.1. TEMPAT PENELITIAN STUDI KASUS .....	31
III.2. PROSEDUR PENELITIAN .....	31
III.2.1. Pengumpulan Data .....	32
III.2.2. Inventarisasi dan Pengolahan Data .....	32
III.2.3. Analisis Data .....	33
III.2.4. Simulasi Kelayakan Ekonomi .....	34
III.2.5. Kesimpulan dan Rekomendasi .....	36
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>37</b>
IV.1. UNJUK KERJA PEMBANGKIT LISTRIK .....	37
IV.2. KOMPOSISI GAS SUAR BAKAR .....	41
IV.3. SOLUSI MENURUNKAN NILAI PANAS GAS .....	44
IV.4. PERHITUNGAN KELAYAKAN EKONOMI .....	45
<b>BAB V KESIMPULAN .....</b>	<b>48</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>49</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>51</b>

## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Diagram Alir Produksi Minyak dan Gas .....	7
Gambar 2.2. Volume Gas Suar Bakar Global dan Emisi Gas CO <sub>2</sub> .....	8
Gambar 2.3. Proyeksi Produksi Minyak Dunia dan Trend Gas Suar Bakar .....	8
Gambar 2.4. Proyeksi Total Emisi Gas Rumah Kaca di Indonesia .....	9
Gambar 2.5. Sebaran Potensi Gas Suar Bakar di Indonesia .....	10
Gambar 2.6. Kebijakan Praktis Utilisasi GSB di Rusia .....	13
Gambar 2.7. Skema Proses <i>Recovery</i> Gas Suar Bakar .....	14
Gambar 2.8. Penentuan Jenis Pembangkit berdasarkan Daya & Thermal .....	16
Gambar 2.9. Siklus Brayton untuk Turbin Gas .....	17
Gambar 2.10. Perbandingan Sistem Pembangkit <i>Conventional</i> dan CHP.....	18
Gambar 2.11. Turbin Gas Siklus Terbuka dan Tertutup .....	19
Gambar 2.12. Putaran Piston 2 Langkah dan 4 Langkah Mesin Gas .....	21
Gambar 2.13. Siklus Mesin Diesel (Tenaga Gas) .....	21
Gambar 2.14. Pemanfaatan Gas sebagai Bahan Baku Produk Gas Cair .....	23
Gambar 2.15. Proses <i>Liquefaction</i> Gas Alam Cair Sistem SMR .....	25
Gambar 2.16. Skematik Pemanfaatan Gas Suar Bakar menjadi Elpiji .....	27
Gambar 2.17. Diagram Skema Teknologi <i>LPG Plant</i> di Kaji Semoga .....	29
Gambar 2.18. Konsumsi Energi Listrik <i>LPG Plant</i> Hazira .....	30
Gambar 2.19. Kebutuhan dan Suplai <i>LPG</i> di Indonesia .....	30
Gambar 3.1. Skema Prosedur Penelitian .....	32
Gambar 4.1. Korelasi antara <i>Heating Value</i> dan <i>Gen.Output Power</i> .....	40
Gambar 4.2. Produk Hasil <i>Mini LPG Plant</i> .....	45

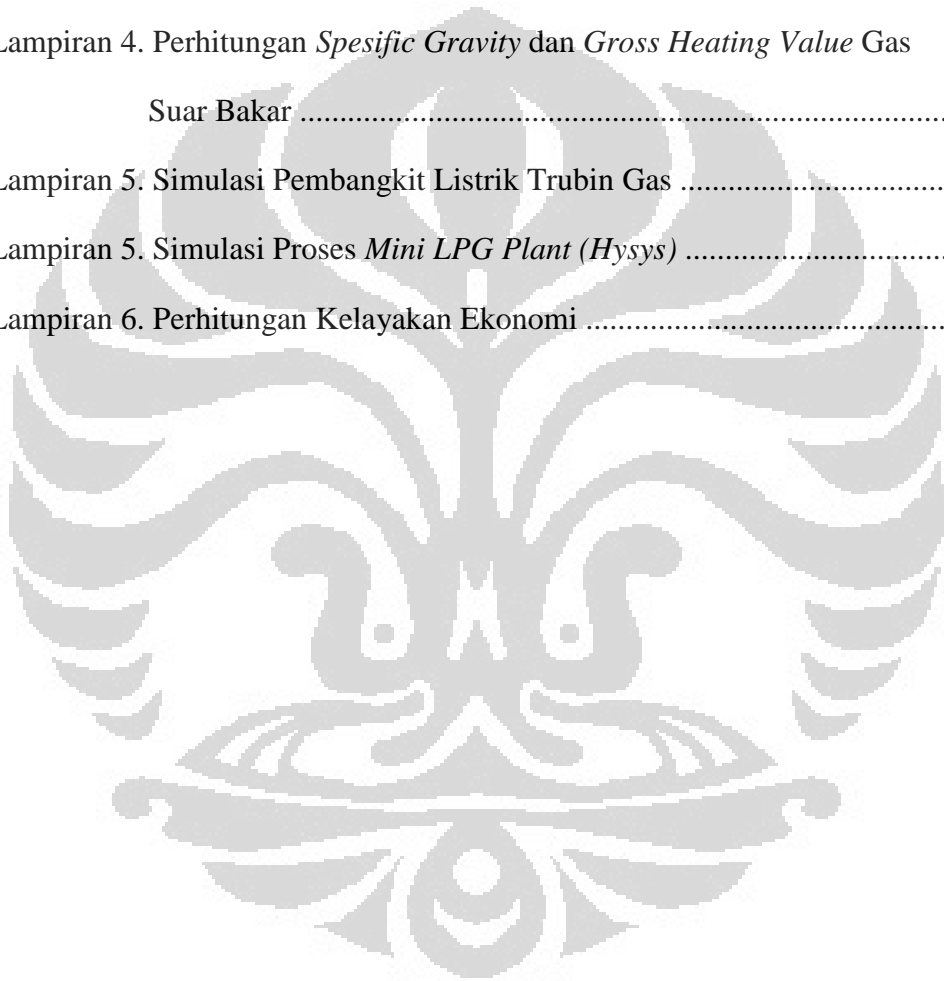
**DAFTAR TABEL**

	Halaman
Tabel 2.1. Perbandingan Biaya Pembangkit Listrik .....	15
Tabel 2.2. Perbandingan Beberapa Sistem <i>Liquefaction</i> LNG .....	24
Tabel 2.3. Komposisi Gas Suar Bakar di Lapangan Kaji Semoga .....	28
Tabel 4.1. Unjuk Kerja pembangkit Hasil Pengamatan .....	38
Tabel 4.2. Komposisi Gas Suar Bakar .....	42
Tabel 4.3. Perhitungan <i>Gross Heating Value</i> Gas Suar Bakar .....	43



## DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran 1. Profil Produksi Gas Suar Bakar di Indonesia (2007 – 2016).....	51
Lampiran 2. Gasa Suar Bakar yang akan direduksi .....	52
Lampiran 3. Data Kapasitas Suplai Tenaga Listrik (8-14 Maret 2011) .....	53
Lampiran 4. Perhitungan <i>Spesific Gravity</i> dan <i>Gross Heating Value</i> Gas Suar Bakar .....	60
Lampiran 5. Simulasi Pembangkit Listrik Trubin Gas .....	64
Lampiran 5. Simulasi Proses <i>Mini LPG Plant (Hysys)</i> .....	65
Lampiran 6. Perhitungan Kelayakan Ekonomi .....	66



# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1. LATAR BELAKANG

Secara umum ada dua sumber utama emisi gas-gas rumah kaca dari kegiatan eksplorasi minyak dan gas yaitu :

- Gas suar bakar yang dihasilkan dari eksplorasi, eksploitasi dan pemurnian;
- Gas CO<sub>2</sub> dari kebocoran pada proses produksi (dari sumur, pipa, kilang dan pabrik gas petroleum atau gas alam).

Pada kegiatan eksplorasi, eksploitasi dan pemurnian minyak, terdapat gas berupa associated gas sebagai produk sampingan yang dibakar sebelum dibuang ke atmosfer. Gas inilah yang disebut gas suar bakar (*gas flare*) yang akan di bahas selanjutnya dalam penelitian ini.

Beberapa perjanjian jual beli gas suar bakar untuk dimanfaatkan sebagai energi dan produk gas alam cair telah ditandatangani seperti misalnya di Lapangan Ripah, Tanjung Jabung, Jambi dengan kisaran volumen sekitar 2,75 BSCF yang dimanfaatkan untuk pembangkit listrik (*Arif, 2010*). Volume gas suar bakar di Indonesia sudah mencapai 357 MMSCFD, sedangkan rencana pemanfaatan gas suar bakar hingga saat ini baru mencapai 183,6 MMSCFD (*Machmuddin, 2010*).

Permasalahan menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik gas suar bakar dari lapangan migas Ripah dibawah 80 % dari target kontrak pembangkitan dengan PLN sebesar 9,50 MW merupakan kasus yang menarik untuk dikaji. Karena pembahasan mengenai kasus menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik yang menggunakan gas suar bakar sangat sulit ditemui, termasuk pembahasan secara komperhensif dan terintegrasi yang memadukan upaya pemanfaatan gas suar bakar yang dilihat bukan saja terhadap permasalahan mereduksi dampak terhadap lingkungan, tetapi lebih melihat pada upaya mengatasi permasalahan dengan tidak mengabaikan pengaruhnya terhadap peningkatan kinerja usaha. Mengintegrasikan pemecahan permasalahan dari sudut pandang ilmu teknik seperti termodinamika,

pemanfaatan gas suar bakar sebagai produk gas lain dan kajian kelayakan usaha merupakan solusi yang akan dikembangkan pada pembahasan selanjutnya mengenai studi kasus menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar gas suar bakar dari lapangan Ripah, Tanjung Jabung.

Hipotesis awal terkait kasus tersebut dapat disebabkan oleh kinerja dari mesin pembangkit atau kualitas bahan bakar gas suar bakar yang digunakan, atau keduanya. Hubungan antara persyaratan bahan bakar berupa gas suar bakar yang digunakan untuk pembangkit listrik dengan persyaratan mesin pembangkit listrik merupakan hal utama yang akan dibahas. Spesifikasi mesin pembangkit dengan standar universal tentunya merupakan hal baku yang pada saat pemilihannya tentu telah dipertimbangkan secara teknis, sedangkan dari sisi bahan bakar gas suar bakar merupakan hal yang sulit diprediksi secara pasti karena terkait sumber daya alam yang kualitas dan spesifikasinya tidak dapat diduga secara pasti. Pengkajian bahan bakar terutama kaitannya dengan nilai panas yang dihasilkan karena merupakan hal utama yang dibutuhkan sebagai penggerak mula dari mesin pembangkit, baik turbin gas maupun mesin gas akan menjadi pokok bahasan utama untuk menganalisis menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik.

Mutu gas suar bakar dan unjuk kerja pembangkit listrik yang diamati selama periode 8 – 14 Maret 2011, menjadi bahan analisis yang akan dibahas lebih mendalam terutama untuk memenuhi persyaratan spesifikasi bahan bakar gas yang pada umumnya dipersyaratkan untuk pembangkit listrik. Berikut spesifikasi bahan bakar gas yang dipersyaratkan untuk pembangkit listrik sesuai dengan peralatan pembangkit yang ada adalah :

- Kadar Hidrogen : < 4 % dari volume
- Kadar CO : < 12,5 % dari volume
- Spesifik Gravitasi : 0,775 – 0,875
- Tekanan Uap : maksimum 3 psia
- Kadar Aromatik : 35 % dari volume maksimum
- Kadar Olefins & Diolefins : 5 % dari volume maksimum

- Gross Heating Value : 900 – 1100 BTU/ft<sup>3</sup>
- Kadar Carbon reaidu : 0,35 % maksimum
- Kadar ash : 0,005 % dari maksimum berat

Mengingat spesifikasi gas suar bakar dari lapangan migas Ripah merupakan pemberian yang baku dari alam, maka upaya untuk mengolah gas tersebut menjadi bahan bakar yang memenuhi persyaratan pembangkit merupakan solusi yang akan di tempuh untuk mengatasi permasalahan tersebut, tanpa mengabaikan kepentingan pokok untuk memenuhi kontrak suplai listrik yang sudah berjalan. Pengolahan gas tentunya memerlukan investasi yang cukup mahal, sehingga secara terintegrasi pilihan solusi akan dikaji secara perhitungan kelayakan dari sisi keuangan dengan kaidah arus kas (*cashflow*) untuk melihat tingkat kelayakan investasi terhadap bunga pinjaman. Apabila dianggap layak maka solusi itu menjadi jalan keluar yang dapat diimplementasikan.

## **I.2. RUMUSAN MASALAH**

Masalah menurunnya unjuk kerja (*performance*) pembangkit listrik yang menggunakan gas suar bakar dari lapangan Ripah, Tanjung Jabung, merupakan kasus nyata yang perlu dicarikan pemecahannya secara komperhensif dan terintegrasi. Unjuk kerja pembangkit listrik yang dimaksud adalah ratio perbandingan antara kapasitas energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit terhadap kapasitas terpasang dari pembangkit tersebut. Analisis terintegrasi yang dimaksud adalah kajian secara teknik dan keekonomian yang diharapkan akan memberikan gambaran yang menyeluruh tentang solusi yang layak untuk dilakukan.

## **I.3. TUJUAN PENELITIAN**

Tujuan penelitian terhadap penurunan unjuk kerja pembangkit listrik berbahan bakar gas suar bakar adalah :

- a. Menganalisis penyebab menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik berbahan bakar gas suar bakar yang meliputi :
  - Analisis korelasi antara spesifikasi mutu gas suar bakar terhadap daya pembangkitan yang dihasilkan
  - Analisis korelasi antara spesifikasi mutu gas suar bakar terhadap efisiensi unjuk kerja mesin pembangkit gas dan turbin pembangkit gas
- b. Menganalisis kemungkinan alternatif pemecahan masalah yang layak untuk dilakukan melalui pendekatan :
  - Simulasi terhadap berbagai kemungkinan pemanfaatan gas suar bakar sesuai spesifikasi yang ada guna mendekati persyaratan yang diminta oleh mesin pembangkit gas dan turbin pembangkit gas.
  - Kajian kelayakan ekonomi terhadap alternatif pilihan pemecahan masalah yang dianggap layak untuk dilakukan
  - Mengintegrasikan alternatif solusi teknis dan kajian kelayakan ekonomi menjadi solusi yang komperhensif untuk mengatasi permasalahan menurunnya unjuk kerja pembangkit tersebut.

#### **I.4. BATASAN MASALAH**

Lingkup dari masalah yang akan dianalisis terkait penurunan unjuk kerja pembangkit listrik berbahan bakar gas suar bakar dari lapangan Ripah, Tanjung Jabung, Jambi adalah :

- a. Spesifikasi mutu gas suar bakar dibatasi hanya yang berasal dari lapangan Ripah, Tanjung Jabung, yang selama ini digunakan untuk pembangkit listrik dalam periode 8 – 14 Maret 2011.
- b. Mesin pembangkit gas dan turbin pembangkit gas yang akan dibahas terbatas pada spesifikasi mesin dan turbin yang digunakan pada pembangkit listrik berbahan gas suar di Tanjung Jabung dimana unjuk kerja yang digunakan sesuai pencatatan pada periode 8 – 14 Maret 2011.
- c. Simulasi yang dilakukan dibatasi pada upaya pemanfaatan gas suar bakar yang ada guna mendekati persyaratan yang diminta oleh mesin dan turbin pembangkit gas yang ada saat ini.



- d. Kajian kelayakan ekonomi yang dilakukan dibatasi pada perhitungan parameter kelayakan investasi terhadap pilihan prioritas pemecahan masalah yang dipilih dari hasil simulasi teknis, sehingga solusi tersebut dapat dikatakan layak untuk dilakukan

## **I.5. METODE PENELITIAN**

Metodologi penelitian yang digunakan merupakan studi kasus yang terjadi pada pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar gas suar bakar dari lapangan Ripah, Tanjung Jabung, Jambi, yang mengalami penurunan unjuk kerja. Analisis terhadap data yang didapat dari lapangan akan dilakukan melalui metode kualitatif dan kuantitatif terhadap :

- a. Unjuk kerja yang dihasilkan oleh mesin pembangkit dan turbin pembangkit berbahan bakar gas suar bakar.
- b. Analisis spesifikasi mutu gas suar bakar yang digunakan
- c. Analisis pemanfaatan gas suar bakar guna mendapatkan spesifikasi mutu gas suar bakar yang dipersyaratkan mesin dan turbin pembangkit listrik tertentu.
- d. Analisis perhitungan kelayakan ekonomi terhadap solusi yang akan dipilih untuk melihat tingkat kelayakan investasi

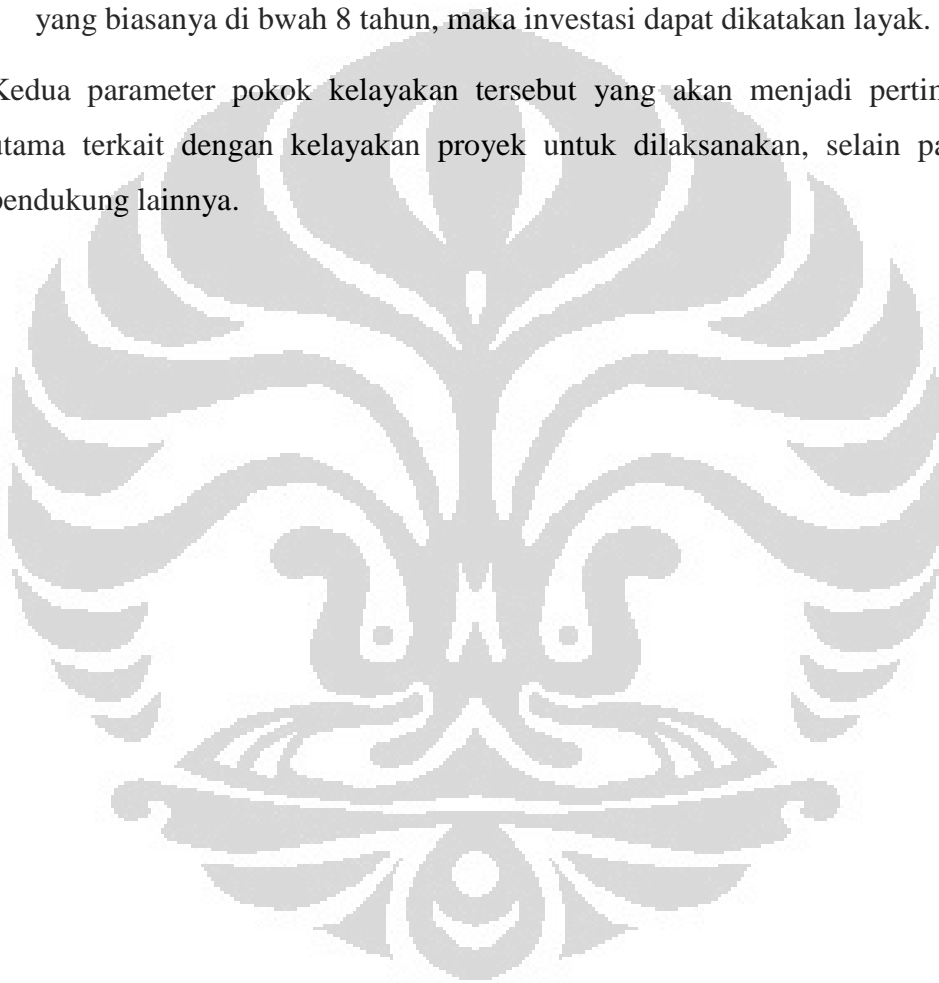
Data yang digunakan berdasarkan data yang diperoleh dari lapangan, baik yang terkait dengan spesifikasi mutu gas suar bakar dari lapangan Ripah, Tanjung Jabung, Jambi yang dimanfaatkan untuk pembangkit listrik, ataupun data unjuk kerja pembangkitan listrik yang didasarkan pada daya listrik yang dihasilkan pada periode 8 – 14 Maret 2011.

Metode analisis yang digunakan secara teknik menggunakan termodinamika baik terkait dengan mesin pembangkit dan gas suar bakar itu sendiri, serta teori pemanfaatan gas suar bakar menjadi produk gas lain. Hasil analisis secara teknis akan dikaji kelayakannya dengan menggunakan perhitungan kelayakan berdasarkan metode arus kas (*cashflow*). Metode ini lebih akurat karena perhitungan kelayakan tidak dilihat hanya dari kinerja laba rugi saja, tetapi lebih

pada pemasukan dan pengeluaran yang didasarkan pada perhitungan *cash* basis. Hasil perhitungan kelayakan ekonomi akan dianalisis terhadap beberapa parameter kelayakan sebagai berikut :

- Tingkat kelayakan investasi terhadap bunga pinjaman, apabila di dapat perhitungan minimal 5 basis poin dari tingkat suku bunga pinjaman yang berlaku maka dapat dikatakan layak
- Tingkat pengembalian pinjaman, apabila di bawah jangka waktu pinjaman yang biasanya di bawah 8 tahun, maka investasi dapat dikatakan layak.

Kedua parameter pokok kelayakan tersebut yang akan menjadi pertimbangan utama terkait dengan kelayakan proyek untuk dilaksanakan, selain parameter pendukung lainnya.

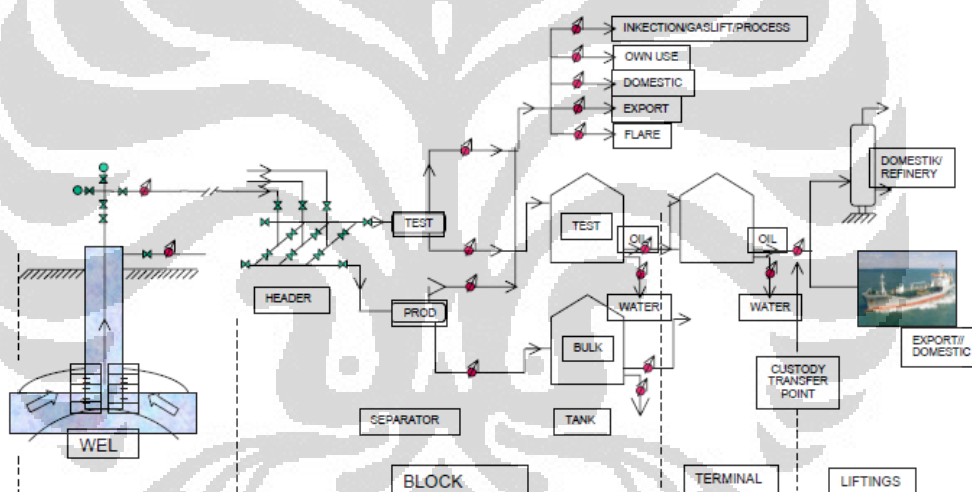


## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### II.1. GAS SUAR BAKAR (GSB)

Gas suar bakar (*gas flare*) merupakan produk sampingan dari proses eksplorasi dan eksploitasi sumur minyak, proses refinery dan proses petrokimia berupa associated gas. Pada umumnya gas suar bakar ini banyak berasal dari proses eksploitasi sumur minyak baik yang *onshore* maupun *offshore* seperti dapat terlihat pada gambar 2.1.

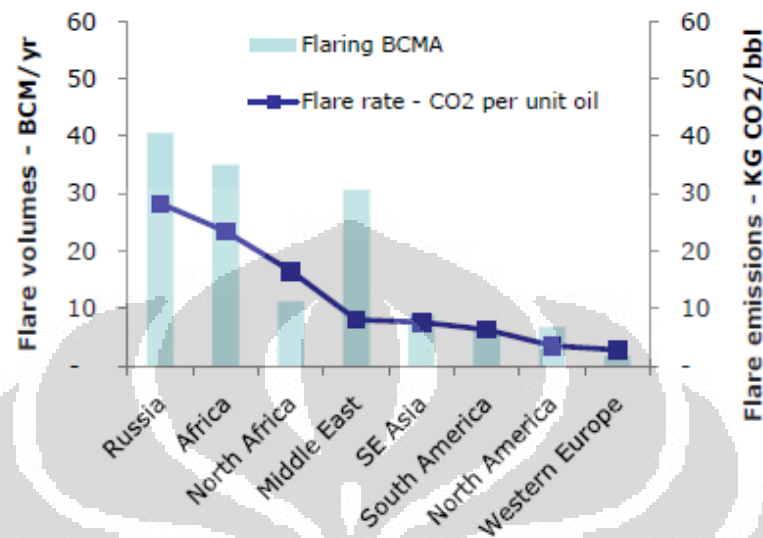


Gambar 2.1. Diagram Alir Produksi Minyak dan Gas

*Sumber : Indriani, 2005.*

Sebagai produk sampingan yang tidak ekonomis apabila didistribusikan ke pasar, gas suar bakar pada umumnya dibakar menghasilkan emisi gas CO, CO<sub>2</sub>, dan NO<sub>x</sub> yang dapat menyebabkan efek rumah kaca dan berkontribusi terhadap meningkatnya pemanasan global. Berdasarkan data yang direlease oleh Brithis Petroleum dapat diketahui bahwa total global gas suar bakar dari produksi minyak dunia pada tahun 2008 mencapai 139 BCM (billions cubic meter) per tahun atau sama dengan 13.448,61 MMSCFD (*Courban, 2010*). Besarnya emisi CO<sub>2</sub> yang

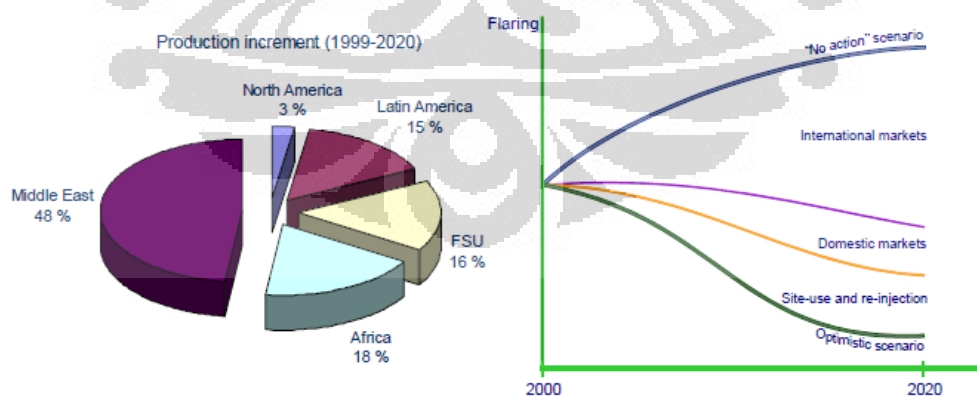
dihasilkan dalam satuan kilogram per barrel (bbi) produksi minyak untuk masing-masing region dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2. Volume Gas Suar Bakar Global dan Emisi Gas CO<sub>2</sub>

Sumber : Courban, 2010.

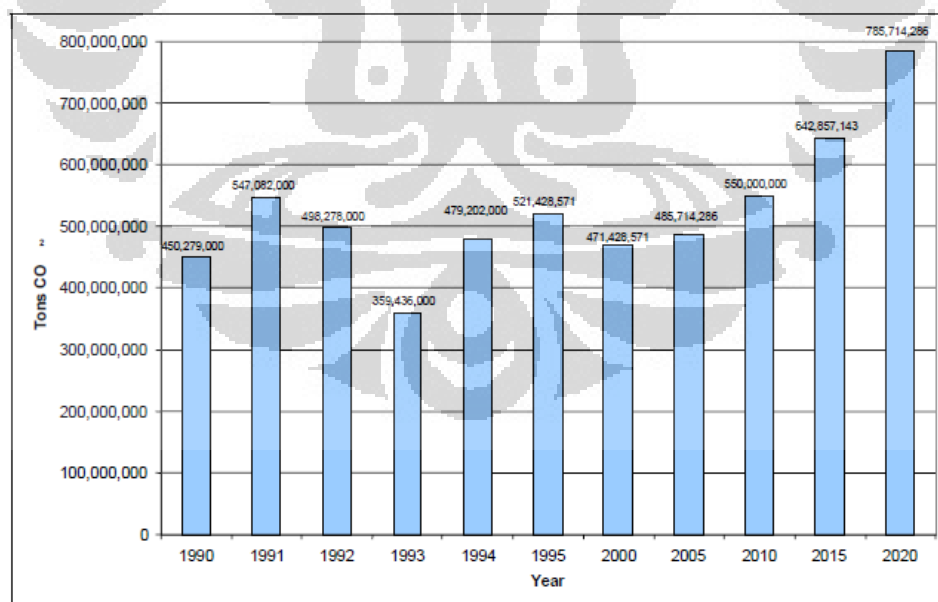
Kecenderungan produksi minyak dunia yang diproyeksikan akan terus meningkat hingga tahun 2020 seperti ditunjukkan pada Gambar 2.3. mempunyai korelasi yang erat terhadap kenaikan gas suar bakar yang dihasilkan.



Gambar 2.3. Proyeksi Produksi Minyak Dunia dan Trend Gas Suar Bakar

Sumber : Indriani, 2005.

Pemetaan yang dilakukan oleh lembaga *Energy Information Administration (EIA)*, USA dan lembaga *Global Gas Flaring Reduction (GGFR)* di bawah Bank Dunia pada tahun 2004 dapat disimpulkan bahwa kecenderungan kenaikan produksi gas suar bakar sampai tahun 2020 sangat dipengaruhi oleh kenaikan produksi minyak dunia. Pada Gambar 2.3. dijelaskan bahwa pada skenario tanpa aksi yang dilakukan akan membuat trend produksi gas suar bakar meningkat drastis, sebaliknya upaya skenario yang optimis seperti pemanfaatan gas suar bakar dan upaya menginjeksi kembali ke dalam sumur yang ditawarkan baik pada pasar domestik maupun internasional akan dapat mereduksi produksi gas suar bakar yang dibakar masuk ke atmosfer. Kondisi ini yang menjadi dasar bagi organisasi-organisasi dunia yang peduli pada lingkungan dan dampak pemanasan global untuk melihat permasalahan ini menjadi prioritas yang utama. Dari data BP MIGAS dan EIA pada tahun 2004 yang dihitung kembali dapat diketahui bahwa produksi gas suar bakar untuk negara-negara di Asia Tenggara dan India, Indonesia merupakan negara kontributor terbesar yang memberikan kontribusi terhadap produksi gas suar bakar sebesar 72,3 %, disusul India sebesar 11,8 %, Vietnam 5,5 %, Philipina 4,5 % dan Burma sebesar 1,6 %. (*Indriani, 2005.*)

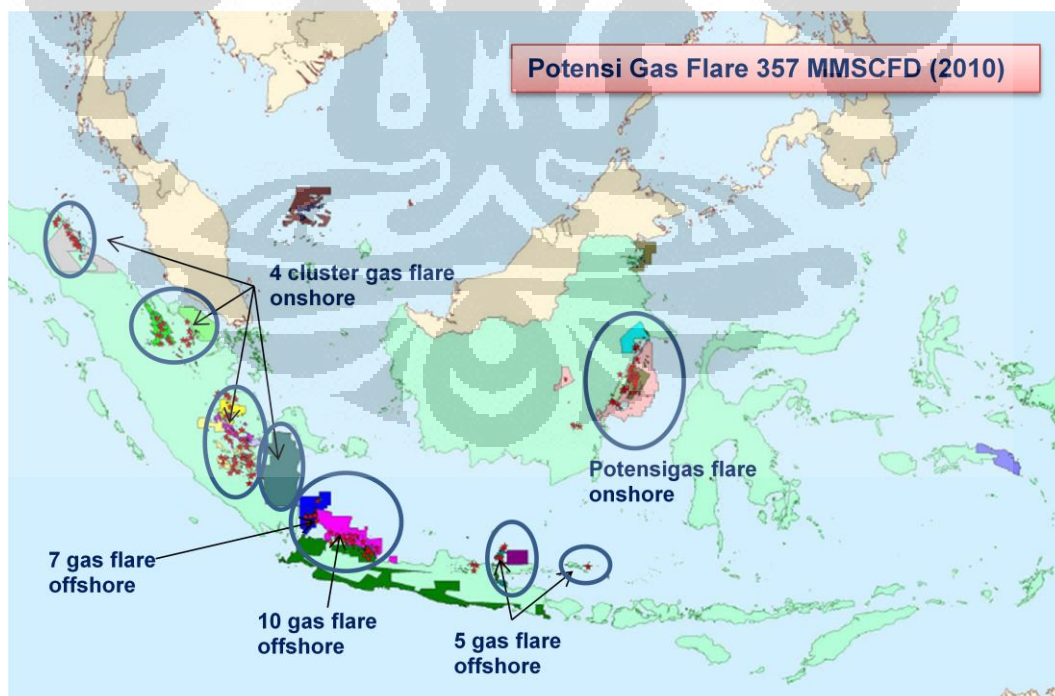


Gambar 2.4. Proyeksi Total Emisi Gas Rumah Kaca di Indonesia

Sumber : *Indriani, 2005.*

Dari hasil studi yang dilakukan oleh *National Strategy Study* (NSS) dari Kementerian Negara Lingkungan Hidup RI tentang *Clean Development Mechanism* di Indonesia, total tren emisi gas rumah kaca sampai tahun 2020 dapat dilihat pada Gambar 2.4. Kecenderungan emisi gas rumah kaca di Indonesia meningkat hingga tahun 2020. Kontribusi emisi gas rumah kaca dari gas suar bakar dalam kasus tersebut sebesar 2 – 4 % dari total emisi gas rumah kaca.

Potensi gas suar bakar di Indonesia berdasarkan informasi yang disiarkan oleh website Wakil Presiden RI dari hasil laporan Unit Kerja Presiden untuk Pengawasan dan Pengendalian Pembangunan pada tanggal 2 Nopember 2010, mencapai 357 MMSCFD, dimana sebesar 183,6 MMSCFD sudah dimanfaatkan dalam bentuk kerjasama, baik untuk pembangkit listrik maupun untuk bahan baku produk gas alam cair (*Machmuddin, 2010*). Pada Gambar 2.5. dapat dilihat sebaran potensi gas suar bakar dari lapangan minyak dan gas baik *offshore* maupun *onshore* di Indonesia.



Gambar 2.5. Sebaran Potensi Gas Suar Bakar di Indonesia

Sumber : Crosetti, 2006.

Potensi gas suar bakar dari kegiatan operasi lapangan minyak dan gas yang cukup besar dan tersebar di Indonesia merupakan prioritas yang penting untuk dapat direduksi, terutama terkait dengan komitmen dari Pemerintah Indonesia untuk turut serta peduli menurunkan emisi gas rumah kaca. Pemanfaatan gas suar bakar dalam upaya mereduksi dampak lingkungan terkait pemanasan global ke depannya akan semakin menarik dan menjadi prioritas pemerintah untuk mengembangkan industri minyak dan gas yang ramah lingkungan.

## **II.2. REGULASI PEMERINTAH TENTANG GSB**

Keberhasilan pemerintah dalam upaya mereduksi dampak emisi gas rumah kaca terkait pemanasan global akibat dari gas suar bakar dari lapangan produksi minyak dan gas di Indonesia, sangat tergantung pada regulasi dan kebijakan pemerintah. Beberapa regulasi yang berkaitan dengan penanganan gas suar bakar yang ada sebagai berikut :

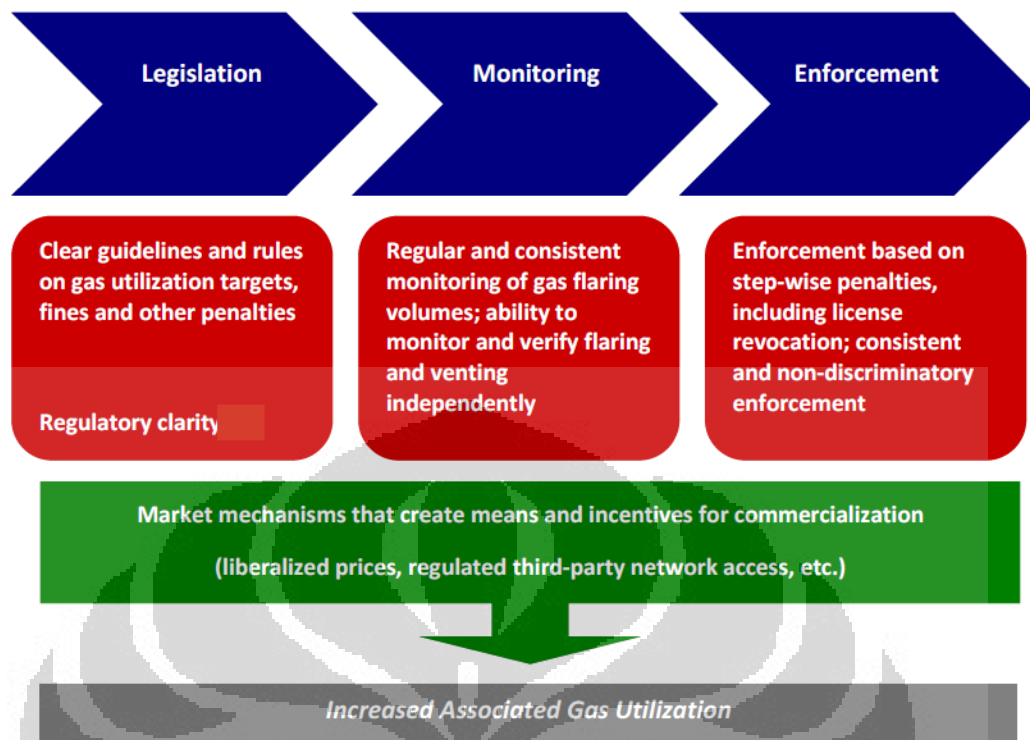
- a. Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. 129 tahun 2003 yang mengatur tentang baku mutu emisi usaha dan atau kegiatan minyak dan gas bumi. Kepmen ini lebih menitik beratkan pada upaya monitoring emisi gas dari usaha minyak dan gas, serta melarang pembakaran limbah (gas suar bakar) secara terbuka.
- b. Peraturan Pemerintah No. 35 tahun 2004 yang telah diperbaharui melalui Peraturan Pemerintah No. 34 tahun 2005 yang mengatur tentang kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi. Pada PP tersebut dimuat kewajiban dari badan usaha hulu minyak dan gas bumi untuk mengelola lingkungan hidup sesuai regulasi yang ada, termasuk di dalamnya pengelolaan gas suar bakar
- c. Undang- Undang No. 17 tahun 2004 tentang ratifikasi *Kyoto Protocol* dalam kaitan dengan perubahan iklim
- d. Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. 13 tahun 2009 yang berisikan tentang pengaturan baku mutu emisi sumber tidak bergerak bagi usaha dan atau kegiatan minyak dan gas bumi. Permen ini mengatur baku mutu emisi terkait pembakaran gas suar bakar, baik dalam operasi di lapangan minyak dan gas bumi, maupun pembakaran untuk pembangkit listrik

Penerapan regulasi menyangkut kebijakan pemerintah untuk mereduksi gas suar bakar melalui pemanfaatan gas suar bakar di Indonesia belum secara optimal dilaksanakan. Dari sisi kebijakan makro terkait komitmen pemerintah terhadap penurunan efek pemanasan global akibat gas rumah kaca sudah sangat jelas, hanya dari sisi implementasi di lapangan masih terbatas pada regulasi yang berkaitan dengan masalah pengelolaan lingkungan hidup. Belum ada regulasi yang mengatur secara khusus tentang pengelolaan gas suar bakar dalam kaitannya untuk mereduksi dampak lingkungan yang ditimbulkan.

Dari sisi operasional terkait regulator yang bertanggung jawab secara institusional untuk memonitor, melakukan pengukuran dan melakukan upaya untuk mereduksi gas suar bakar secara terprogram dan terukur masih belum begitu jelas. Kementerian Negara Lingkungan Hidup hanya sebatas pada memonitor pelanggaran terhadap upaya membakar gas suar bakar karena dapat menyebabkan emisi gas rumah kaca. Institusi yang mempunyai tanggung jawab dan berwenang terhadap pengelolaan usaha minyak dan gas bumi seperti Migas, BP Migas, BPH Migas belum secara optimal melakukan penanganan terhadap masalah gas suar bakar yang dapat berdampak pada permasalahan lingkungan, termasuk peraturan mengenai sanksi apabila hal tersebut dilanggar. Pengelolaan gas suar bakar saat ini hanya terbatas pada upaya inisiatif pelaku usaha untuk memanfaatkannya ataupun mereduksinya.

Beberapa kebijakan pengaturan gas suar bakar yang berhasil dilakukan di beberapa negara seperti Canada, Argentina, Nigeria, Oman, Qatar dan Ecuador, didasarkan pada kejelasan tolok ukur, kewajiban pemerintah untuk memonitor, memberikan peringatan dan hukuman apabila dilanggar. Pola seperti itu akan dapat memastikan upaya mereduksi dampak emisi gas rumah kaca yang berasal dari gas suar bakar yang telah ditargetkan oleh Pemerintah Indonesia sebesar 40 % yang akan dicapai pada tahun 2014 dan *zero* gas suar bakar yang dibakar dan dilepas di atmosfer pada tahun 2025.





Gambar 2.6. Kebijakan Praktis Utilisasi GSB di Rusia

Sumber : PFC Energy, 2007.

Pada Gambar 2.6. dapat dilihat contoh penerapan kebijakan pengelolaan gas suar bakar berdasarkan litigasi dan regulasi di Rusia, yang dibagi dalam 3 tahap besar yaitu :

- Kejelasan peraturan/regulasi terkait kebijakan pengelolaan gas suar bakar yang meliputi peraturan, target dan sanksi/penalti
- Monitoring terhadap konsistensi penerapan peraturan/regulasi mengenai pengelolaan gas suar bakar yang dilakukan secara independen
- Pemberdayaan pengelolaan gas suar bakar dengan pola komersialisasi berdasarkan mekanisme pasar

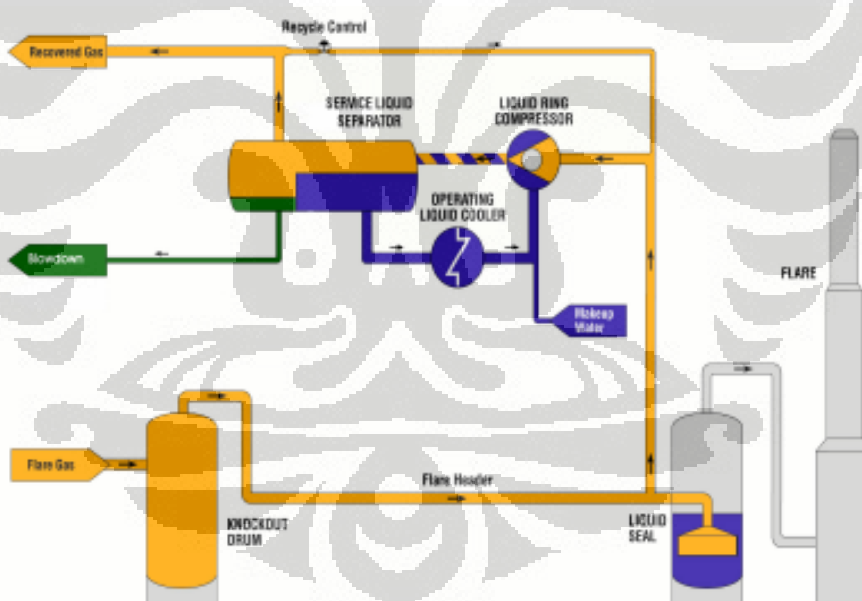
### II.3. PEMANFAATAN GAS SUAR BAKAR

Gas suar bakar pada umumnya dalam bentuk *associated gas* yang lokasinya berada di *remote area* dengan fasilitas infrastruktur yang terbatas bahkan belum

tersedia sama sekali, sehingga kendala distribusi dan transportasi dalam bentuk gas masih belum layak secara ekonomi. Pada umumnya pemanfaatan gas suar bakar digunakan sebagai :

- Bahan bakar untuk keperluan pembakaran langsung ataupun untuk dikonversi menjadi energi listrik biasanya dalam bentuk CNG (*Compressed Natural Gas*)
- Bahan baku untuk pembuatan produk gas alam cair yang selama ini dilakukan dalam bentuk LNG (*Liquid Natural Gas*) dan LPG (*Liquid Petroleum Gas*).

Pemanfaatan gas suar bakar dapat dilakukan dengan terlebih dulu dilakukan proses *recovery* gas suar bakar seperti yang dipublikasikan oleh National Petroleum Refiner's Association (NPRA) yang secara proses dapat dilihat pada Gambar 2.7.



Gambar 2.7. Skema Proses *Recovery* Gas Suar Bakar

Sumber : Koernig, 2010.

Gas suar bakar dialirkan dari *downstream knock out drum* melalui *flare header* ke *upstream liquid seal drum* dimana tekanan hidrostatik dijaga tetap stabil untuk

kemudian menggunakan *liquid ring compressor* melalui *separator* dipisahkan antara gas dan *unsaturated* hidrokarbon seperti kondensat. Gas yang hasil *recovery* dapat dimanfaatkan untuk keperluan bahan bakar atau bahan baku produk gas alam cair. Pada umumnya pemanfaatan gas suar bakar hasil *recovery* dimanfaatkan menjadi GTL (*gas to liquid*) dan GTW (*gas to wire*). Hal tersebut sudah banyak dijadikan alternatif pilihan di beberapa negara.

### II.3.1. Pembangkit Listrik

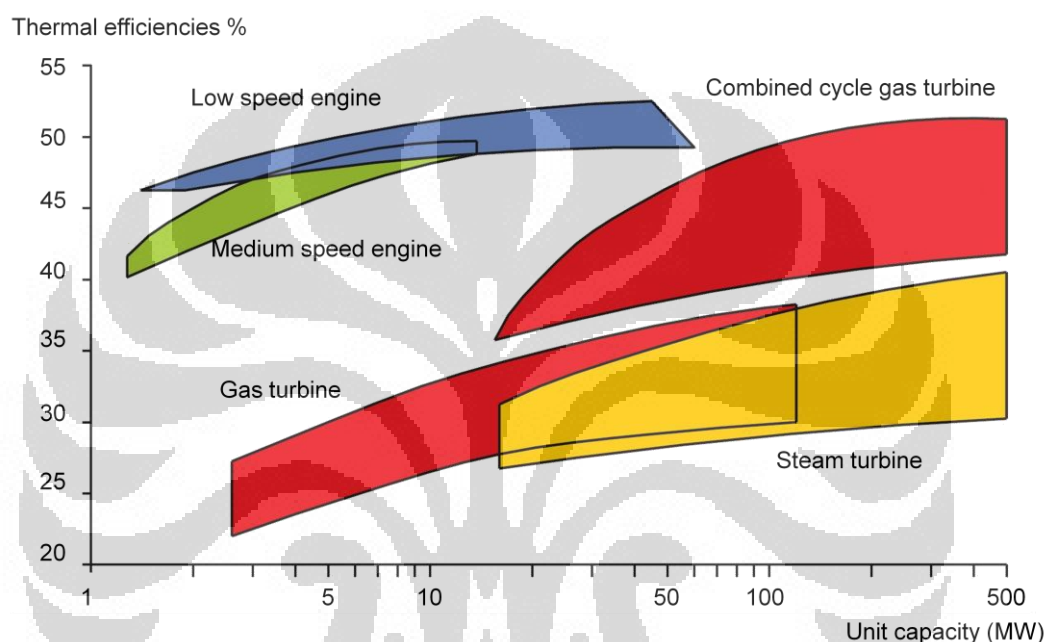
Pembangkit listrik menggunakan bahan bakar gas termasuk gas suar bakar saat ini lebih menarik apabila dibandingkan dengan bahan bakar batubara dan bahan bakar fosil dari sisi biaya pembangkitan. Melalui studi yang dilakukan Bank Dunia mengenai *Gas Project Pricing* pada tahun 2007 didapat perbandingan biaya pembangkitan seperti pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1. Perbandingan Biaya Pembangkit Listrik

	 Combined cycle gas	 Coal-fired steam	 Fuel oil steam
Capacity	500 MW	500 MW	500 MW
Plant Factor	65%	65%	65%
Energy Supply	2847 GWh/Yr	2847 GWh/Yr	2847 GWh/Yr
Unit Cost	600 \$/kW	1000 \$/kW*	900 \$/kW
Cost Contingency	15%	15%	15%
Annual O & M Cost	4%	2.5%	2%
Total Investment Cost	345 mm	575.0 mm	517.5 mm
O & M Cost	0.5 c/kWh	0.5 c/kWh	0.4 c/kWh
Fuel	Natural Gas	Coal	Fuel Oil
Fuel Units	MCF	Ton	bbl
Heat Content	1 mmBtu/unit	22.2 mmBtu/unit	5.9 mmBtu/unit
Thermal Efficiency	46%	38%	39%
Fuel Price	3.70 \$/unit	40.0 \$/unit	13.43 \$/unit
Fuel Price	3.70 \$/mmBtu	1.8 \$/mmBtu	2.28 \$/mmBtu
Fuel Unit Cost	2.72 c/kWh	1.60 c/kWh	1.97 c/kWh
Capacity Cost	2.37 c/kWh	3.52 c/kWh	3.30 c/kWh
Implementation Period	3 years	5 years	5 years
Economic Life	20 years	25 years	25 years
Generation Cost	5.09 c/kWh	5.13 c/kWh	5.28 c/kWh

Sumber : Stickey, 2007.

Mempelajari hal tersebut maka gas suar bakar hasil *recovery* sebagai bahan bakar sangat menarik untuk dikembangkan dan dikonversi menjadi energi listrik atau biasa dikenal dengan istilah *gas to wire*. Pada beberapa pemanfaatan pembangkit listrik diperlukan 8,83 SCF gas suar bakar untuk dapat membangkitkan 1 kWh listrik. Untuk menentukan jenis pembangkit listrik yang sesuai peruntukannya berdasarkan besarnya daya yang ingin dibangkitkan dan *thermal efficiency* yang dihasilkan dari bahan bakar gas suar bakar dapat dilihat pada Gambar 2.8.



Gambar 2.8. Penentuan Jenis Pembangkit berdasarkan Daya dan *Thermal Eff.*

Sumber :Plemis, 2009

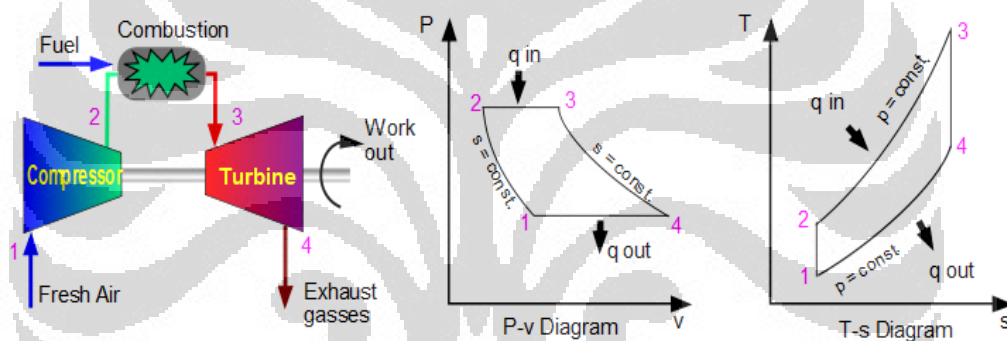
Penggunaan jenis pembangkit yang pada umumnya digunakan untuk pemanfaatan gas suar bakar menjadi tenaga listrik adalah turbin gas dan mesin gas (*gas engine*), sehingga pada pembahasan ini akan lebih ditekankan pada kedua jenis pembangkit tersebut.

### II.3.1.1. Turbin Gas

Turbin gas dari hasil pembakaran telah digunakan sebagai pembangkit listrik selama beberapa dekade dengan kapasitas 1 MW - 100 MW. Berdasarkan kapasitas pembangkitannya turbin gas dapat dibedakan sebagai berikut :

- Turbin Gas *Combined Cycle* untuk kapasitas di atas 15 MW
- Turbin Gas Industri Unit kapasitas 5-15 MW
- Turbin Mikro untuk kapasitas dibawah 5 MW

Turbin gas mempunyai biaya instalasi yang relatif rendah dengan emisi yang relatif rendah, namun efisiensi listrik yang dibangkitkan relatif rendah. Kebutuhan pemeliharaan untuk turbin gas relatif jarang sehingga biaya pemeliharaan relatif lebih murah. Prinsip kerja turbin gas dijelaskan secara termodinamika oleh *Siklus Brayton*, dimana udara dikompresi *isentropic* (suhu gas sama), pembakaran terjadi pada tekanan konstan sehingga ekspansi yang terjadi di turbin dapat digunakan untuk menggerakkan generator membangkitkan energi listrik, secara sistematis dapat dijelaskan pada Gambar 2.9.

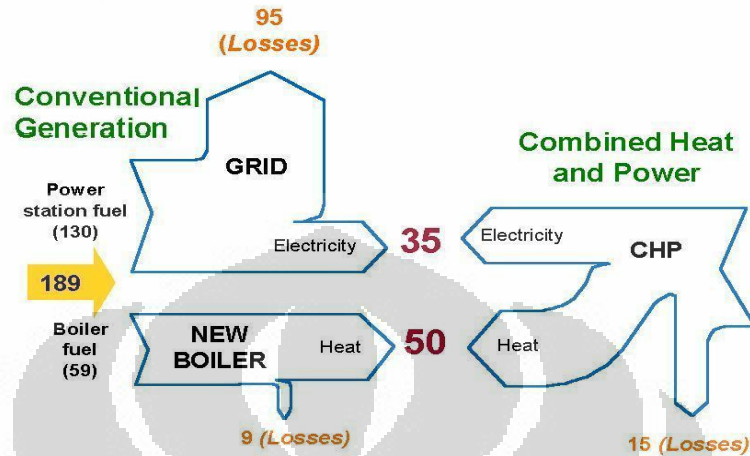


Gambar 2.9. Siklus Brayton untuk Turbin Gas

Sumber : *Peralatan Energi Termis*, 2006.

Pemanfaatan turbin gas untuk pembangkit listrik yang paling efisien menggunakan prinsip *cogeneration* yaitu integrasi pemanfaatan panas dan tenaga yang digunakan untuk satu atau beberapa penggerak mula. Sistem ini dikenal dengan nama CHP (*combined head and power*), dimana eksese panas yang dihasilkan dari pembakaran pada turbin gas di *recovery* untuk meningkatkan efisiensi bahan bakar dan pembangkitan, hal ini dikenal dengan istilah *heat recovery system generating* (HRSG). Khusus pada *combined cycles* panas digunakan untuk memanaskan air menjadi uap yang kemudian akan digunakan untuk menggerakkan turbin uap menghasilkan energi listrik. Pola pemanfaatan tersebut secara signifikan akan meningkatkan unjuk kerja dari pembangkit listrik.

Keuntungan penggunaan sistem CHP pada pembangkit listrik dapat diilustrasikan pada Gambar 2.10.



Gambar 2.10. Perbandingan Sistem Pembangkitan *Conventional* dan CHP

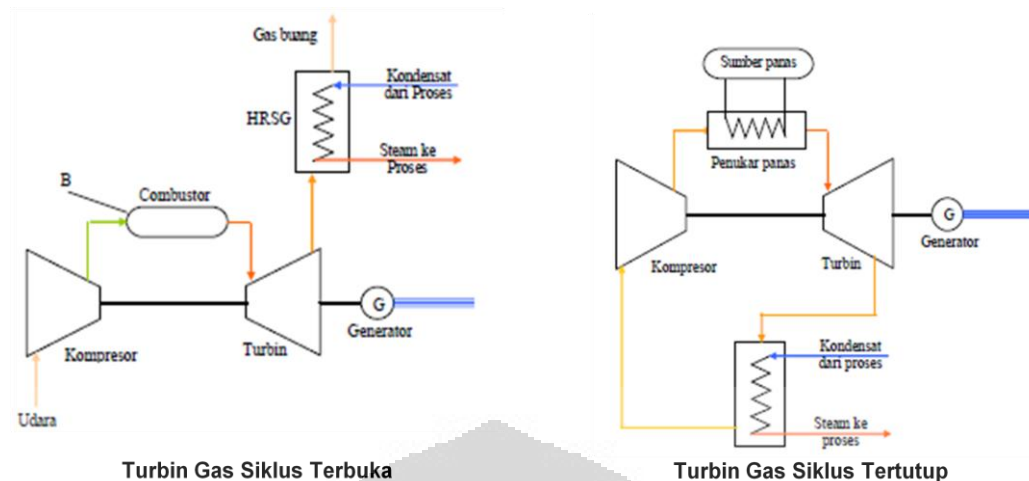
Sumber : *Peralatan Energi Termis, 2006*

Pada gambar di atas dapat dikalkulasi bahwa total kehilangan energi pada pola *conventional* sebesar 55 % sedangkan pada pola CHP hanya 15 %, secara teknis pola CHP akan memberikan kontribusi terhadap kinerja pembangkitan yang lebih baik. Turbin gas kogenerasi memiliki pengalaman perkembangan yang tercepat akahir-akhir ini karena besarnya ketersediaan bahan bakar, kemajuan teknologi yang cepat, penurunan biaya pemasangan yang cukup berarti dan kinerja lingkungan yang lebih baik. Pada umumnya turbin gas kogenerasi mempunyai 2 siklus, yaitu :

- Turbin gas siklus terbuka sistem kogenerasi
- Turbin gas siklus tertutup sistem kogenerasi

Kinerja turbin gas dapat dihitung dari efisiensi keseluruhan (%) (Turbin dan Kompresor) sebagai berikut (*Peralatan Energi Termis, 2006*) :

$$\frac{\text{Energi Keluar (kW)} \times 860}{\text{Bhn Bakar Masuk utk Turbin Gas (kg/jam)} \times \text{GCV bhn bakar (Kcal/kg)}} \times 100 \% \dots (2.1.)$$



Gambar 2.11. Turbin Gas Siklus Terbuka dan Tertutup

Sumber : *Perlatan Energi Termis, 2006*

Gambar 2.11. menjelaskan bahwa pada siklus terbuka kompresor mengambil udara dari atmosfer dan membawanya pada tekanan yang lebih tinggi ke pembakaran. Pembakaran berlangsung dengan udara berlebih, semakin tinggi suhu pada siklus ini akan semakin tinggi efisiensi siklusnya. Gas buang yang bersuhu dan tekanan tinggi menuju turbin gas menghasilkan kerja mekanis untuk menggerakkan generator. Gas buang meninggalkan turbin pada suhu yang masih cukup tinggi ( $450 - 600^{\circ}\text{C}$ ) yang dapat dimanfaatkan kembali melalui HRSG, sisa yang tidak dimanfaatkan dibuang melalui cerobong. Turbin gas yang sekarang digunakan banyak menggunakan prinsip siklus terbuka.

Pada siklus tertutup fluida kerja biasanya udara bersirkulasi dalam suatu sirkuit tertutup. Fluida ini dipanaskan dalam suatu penukar panas (*heat exchanger*) sebelum masuk menuju turbin, kemudian didinginkan setelah keluar turbin, panas yang tersisa dapat digunakan untuk keperluan lain.

### II.3.1.2. Mesin Gas (*Gas Engine*)

Mesin Gas (*Gas Engine*) yang digunakan sebagai penggerak mula pada pembangkit listrik tenaga gas dikategorikan dalam motor bakar torak dan mesin pembakaran dalam (*internal combustion engine*) secara sederhana biasa disebut

“motor bakar”. Prinsip kerja mesin gas adalah merubah energi termal menjadi energi mekanis. Energi termal di dapatkan melalui proses pembakaran dari bahan bakar (gas suar bakar) dan oksidiser (udara) di dalam silinder (ruang bakar). Mesin tenaga gas mempunyai siklus kerja yang sama dengan siklus mesin diesel, beberapa perbedaan terletak pada beberapa hal sebagai berikut :

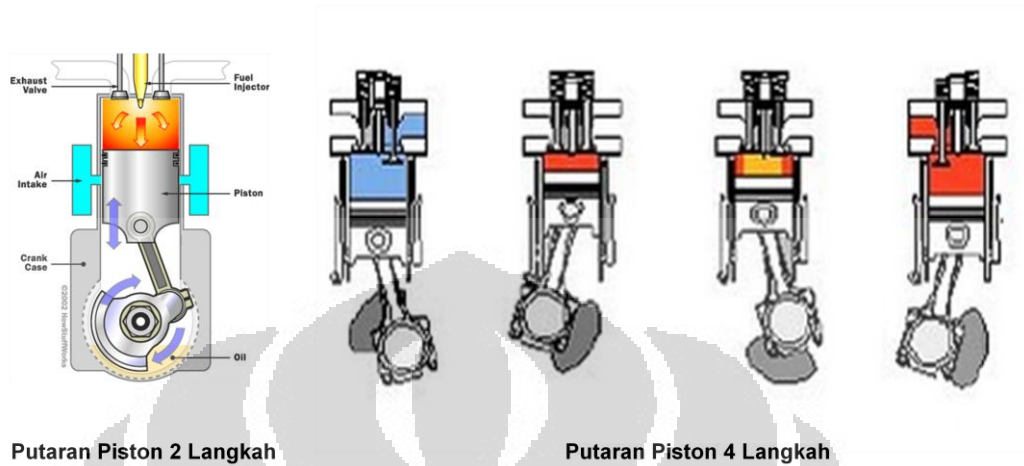
- *Fuels intake* pada mesin gas lebih besar dari mesin diesel yang disebabkan karena untuk nilai termal yang sama volume yang dibutuhkan untuk gas lebih besar
- Pembakaran pada mesin diesel menggunakan *fuels injection valve* sedangkan pada mesin gas pada umumnya menggunakan *pilot fuels injection valve* atau *spark plug*. Pada mesin gas generasi terbaru menggunakan *pilot fuels injection valve* karena dapat mengatur pembakaran lebih stabil sehingga dapat mereduksi Nox
- Rasio udara terhadap bahan bakar pada mesin diesel = 1 sedangkan pada mesin gas = 2
- *Dust emission* dan Nox yang dihasilkan pada mesin diesel tinggi, sedangkan pada mesin gas lebih rendah

Perubahan energi termal menjadi energi mekanis terjadi akibat proses pembakaran yang terjadi karena kenaikan temperatur campuran udara dan bahan bakar akibat kompresi torak hingga mencapai temperatur nyala. Tekanan gas hasil pembakaran bahan bakar dan udara akan mendorong torak yang dihubungkan dengan poros engkol menggunakan batang torak, sehingga torak dapat bergerak bolak-balik (*reciprocating*). Gerak bolak-balik torak akan diubah menjadi gerak rotasi oleh poros engkol (*crank shaft*). Dan sebaliknya gerak rotasi poros engkol juga diubah menjadi gerak bolak-balik torak pada langkah kompresi. Putaran yang dihasilkan mesin merupakan energi mekanis yang digunakan untuk menggerakkan generator menghasilkan energi listrik.

Mesin 2 langkah (*two stroke*) pada umumnya proses pembakarannya melalui *pre combustion*, sedangkan untuk mesin 4 langkah (*four stroke*) pada umumnya proses pembakarannya menggunakan *direct injection*. Untuk mesin tenaga gas



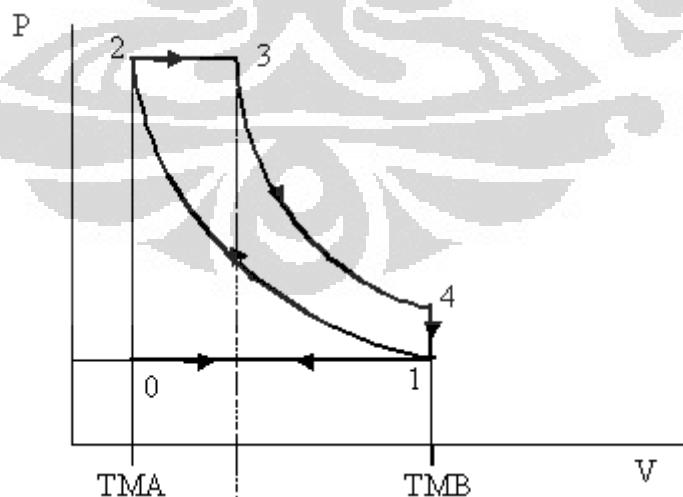
pada umumnya menggunakan mesin 4 langkah dengan menggunakan *pilot fuels injection valve*. Secara sederhana ilustrasi dari kedua jenis mesin tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.12.



Gambar 2.12. Putaran Piston 2 Langkah dan 4 Langkah pada Mesin Gas

Sumber : Wahyudi, 2003.

Cara kerja mesin tenaga gas sama dengan siklus pada mesin diesel yang merupakan model idialis dari proses kompres penyalaan pada mesin 4 langkah. Adapun prosesnya dapat dilihat pada Gambar 2.13. dimana penjelasana dari masing-masing langkah sebagai berikut :



Gambar 2.13. Siklus Mesin Diesel (Tenaga Gas)

Sumber : Wahyudi, 2003.

- 0 – 1 Langkah isap
- 1 – 2 Reaksi *reversible* dan *adiabatic* (isentropis), pemampatan
- 2 – 3 Pemasukan tekanan konstan, mewakili pembakaran pada langkah akhir piston,
- 3 – 4 Ekspansi *reversible* dan *adiabatic*, mewakili langkah tenaga piston
- 4 – 1 Pengeluaran volume panas secara konstan, mewakili pembuangan gas

Hasil pembakaran dapat dipengaruhi oleh beberapa hal sebagai berikut :

1. Volume udara yang dikompresikan. Semakin banyak udara yang dikompresikan maka semakin tinggi temperatur yang dihasilkan. Apabila jumlah udara yang dikompresikan mencukupi maka akan dihasilkan panas yang temperaturnya di atas temperatur penyalaan bahan bakar.
2. Jenis bahan bakar yang dipergunakan. Jenis bahan bakar mempengaruhi karena bahan bakar yang jenisnya berbeda akan terbakar pada temperatur yang berbeda pula. Selain itu efisiensi pembakarannya pun juga berlainan.
3. Jumlah bahan bakar yang diinjeksikan ke ruang bakar. Jumlah bahan bakar yang diinjeksikan juga dapat mengontrol hasil pembakaran. Semakin banyak bahan bakar diinjeksikan akan makin besar gaya yang dihasilkan.

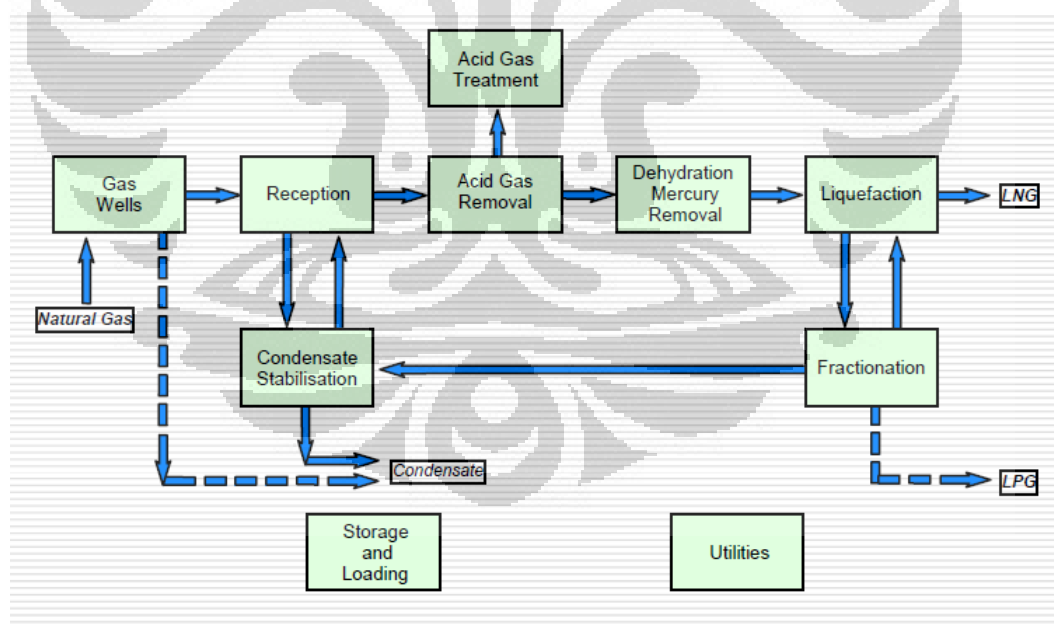
Secara sederhana untuk mengetahui berapa besar daya yang dapat dihasilkan dari mesin gas sangat tergantung pada unjuk kerja dari kemampuan mesin (*internal engine combustion*) untuk menghasilkan suatu gaya putar (*rotation force*) atau biasa dikenal dengan sebutan torsi (*torque*) yang dihasilkan oleh mesin gas. Faktor lain yang berpengaruh adalah kecepatan putar dari mesin (*engine speed rotation*), untuk mesin gas pada frekuensi 50 Hz biasanya mempunyai Rpm 1.500, sedangkan pada frekuensi 60 Hz mempunyai Rpm 1.800. Perhitungan besarnya daya yang dihasilkan mesin gas dapat dihitung sebagai berikut (*Wahyudi, 2003*) :

$$Hp \equiv \frac{\text{Torque} \times \text{Rpm}}{5252} \dots\dots\dots (2.2.)$$

### II.3.2. Bahan Baku Produk Gas Alam Cair

Pemanfaatan gas suar bakar sebagai bahan baku pembuatan produk gas alam cair merupakan salah satu alternatif. Kendala implementasi di lapangan lebih disebabkan karena sumber gas suar bakar selain volumenya kecil, lokasinya berada di tempat terpencil (*remote area*) dengan kondisi minim atau bahkan langka infrastruktur sehingga masalah transportasi dan distribusi akan sangat sulit dan mahal. Investasi untuk mengolah gas suar bakar menjadi bahan bakar gas untuk didistribusikan sebagai *Compressed Natural Gas (CNG)* baik menggunakan pipa maupun mobile storage tentunya menjadi tidak ekonomis. Melihat kondisi seperti yang telah dijelaskan tersebut, maka pemanfaatan gas suar bakar sebagai bahan baku produk gas cair menjadi sebuah pilihan yang dapat dilakukan melalui 2 pilihan produk sebagai berikut (lihat Gambar 2.14) :

- a. Gas Alam Cair (*Liquid Natural Gas*) - LNG
- b. *Liquid Petroleum Gas (LPG)*



Gambar 2.14. Pemanfaatan Gas sebagai Bahan Baku Produk Gas Alam Cair

Sumber : LNG, 2008

Pada dasarnya gas suar bakar dapat dimanfaatkan menjadi bahan baku produk gas alam cair yang terlebih dahulu harus di *treatment* untuk menghilangkan unsur-

unsur yang tidak diinginkan. Gas yang telah bersih apabila di *liquefaction* akan menjadi gas alam cair (LNG), sedangkan apabila difraskinasi untuk diambil C3 dan C4 akan menjadi *liquid petroleum gas (LPG)* yang keduanya akan dibahas lebih lanjut.

### II.3.2.1. Gas Alam Cair (LNG)

Gas alam cair atau *liquid natural gas (LNG)* adalah gas alam yang mengandung *methana* (CH<sub>4</sub>) yang dikonversi sementara menjadi cair untuk alasan penyimpanan maupun transportasi. Perubahan fasa gas menjadi cair dilakukan melalui proses *liquefaction* yaitu gas alam ditekan pada tekanan 25 kPa (3,6 psi) dan temperatur – 162°C dengan terlebih dahulu dilakukan penghilangan air, merkuri, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> dan kondensat. Penurunan volume akibat proses *liquefaction* akan membuat lebih efisien untuk transportasi dimana infrastruktur transportasi melalui jalur pipa tidak ada. Proses *treatment* gas alam sebelum dilakukan pencairan sangat penting terutama untuk menjaga baku mutu gas alam cair sesuai dengan spesifikasi yang dapat diterima oleh pasar. Tingkat kepadatan gas alam cair mencapai 60% dari bahan bakar diesel, atau kepadatan LNG mencapai 0,41 kg/liter sampai 0,5 kg/liter tergantung pada kondisi temperatur, tekanan dan komposisi dari gas alam. Pemilihan proses *liquefaction* yang sesuai sangat tergantung pada kondisi dan target operasi di lapangan, berikut pada Tabel 2.2. perbandingan mengenai beberapa sistem *liquefaction*.

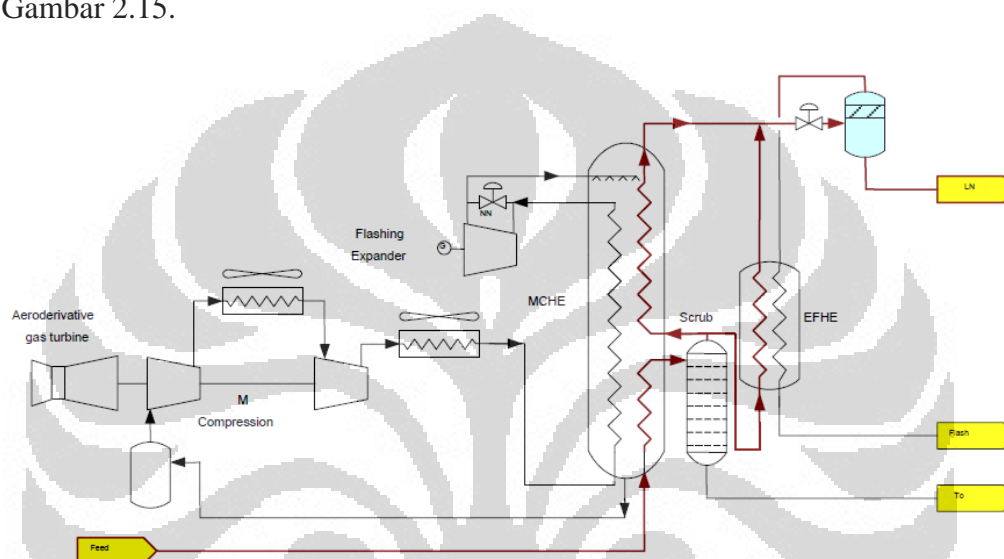
Tabel 2.2. Perbandingan Beberapa Sistem *Liquefaction* LNG

Process	SMR	C3MR	DMR	AP-X
Year of First Start-up	1970	1972	Const.	Const.
Number of Cycles	1	2	2	3
Refrigerant Inventory	MR x 1	C3+MR	MR x 2	C3+MR
Efficiency (kW*day/tonne)	>13.5*	>12.2*	>12.8*	-
Typical Drivers	1 x Trent 60	2 x FR7	2 x FR7	2 x FR9
Compressor Stages	2	4-5	4-5	6-7
Major Liquefaction Exchangers	2	4-6	3-5	7
Capacity (mtpa)	up to 1.3	up to 5.5	1-5	7.5-10+

Sumber : LNG, 2008

Untuk pemanfaatan gas suar bakar dengan kapasitas 2 – 20 MMSCFD sangat tepat menggunakan konsep *mini LNG plant* yang terakhir ini banyak di

kembangkan untuk mengatasi pertumbuhan gas suar bakar yang terus meningkat sejalan dengan peningkatan produksi minyak dan gas dunia. *Mini LNG plant* ini banyak dikembangkan untuk dapat memanfaatkan gas suar bakar untuk lapangan operasi minyak dan gas baik di *onshore* maupun *offshore*. Berdasarkan perbandingan beberapa sistem yang telah dibahas untuk pemanfaatan gas suar bakar dengan volume yang relatif kecil untuk mini LNG, sistem yang digunakan lebih cocok *Single Mixed Refrigerant (SMR)* dengan skema proses seperti pada Gambar 2.15.



Gambar 2.15. Proses *Liquefaction* Gas Alam Cair sistem SMR

Sumber : LNG, 2008.

Proses ini menggunakan *aeroderivative gas turbine* atau dua motor elektrik sebagai penggerak pada proses SMR *liquefaction*. SMR banyak digunakan untuk pengolahan LNG skala kecil karena sederhana dan efisien prosesnya. Pada proses ini gas suar bakar yang keluar dari kompresor, pada tekanan rendah dicampur dengan *refrigerant* dan dikompres dalam 2 tingkatan (*2 stages*). Campuran *refrigerant* bertekanan tinggi secara parsial didinginkan sebelum dialirkan masuk ke *main cryogenic heat exchanger (MCHE)*. Pada tahapan ini gas suar bakar secara terus menerus didinginkan dan ditekan pada tekanan tinggi (*isentropically expands*) sehingga gas menjadi cair. Tingkat keekonomian LNG terletak pada besarnya *cost liquefaction* yang didalamnya terdapat struktur *capital cost* dan

*operational cost*, hal ini tentunya sangat tergantung pada pilihan teknologi proses yang sesuai dan efisien. Apabila dihitung sampai kepada *end user* ada tambahan untuk *storage cost* dan *transportation cost*.

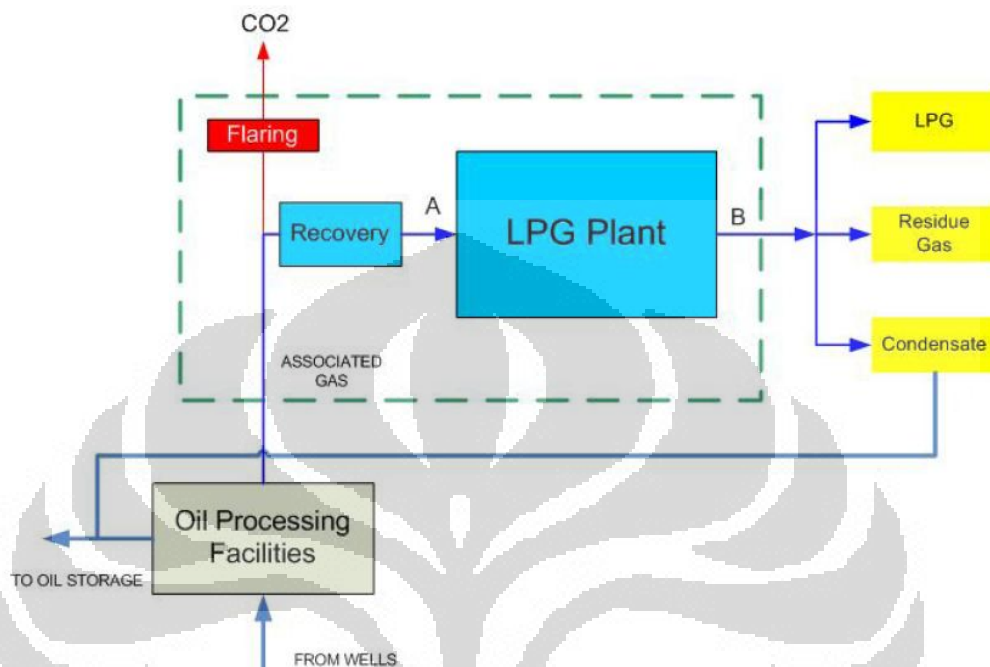
### II.3.2.2. Elpiji (*Liquid Petroleum Gas-LPG*)

Elpiji merupakan campuran dari berbagai unsur Hydrocarbon yang berasal dari penyulingan Minyak Mentah dan berbentuk Gas. Dengan menambah tekanan dan menurunkan suhunya, gas berubah menjadi cair, sehingga dapat disebut sebagai Bahan Bakar Gas Cair. Komponennya didominasi *Propana* ( $C_3H_8$ ) dan *Butana* ( $C_4H_{10}$ ). Elpiji juga mengandung *Hydrocarbon* ringan lain dalam jumlah kecil, misalnya *Etana* ( $C_2H_6$ ) dan *Pentana* ( $C_5H_{12}$ ). Dalam kondisi atmosferis, Elpiji berupa gas dan dapat dicairkan pada tekanan diatas 5 kg/cm<sup>2</sup>. Volume Elpiji dalam bentuk cair lebih kecil dibandingkan dalam bentuk gas untuk berat yang sama. Karena itu elpiji dipasarkan dalam bentuk cair. Sifat lain Elpiji lebih berat dibanding udara, karena *Butana* dalam bentuk Gas mempunyai Berat Jenis dua kali Berat Jenis udara. Elpiji mempunyai *Vapour Pressure* pada 100 °F sebesar 120 psig, dengan komposisi :

- % Vol C<sub>2</sub> maksimum 0.2,
- % Vol C<sub>3</sub> & C<sub>4</sub> minimum 97.5
- % Vol C<sub>5</sub>+ (C<sub>5</sub> & Heavier) maksimum 2.0.

Gas suar bakar (*gas flare*) yang tergolong *associated gas* pada saat ini banyak dimanfaatkan sebagai bahan baku untuk pembuatan Elpiji dengan cara mengekstrak C<sub>3</sub> dan C<sub>4</sub> dari komposisi gas suar bakar. Pemanfaatan gas suar bakar menjadi bahan baku Elpiji telah banyak dilakukan di Indonesia, beberapa lapangan minyak dan gas yang memproduksi gas suar bakar dan dimanfaatkan untuk Elpiji adalah lapangan Kaji Semboja di Sumatera Selatan, lapangan Tambun, Jawa Barat, lapangan Mudi Sukowati, Jawa Timur, lapangan Cemara, Jawa Barat dan banyak lagi. Pada umumnya gas suar bakar yang dihasilkan berasal dari fasilitas pengolahan minyak yang menghasilkan eksek berupa *associated gas* yang biasanya dibakar, dan dikenal sebagai gas suar bakar (*gas*

*flaring*). Gas tersebut dimanfaatkan dengan cara diekstrak menjadi Elpiji, *lean gas* dan kondensat, berikut skema pemanfaatan gas suar bakar menjadi Elpiji seperti pada Gambar 2.16.



Gambar 2.16. Skematik Pemanfaatan Gas Suar Bakar menjadi Elpiji

Sumber : UN-CDM-Executive Board, 2006.

Gas suar bakar yang banyak dihasilkan dari proses pengolahan minyak dan gas pada umumnya masih mempunyai nilai ekonomis yang layak untuk dijadikan bahan baku produk Elpiji sebagai salah satu alternatif pemanfaatan gas suar bakar dalam upaya mendukung program masyarakat dunia untuk menurunkan emisi gas rumah kaca dari proses pembakaran gas suar bakar yang sering dilakukan selama ini dibanyak lapangan produksi minyak baik *onshore* maupun *offshore*.

Komposisi gas suar bakar pada umumnya masih mengandung C3 dan C4 dengan komposisi yang bervariasi untuk setiap lokasi, sebagai contoh seperti komposisi gas suar dari lapangan minyak Kaji Semboja, Sumatera Selatan seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.3. mempunyai kadar C3 dan C4 sekitar 15 % yang berarti dapat digunakan untuk bahan baku pembuatan Elpiji dengan kapasitas

Elpiji yang dihasilkan sebesar 9,15 MT Elpiji per MSCF gas suar bakar. Prosentase kandungan C3 dan C4 merupakan hal penting dalam pembuatan Elpiji.

Tabel 2.3. Komposisi Gas Suar Bakar dari Lapangan Kaji Semboja, Sumsel

	C Atoms/mole	Molecular composition %	Carbon content t-C/1000m <sup>3</sup>
n-C <sub>1</sub>	1	0.7020	0.3579
n-C <sub>2</sub>	2	0.0902	0.0919
n-C <sub>3</sub>	3	0.1241	0.1897
n-C <sub>4</sub>	4	0.0293	0.0597
iso-C <sub>4</sub>	4	0.0181	0.0369
n-C <sub>5</sub>	5	0.0067	0.0171
iso-C <sub>5</sub>	5	0.0051	0.0130
n-C <sub>6</sub>	6	0.0040	0.0122
n-C <sub>7</sub>	7	0.0040	0.0143
n-C <sub>8</sub>	8	0.0000	0.0000
n-C <sub>9</sub>	9	0.0000	0.0000
n-C <sub>10</sub>	10	0.0000	0.0000
CO <sub>2</sub>	1	0.0054	0.0028
N <sub>2</sub>	0	0.0111	0.0000
Total		100.0000	0.7718

Sumber : UN-CDM-Executive Board, 2006.

Prinsip produksi untuk pembuatan Elpiji adalah proses *recovery* dari *propane* dan *butane* yang ada dalam kandungan gas alam atau gas suar bakar. Proses *recovery* Elpiji terbagi dalam dua tahapan proses yaitu :

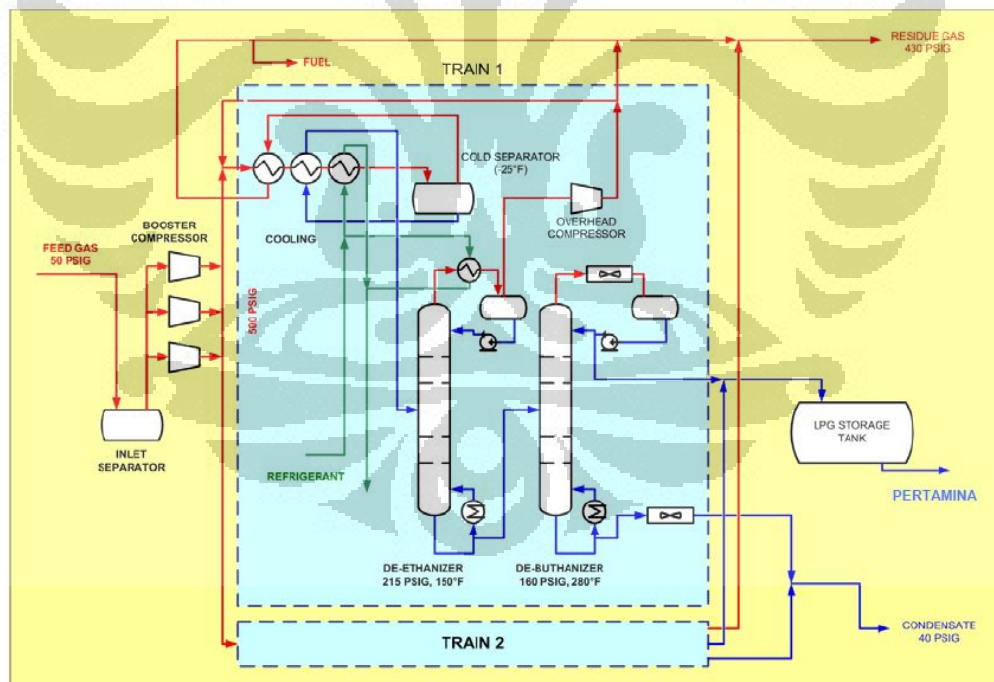
- *Gas treatment* : pengeringan gas (*gas drying*), pendinginan (*chil down*) dan pemisahan (*separation*)
- Fraksinasi

Pada *gas drying*, *chilling* dan *separation*, gas suar bakar sebagai bahan baku dikeringkan pada tekanan operasi 72 kg/cm<sup>2</sup> dan temperatur 35 °C sehingga kandungan *moisture* pada gas akan turun menghasilkan *dry gas*, akan di saring (*filtered*) dan didinginkan sampai - 22 °C di dalam *Feed Gas Chiller* kemudian dialirkan ke *HP Separator* untuk memisahkan kondensat hidrokarbon pada



tekananan  $70 \text{ kg/cm}^2$  yang selanjutnya dimampatkan secara *isentropic* di *Turbo Expander* pada tekanan  $37 \text{ kg/cm}^2$  yang mana temperatur gas akan turun menjadi  $-60 \text{ }^\circ\text{C}$ , dan proses pemisahan kondensat hidrokarbon pada *LP Separator* dengan cara dimampatkan sampai  $46 \text{ kg/cm}^2$  akan memisahkan gas ringan (*lean gas*) yang dapat digunakan untuk bahan bakar.

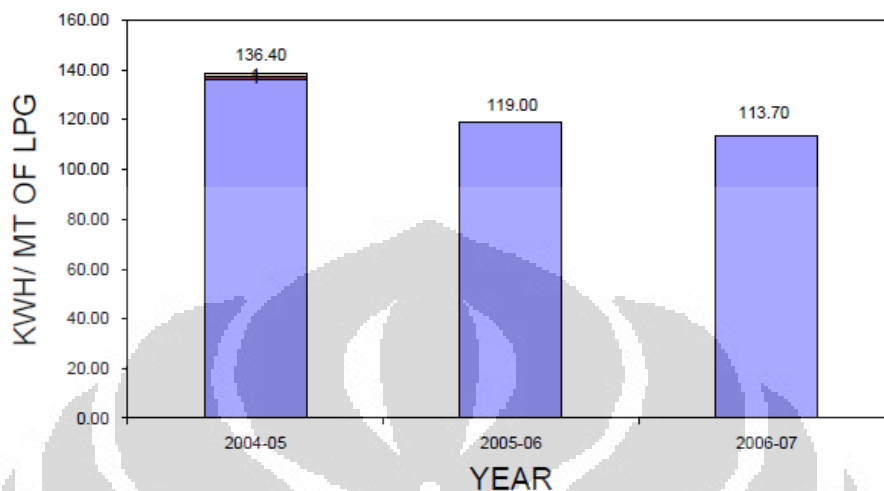
Proses selanjutnya adalah fraksinasi yang dilakukan dalam 2 kolom, yang satu kolom LEF dan yang lainnya kolom LPG. Gas cair dari proses sebelumnya di HP dan LP Separator dikumpulkan di dalam Economizer Flash Vessel kemudian di proses pada kolom LEF untuk dilakukan pemisahan terhadap metana, etana dan hidrokarbon berat, dari proses ini dilanjutkan ke kolom LPG untuk dilakukan LPG recovery. Prinsip proses ini digunakan juga pada mini *LPG Plant* berbahan baku gas suar bakar di lapangan Kaji Semboja dengan desain kapasitas 20 MMSCFD gas suar bakar atau 60.000 TPA LPG, seperti pada Gambar 2.17.



Gambar 2.17. Diagram Skema Teknologi *LPG Plant* di Kaji Semboja

Sumber : UN-CDM-Executive Board, 2006.

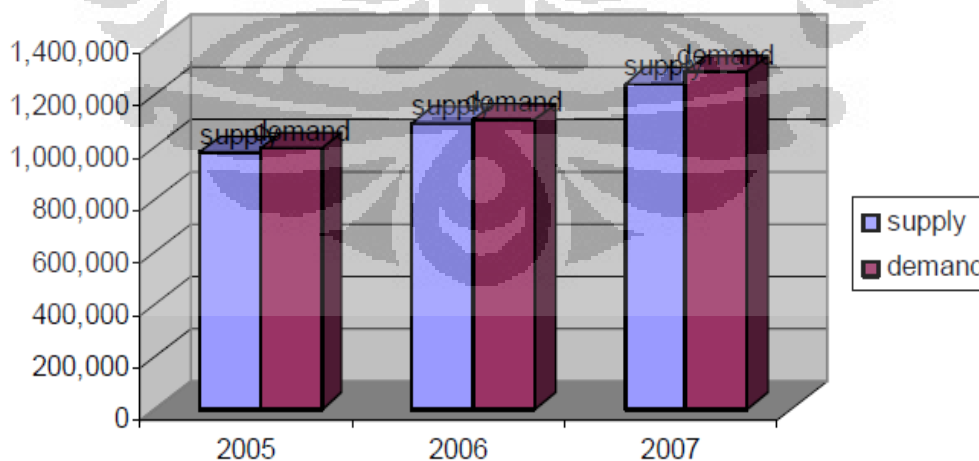
Konsumsi energi yang digunakan pada *LPG Plant* berdasarkan pengalaman tiga tahun berturut-turut pada Hazira *LPG Plant* dengan kapasitas 73.000 TPA adalah seperti pada Gambar 2.18.



Gambar 2.18. Konsumsi Energi Listrik *LPG Plant* Hazira

Sumber : KPPU, 2009

Dilihat dari sisi bisnis LPG di Indonesia masih mempunyai peluang yang cukup baik, hal ini dapat dilihat pada Gambar 2.19. dimana kebutuhan masih lebih besar dibandingkan dengan suplai. Kebutuhan pada tahun 2007 mencapai sekitar 1,25 juta MT.



Gambar 2.19. Kebutuhan dan Suplai LPG di Indonesia

Sumber : KPPU, 2009.

## **BAB III**

### **METODE PENELITIAN**

#### **III.1. TEMPAT PENELITIAN STUDI KASUS**

Tempat penelitian studi kasus dan pengumpulan data-data diambil dari kegiatan produksi tenaga listrik di lokasi Pembangkit Listrik Tenaga Gas di lokasi lapangan minyak blok Ripah, propinsi Jambi. Pembangkit listrik dengan memanfaatkan gas suar bakar dari lapangan Ripah 3# sebesar 1,5 – 2,0 MMSCFD yang dialirkan melalui pipa berdiameter 4 inch sepanjang 1,2 KM ke lokasi pembangkit. Gas suar bakar tersebut dapat membangkitkan listrik dengan kapasitas terpasang 12,1 MW yang terdiri dari

- Mesin gas (*gas engine*) : 2 x 2,7 MW dan 1 x 2,3 MW
- Turbin gas : 1 x 4,2 MW

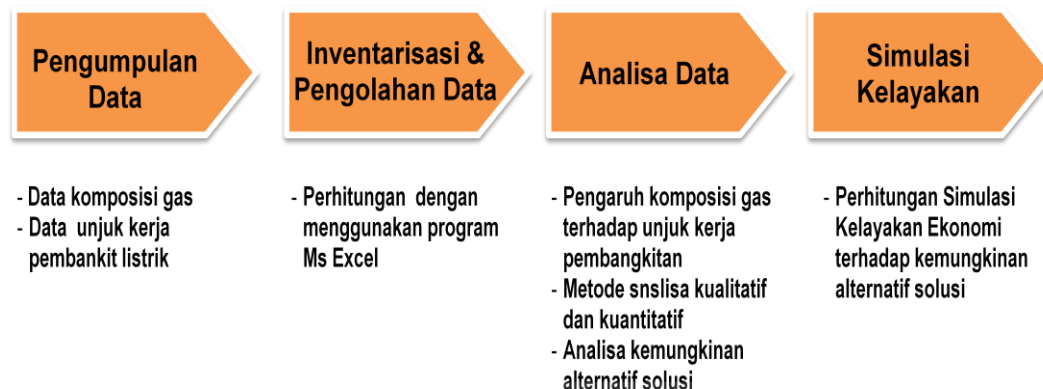
Pembangkit listrik tersebut dikembangkan dengan pola IPP (*Independent Power Producer*) dan PPA (*Power Purchase Agreement*) dengan PLN. Kapasitas yang dijual kepada PLN sebesar 80 % dari kapasitas terpasang. Pada PPA faktor kapasitas diatas dan dibawah kontrak mempunyai konsekuensi terhadap harga jual listrik, sehingga unjuk kerja pembangkit menjadi hal yang sangat penting untuk diperhatikan dan dijaga agar tetap konstan.

#### **III.2. PROSEDUR PENELITIAN**

Prosedur penelitian yang akan dilakukan secara garis besar dibagi menjadi empat tahapan sebagai berikut :

1. Pengumpulan data
2. Inventarisasi dan Pengolahan data
3. Analisis data
4. Simulasi kelayakan ekonomi

Prosedur penelitian yang akan dilakukan sebagaimana tahapan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1. Skema Prosedur Penelitian

### III.2.1. Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan berdasarkan pencatatan atau rekaman uji komposisi gas dan unjuk kerja pembangkitan yang dilakukan di lokasi studi kasus dalam kurun waktu tertentu. Data merupakan kondisi real yang ada di lapangan, baik yang terkait dengan komposisi bahan bakar gas suar bakar, maupun daya listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit tersebut.

Khusus untuk daya pembangkitan karena instalasi pembangkit di lokasi studi kasus menggunakan 2 jenis pembangkit yaitu menggunakan mesin gas (*gas engine*) dan turbin gas, maka data daya pembangkitan yang dikumpulkan berasal dari unjuk kerja kedua pembangkit tersebut.

### III.2.2. Inventarisasi dan Pengolahan Data

Data-data yang terkumpul akan diinventarisasi berdasarkan data komposisi gas suar bakar dan data daya yang dibangkitkan berdasarkan jenis pembangkit. Data tersebut akan diolah berdasarkan kaidah termodinamika untuk mencari korelasi antara komposisi gas suar bakar dengan daya yang dibangkitkan oleh masing-masing jenis pembangkit.

### III.2.3. Analisis Data

Data-data yang sudah diolah selanjutnya akan digunakan sebagai dasar untuk melakukan analisis terhadap penurunan kinerja pembangkit listrik tenaga gas di lokasi studi kasus berdasarkan pada :

- a. Analisis unjuk kerja mesin pembangkit gas
- b. Analisis unjuk kerja turbin pembangkit gas
- c. Analisis komposisi gas suar bakar yang digunakan

Data kapasitas listrik dari masing-masing pembangkit yang didapat dari lapangan, akan dianalisis untuk mengetahui seberapa besar unjuk kerja dari masing-masing pembangkit yaitu kapasitas listrik yang dihasilkan dibandingkan dengan kapasitas terpasang dan kemungkinan penyebab terjadinya penurunan unjuk kerja dari pembangkit, rumus yang digunakan (3.1.).

$$\frac{\text{Kapasitas listrik terbangkit (kW)}}{\text{Kapasitas listrik terpasang (kW)}} \times 100 \% \dots\dots\dots (3.1.)$$

Analisis unjuk kerja mesin pembangkit gas dilakukan untuk mengetahui hubungan antara kesesuaian spesifikasi teknis mesin yang digunakan dengan komposisi gas suar bakar yang digunakan seberapa besar efeknya terhadap daya listrik yang dihasilkan. Hasil analisis korelasi antara komposisi gas suar bakar dan unjuk kerja pembangkit digunakan untuk menganalisis pemecahan dari permasalahan tersebut melalui pola *problem solving* yaitu melakukan pertimbangan terhadap beberapa kemungkinan teknis dan keekonomian berdasarkan probabilitas dan prioritas yang memungkinkan untuk di laksanakan dengan mempertimbangkan kondisi pembangkit listrik dan perikatan kontrak suplai tenaga listrik dengan PLN. Dari hasil *problem solving* diharapkan akan di dapat solusi yang optimal untuk mengatasi kasus tersebut

Analisis komposisi gas suar bakar dilakukan untuk mengetahui seberapa jauh pengaruh komposisi terhadap kemampuan bakar untuk menghasilkan panas yang digunakan untuk bahan bakar pembangkit secara kaidah termodinamika. Data komposisi gas yang diperoleh dari lapangan dalam kurun waktu 7 hari pengamatan, akan dianalisis untuk memperoleh *heating value* yang merupakan persyaratan utama dari masing-masing mesin dan turbin gas pembangkit. Hasil dari perhitungan *Gross heating value* (3.2.) akan dikaji terhadap kemungkinan-kemungkinan yang dapat timbul terhadap kinerja dari masing-masing pembangkit.

$$\text{GHV} = \frac{\sum X_i \times H_i}{Z_b} \dots\dots\dots (3.2.)$$

- dimana :
- GHV = *Gross Heating Value (BTU/cuft)*
  - $X_i$  = *Komposisi Gas (mol fraction)*
  - $H_i$  = *Heating Value Fraction*
  - $Z_b = \text{Compressibility Factor Gas} = 1 - (\sum X_i \times V_{bi}) \times P_b$
  - $V_{bi}$  = *Summation Factor*
  - $P_b$  = *Pressure Base (psia)*

### III.2.4. Simulasi Kelayakan Ekonomi

Simulasi kelayakan ekonomi dipakai untuk mengevaluasi solusi optimal proyek yang dipilih. Solusi yang optimal dari pembahasan sebelumnya akan digunakan untuk melakukan kajian keekonomian sehingga dapat diketahui kelayakan proyek tersebut apabila diimplementasikan. Metode yang digunakan menggunakan pendekatan *free cashflow*

Beberapa parameter kelayakan ekonomi yang digunakan adalah *Net Present Value (NPV)*, *Internal Return Rate (IRR)* dan untuk menganalisis biaya modal (*cost of*

*capital*) digunakan WACC (*Weight Average Cost of Capital*). Indikator proyek tersebut dapat dikatakan layak apabila memenuhi persyaratan :

- NPV > 0 dengan pengertian apabila investasi di awal di *present value* akan memberikan hasil yang positif. Perhitungan NPV dapat menggunakan rumus (3.3.)

$$NPV = C_0 + \frac{C_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots (3.3.)$$

dimana : - C = arus kas (*cashflow*)

- t = periode waktu investasi
- r = biaya modal

- IRR >> bunga pinjaman, dengan pengertian bahwa investasi tersebut dapat mengembalikan pendanaan investasi yang dilakukan melalui pinjaman bank. IRR didapat pada NPV = 0
- WACC digunakan melihat biaya modal tidak hanya dari sisi tingkat bunga pinjaman semata tetapi beberapa parameter seperti memasukkan tingkat risiko dari biaya ekuitas seperti yang digambarkan pada rumus (3.4.)

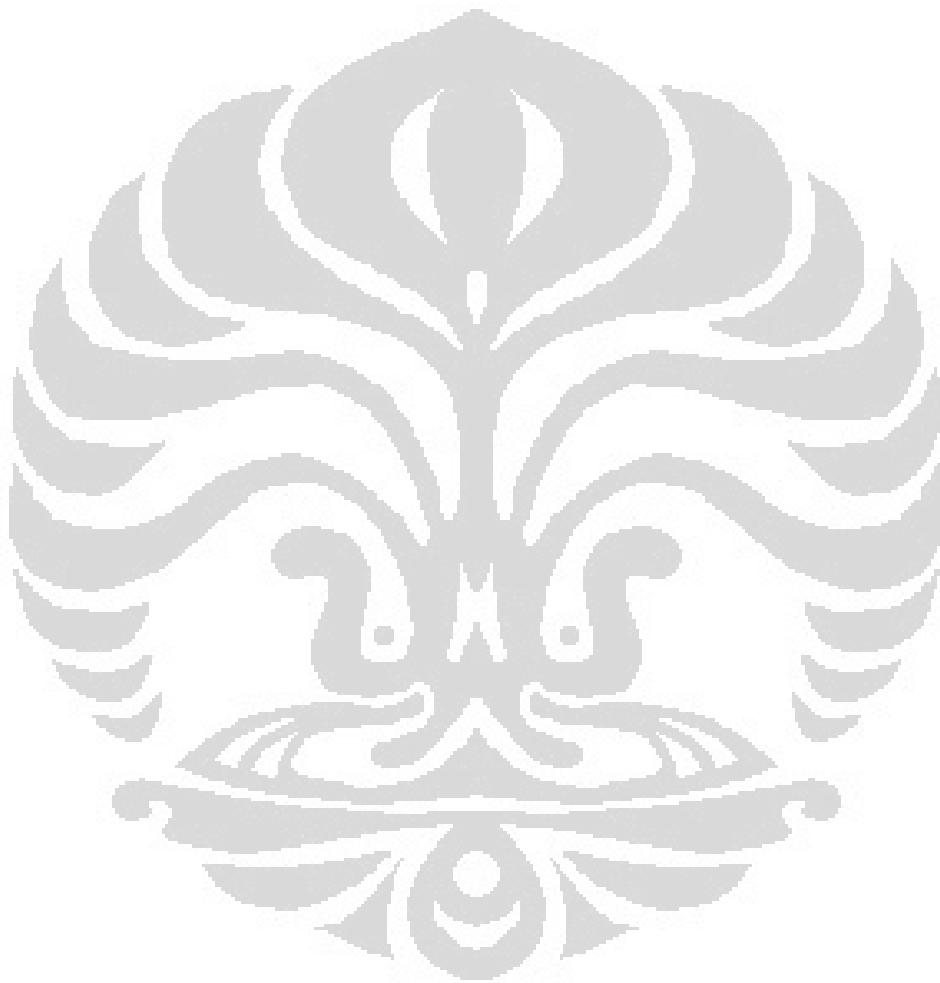
$$WACC = P \times Kd (1-T) + (M \times Ke) \dots\dots\dots (3.4.)$$

dimana : - P = proporsi prosentase pinjaman

- Kd = biaya pinjaman yang umumnya diberikan
- T = jangka waktu pinjaman
- M = proporsi prosentase modal sendiri
- Ke = biaya ekuitas ( $R_f + \beta \cdot R_p$ )
- $R_f$  = nilai yield dari surat utang negara berjangka 10 tahun
- $\beta$  = estimasi beta untuk industri oil & gas
- $R_p$  = Risk Premium dari bisnis oil & gas

### **III.2.5. Kesimpulan dan Rekomendasi**

Dari hasil perhitungan kelayakan ekonomi dapat diketahui tingkat kelayakan dari solusi proyek untuk mengatasi menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik tenaga gas tersebut. Beberapa catatan terkait dengan sensitivitas dari proyek yang berarti apabila terjadi perubahan dari parameter tersebut akan berdampak vital kepada kelayakan proyek secara keseluruhan.





## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### IV.1. UNJUK KERJA PEMBANGKIT LISTRIK

Pembangkit listrik menggunakan bahan bakar gas suar bakar dalam studi kasus ini menggunakan mesin gas (*gas engine*) dengan kapasitas 2 x 2,7 MW dan 1 x 2,3 MW serta menggunakan turbin gas dengan kapasitas 1 x 4,2 MW. Adapun spesifikasi masing-masing pembangkit sebagai berikut :

##### Turbin Gas :

Tipe Turbin	: CENTAUR 50 (Cartepillar)
Daya Listrik	: 4,20 MW
Panas rata-rata	: 11.628 Btu/kW-hr
Konsumsi Bahan Bakar	: 12,24 Mbtu/s
Efisiensi	: 32,5 %
Aliran gas <i>exhaust</i>	: 42,1 lb/s
Suhu gas <i>exhaust</i>	: 950°F
Kecepatan putar	: 1.500 RPM
Nilai panas dibutuhkan	: 900 – 1.000 BTU/cuft

##### Mesin Gas 1 (*Gas Engine*) :

Tipe Mesin	: J 620
Daya Listrik	: 2,70 MW
Panas rata-rata	: 188 kW
Konsumsi Bahan Bakar	: 2,98 Mbtu/s
Efisiensi	: 85,7 %
Aliran gas <i>exhaust</i>	: 17,3 kg/h

Suhu gas *exhaust* : 425 °C  
 Kecepatan putar mesin : 1.500 RPM  
 Nilai panas dibutuhkan : 1.000 – 1.100 BTU/cuft

Mesin Gas 2 (Gas Engine) :

Type : JMS 620  
 Daya Listrik : 2,30 MW  
 Panas rata-rata : 168 kW  
 Konsumsi Bahan Bakar : 2,54 Mbtu/s  
 Efisiensi : 85,7 %  
 Aliran gas *exhaust* : 15,3 kg/h  
 Suhu gas *exhaust* : 425 °C  
 Kecepatan putar mesin : 1.500 RPM  
 Nilai panas dibutuhkan : 1.000 – 1.100 BTU/cuft

Dari pengamatan di lapangan selama 7 hari kerja dari tanggal 8 – 14 Maret 2011, seperti terekam pada lampiran 3, dapat dirangkum unjuk kerja masing-masing mesin pembangkit dengan menggunakan rumus 3.1. seperti pada tabel 4.1. di bawah ini. :

Tabel 4.1. Unjuk Kerja Pembangkit Hasil Pengamatan

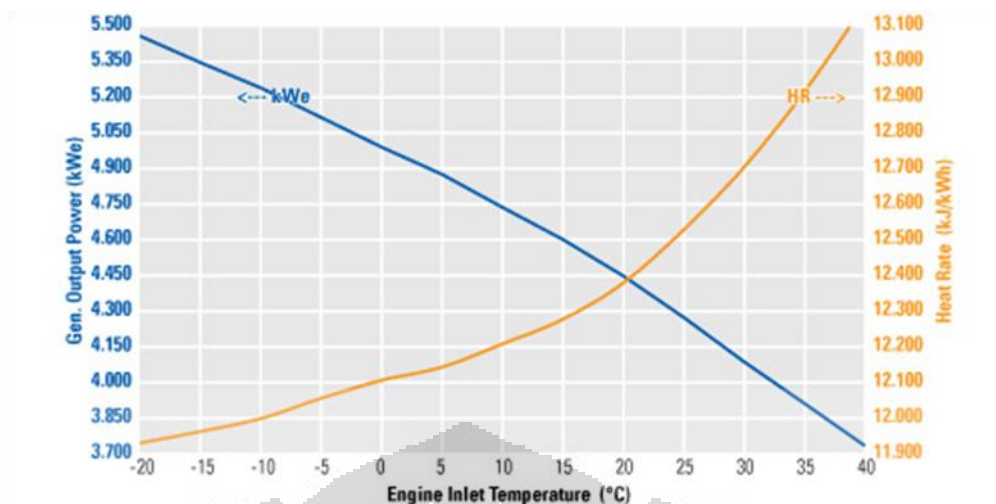
JENIS MESIN	KAPASITAS TERBANGKIT (kWh)							UNJUK KERJA	
	08/03	09/03	10/03	11/03	12/03	13/03	14/03	(kWh)	( % )
Mesin Gas (1) (2700 kW)	47.655	47.277	47.331	47.277	47.385	48.114	47.898	332.937	73,40%
Mesin Gas (2) (2700 kW)	46.251	47.196	47.034	47.601	47.682	48.249	47.601	331.614	73,11%
Mesin Gas (3) (2300 kW)	39.514	39.583	39.905	40.595	40.618	41.055	41.147	282.417	73,09%
Turbin Gas (4200 kW)	77.112	77.658	77.406	77.280	76.776	76.062	76.524	538.818	76,36%
KAPASITAS TERBANGKIT PER HARI								232.320 kWh	
KAPASITAS TERBANGKIT PER MINGGU								1.626.240 kWh	
								1.485.786	91,36%

Dari data di lapangan dapat diperoleh unjuk kerja masing-masing mesin pembangkitan rata-rata dibawah 80 % yang berarti di bawah kontrak penjualan listrik dengan kisaran 4 – 7 % di bawah kapasitas jual listrik dalam kontrak dengan PLN. Secara kapasitas keseluruhan pembangkit hanya sekitar 91,36 % saja yang dapat disuplai dari kontrak. Apabila dilihat dari jenis pembangkit penyimpangan unjuk kerja terhadap kontrak terpasang maka mesin gas (*gas engine*) mempunyai kontribusi penyimpangan unjuk kinerja yang lebih besar dibanding dengan turbin gas.

Pada turbin gas type CENTAUR 50 faktor menurunnya unjuk kerja pembangkit dapat disebabkan oleh beberapa hal sebagai berikut :

- Komposisi hidrokarbon gas, ini terkait dengan nilai panas yang dihasilkan pada saat pembakaran
- Specific gravity gas yang sangat berpengaruh pada laju alir gas
- Temperatur bahan bakar merupakan salah satu hal yang berpengaruh pada pembentukan hidrat yang ujungnya berpengaruh pada kualitas bahan bakar
- Faktor-faktor lain terkait gas turbin seperti stabilitas bahan bakar, sistem injektor, sistem kontrol dan valve.

Dari semua faktor di atas dengan memperhatikan bahwa kondisi turbin gas yang digunakan adalah 100 % baru maka kemungkinan pengaruh perlengkapan gas turbin terhadap unjuk kerja pembangkitan relatif kecil, sehingga pengaruh nilai panas akibat pembakaran bahan bakar gas merupakan hal yang perlu dicermati lebih teliti lagi. Berdasarkan informasi dari manufaktur turbin gas yang digunakan di lapangan, terlihat bahwa *engine inlet temperature* mempunyai korelasi dengan panas rata-rata (*heat rate*) yang dihasilkan oleh turbin, bertambahnya *engine inlet temperature* hingga 40 °C akan meningkatkan nilai *heat rate* hingga 13.100 kJ/kWh, tetapi di sisi lain kenaikan kedua parameter di atas akan berpengaruh terhadap menurunnya daya listrik yang dihasilkan (*generating output power*). Kenaikan *heat rate* sampai 13.100 KJ/kWh akan menyebabkan menurunnya daya listrik yang dihasilkan menjadi 3.700 kWe, seperti yang terlihat pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1. Korelasi antara *Heating Rate* dan *Gen. Output Power* CENTAUR 50

Sumber : *Katalog Gas Turbine Type CENTAUR 50-Cartapillar, 2011*

Pada kasus menurunnya unjuk kerja turbin gas berdasarkan analisis yang dilakukan faktor nilai panas dari bahan bakar (*heating value*) menjadi hal yang dominan yang perlu dianalisis lebih lanjut.

Sedangkan pada mesin gas (*gas engine*) beberapa faktor yang sangat berpengaruh pada unjuk kerja pembangkitan adalah :

- Volume udara yang dikompresikan, apabila udara yang dikompresikan mencukupi maka akan dihasilkan panas yang temperaturnya di atas temperatur penyalaan bahan bakar
- Jumlah bahan bakar yang diinjeksikan ke ruang bakar, semakin banyak bahan bakar diinjeksikan akan semakin besar gaya yang dihasilkan.
- Jenis bahan bakar akan berpengaruh terhadap nilai panas yang dihasilkan dan terkait erat dengan efisiensi pembakaran.

Jenis *gas engine* Jenbacher tipe 6 yang digunakan dilengkapi dengan sistem kontrol yang otomatis, sehingga pengaturan volume udara dan jumlah bahan bakar tentunya bukan menjadi hal yang dominan sebagai penyebab menurunnya unjuk kerja *gas engine*. Jenis bahan bakar merupakan faktor yang perlu dianalisis lebih lanjut. Hal ini dapat dijelaskan sesuai prinsip mesin gas seperti pada gambar 2.12. dan 2.13., dimana nilai panas yang dihasilkan bahan bakar dapat

mempengaruhi siklus pembakaran. Nilai panas yang tinggi akan mengakibatkan titik puncak pembakaran terjadi pada saat piston belum mencapai titik optimum, yang diakibatkan oleh pencampuran udara dan gas menghasilkan nilai panas yang cukup untuk terjadi pembakaran atau meledak pada saat piston belum mencapai titik optimum. Proses tersebut dapat menyebabkan volume engine menurun karena volume gerak piston tidak sesuai kapasitas, akibatnya putaran generator pun akan menurun dan daya listrik yang dihasilkan akan menurun dari kapasitas terpasang. Selain hal tersebut pembakaran yang tidak optimal ledakkannya akan menimbulkan efek vibrasi pada mesin, yang dapat mengakibatkan menurunnya putaran dari mesin sehingga putaran generator akan menurun dan daya yang dihasilkan akan menurun. Vibrasi pada mesin pada jangka waktu yang lama akan menyebabkan piston *breakdown* dan mesin akan mati secara mendadak.

Pada analisis menurunnya unjuk kerja *gas engine* juga faktor nilai panas bahan bakar merupakan hal yang dominan yang perlu dianalisis lebih lanjut.

## **IV.2. KOMPOSISI GAS SUAR BAKAR**

Pada pengamatan dan pengambilan gas suar bakar di lapangan selama periode 8-14 Maret 2011 diperoleh hasil analisis terhadap komposisi gas suar bakar yang berbeda komposisinya dari hari ke hari seperti yang terekam pada lampiran 4. Pada umumnya komposisi masing-masing gas relatif sama, dimana :

- Komposisi CH<sub>4</sub> berkisar 62,3 %
- Komposisi C<sub>3</sub> dan C<sub>4</sub> berkisar 14 – 16 %.

Kalau mengacu pada persyaratan bahan bakar untuk turbin gas diperlukan komposisi CH<sub>4</sub> dalam bahan bakar antara 65 – 92 %. Gas suar bakar dari lapangan migas Ripah relatif mendekati kisaran komposisi yang dipersyaratkan oleh turbin gas, yang masih dapat ditoleransi.

Berikut pada tabel 4.2. dapat dilihat komposisi gas suar bakar yang diambil dari lapangan Ripah dan selama ini digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas.

Tabel 4.2. Komposisi Gas Suar Bakar

COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)
I	V <sub>bi</sub>	G <sub>i</sub>	H <sub>i</sub>	X <sub>i</sub>
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
N <sub>2</sub>	0,0044	0,9672	-	0,01780
O <sub>2</sub>	0,0073	1,1048	-	0,00000
CO <sub>2</sub>	0,0197	1,5196	-	0,08800
CH <sub>4</sub>	0,0116	0,5539	1.010,0	0,62340
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0239	1,0382	1.769,7	0,10060
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0344	1,5226	2.516,1	0,11020
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0458	2,0068	3.251,9	0,01740
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0478	2,0088	3.262,3	0,02490
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0581	2,4912	4.000,9	0,00610
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0631	2,4812	4.008,9	0,00570
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	0,0802	2,9755	4.755,9	0,00590
				1,0000

Dari komposisi gas suar bakar tersebut terlihat juga bahwa gas fraksi berat masih cukup besar antara 14 -16 %, kondisi ini akan mengakibatkan turunnya *dew point* sehingga gas suar bakar akan terkondensasi menjadi fasa cair, dan akan menurunkan nilai panas dari gas yang dibakar, sehingga unjuk kinerja turbin gas akan cenderung menurun. Dari hasil simulasi hysys untuk kasus tersebut seperti pada lampiran 5 didapatkan bahwa pada kondisi tekanan gas suar bakar 51 psig dan temperatur 85°F *dew point* akan turun menjadi 23,28 °F dan terdapat fasa cair sekitar 2 % serta daya listrik yang dihasilkan sebesar 3.230 kW tidak jauh dari hasil pengamatan di lapangan dimana daya listrik yang dibangkitkan turbin gas rata-rata selama 7 (tujuh) hari mencapai sebesar 3.207,25 kW atau sama sekitar 76 % dari daya listrik terpasang.

Hasil dari simulasi hysys ini apabila digunakan dalam perhitungan *heat rate* akan didapat hasil perhitungan sebagai berikut :

$$p_3 = p_1 (T_3/T_1)^{\gamma/(\gamma - 1)}$$

dimana :  $p_2 = p_3$  dan  $\gamma = 1,4$  untuk udara

$$p_3 = (1) (53,58/85,50)^{1,75} = 0,4413 \text{ atm}$$

$$T_2 = 85,50 (0,4413)^{(1,4-1)/1,4} = 67,66 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\text{Heat Rate (HR)} = 3413/\eta \dots\dots\dots(4.1.)$$

dimana :  $\eta = 1 - 1/p3 ^ (x - 1)/x = 1 - (0,4413)^{0,285} = 0,2635 \dots\dots (4.2.)$

$$\text{HR} = 3414/0,2635 = 12.951, 42 \text{ BTU/kWh}$$

$$\text{HR} = 13.665,74 \text{ KJ/kWh}$$

Dari hasil perhitungan di atas apabila dikorelasikan dengan hasil daya listrik melalui simulasi hysys sebesar 3.230 kW maka hubungan antara *heating rate* dan *generator output* seperti pada gambar 4.1. dapat dipenuhi karena HR = 13.665 KJ/kWh di atas 13.100 KJ/kWh akan menghasilkan daya listrik dibawah 3.700 kW, sehingga naiknya *heating rate* akan menurunkan daya listrik yang dibangkitkan.

Apabila dilihat dari persyaratan nilai panas (*heating value*) dari bahan bakar gas suar bakar yang direkomendasikan oleh pabrikan mesin pembangkit dengan kisaran untuk mesin gas antara 1.000 – 1.100 BTU/cuft sedangkan untuk turbin gas berkisar antara 900 – 1.000 BTU/cuft, maka dengan menggunakan rumus 3.2. akan didapat nilai panas atau *Gross Heating Value (GHV)* untuk gas suar bakar seperti pada tabel 4.3.

Tabel 4.3. Perhitungan *Gross Heating Value (GHV) Gas Suar Bakar*

URAIAN	HARI PENGAMATAN						
	08/03	09/03	10/03	11/03	12/03	13/03	14/03
P base = 14,73 psia							
Compressibility factor (Zb) Zb = 1 - (Xi*Vbi) <sup>2</sup> * Pb	0,99501	0,99512	0,99503	0,99507	0,99501	0,99480	0,99430
Real specific gravity (Gr) Gr = (Xi*Gi) (Pb/14,73)*(0,99959/Zb)	0,90447	0,89710	0,89983	0,90048	0,90496	0,92122	0,95812
Gross heating value (GHV) GHV = (Xi*Hi)/Zb (BTU/cuft)	1.304,58554	1.293,03296	1.304,83244	1.295,21774	1.303,12699	1.330,70587	1.389,74854
<b>GHV rata-rata (BTU/cuft)</b>	<b>1.317,32144</b>						
Gr rata-rata	0,91231						
Zb rata-rata	0,99490						

Dari hasil perhitungan GHV dari gas suar bakar didapat rata-rata GHV sebesar 1.317,32 BTU/cuft. Nilai ini di atas GHV yang dipersyaratkan mesin pembangkit dengan kisaran antara 900 – 1.100 BTU/cuft. Nilai panas yang berlebih tentunya akan berdampak pada penurunan kinerja daya listrik yang dihasilkan. Pada turbin gas, menurunnya daya listrik dapat dilihat pada gambar 4.1. dimana kenaikan *heating rate* akan menurunkan *power output* dari pembangkit turbin gas. Pada *gas engine* nilai panas yang tinggi akan mengakibatkan pembakaran terjadi pada saat piston belum mencapai titik ledak atas, sehingga akan berdampak volume dorong piston dibawah kapasitas yang akan menurunkan putaran mesin sehingga daya yang dibangkitkan generator akan menurun, selain vibrasi yang dapat mengakibatkan piston goyang dan akhirnya mesin mengalami *breakdown*.

### IV.3. SOLUSI MENURUNKAN NILAI PANAS GAS

Tingginya nilai panas gas suar bakar disebabkan oleh fraksi berat yang terdapat pada komposisi gas suar bakar dalam bentuk C3 dan C4, untuk itu perlu diupayakan pemanfaatan C3 dan C4 yang terdapat dalam gas suar bakar.

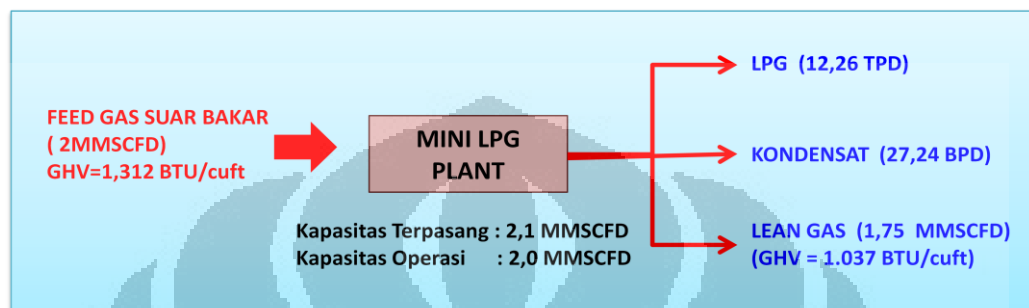
Solusi yang memungkinkan untuk diaplikasikan adalah selain menurunkan nilai panas gas suar bakar juga menyediakan bahan bakar agar pembangkit listrik yang sudah ada dapat tetap memproduksi. Solusi yang memungkinkan adalah memanfaatkan fraksi berat gas tersebut menjadi *Liquid Petroleum Gas* (LPG). *Mini LPG Plant* selain untuk memproduksi LPG juga menghasilkan produk samping berupa bahan bakar yang masih mempunyai nilai ekonomis dalam bentuk kondensat dan *lean gas* yang dapat digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik.

Dari sumber gas suar bakar yang ada sebesar 2 MMSCFD melalui *Mini LPG Plant* dengan menggunakan simulasi hysys seperti pada lampiran 6 akan menghasilkan produk sebagai berikut :



- LPG sebesar 12,26 ton per hari
- Kondesat sebesar 27,24 barrel per hari
- *Lean Gas* sebesar 1,75 MMSCFD

Secara sistematis dapat digambarkan seperti pada gambar 4.2.



Gambar 4.2. Produk Hasil *Mini LPG PLant*

*Lean gas* yang dihasilkan mempunyai komposisi C1 : 79,32 % dan C3 dan C4 : 1,36 % yang dapat digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Dengan *rules of thumb* : 1 kWh = 3.412 BTU dan 1 MSCF = 1,027 MMBTU maka *lean gas* sebesar 1,75 MMSCFD atau 20,80 MBTU/detik dapat memenuhi konsumsi bahan bakar pembangkit dengan total kebutuhan 20,76 MBTU/detik. GHV dari komposisi gas di atas sebesar 1.037,22 BTU/cuft, masih dalam rentang GHV yang dipersyaratkan mesin pembangkit dengan kisaran 900 – 1.100 BTU/cuft.

#### IV. PERHITUNGAN KELAYAKAN EKONOMI

Solusi yang telah dibahas untuk mengatasi turunnya unjuk kerja pembangkit listrik tenaga gas suar bakar baru terbatas penyelesaian secara teknis yang paling mungkin yaitu pemanfaatan gas suar bakar melalui *Mini LPG PLant*.dimana hasil produk samping berupa *lean gas* dapat dimanfaatkan kembali sebagai bahan bakar mesin pembangkit. Dapat tidaknya solusi tersebut dilaksanakan sangat bergantung kepada tingkat keekonomian yang perlu dikaji kelayakannya, sehingga investasi

untuk mengimplementasikan solusi teknis tersebut dapat memberikan nilai tambah secara ekonomi bagi keseluruhan usaha tersebut.

Perhitungan kelayakan ekonomi yang dilakukan berdasarkan beberapa asumsi baik yang terkait dengan parameter produksi, investasi dan keuangan yang pada umumnya digunakan untuk melakukan perhitungan sebagai berikut :

Produksi :

- *Feed gas* suar bakar : 2 MMSCFD
- *Output* LPG : 12,26 ton per hari
- *Output* Kondensat : 27,24 barrel per hari
- *Output Lean Gas* : 1.797,25 MMBTU per hari

Investasi :

- Biaya EPC *Mini LPG Plant* : US\$ 4.345.000,-
- Biaya Pengembangan : US\$ 553.000,-
- Biaya Persiapan Proyek : US\$ 355.750,-

Keuangan :

- Bunga pinjaman dalam US\$ : 10 % per tahun
- Bunga pinjaman dalam Rp : 14 % per tahun
- Pinjaman Bank : 70 %
- Dana sendiri : 30 %
- WACC : 9,13 %
- Jangka waktu pinjaman : 8 tahun
- Masa konstruksi : ± 3 tahun

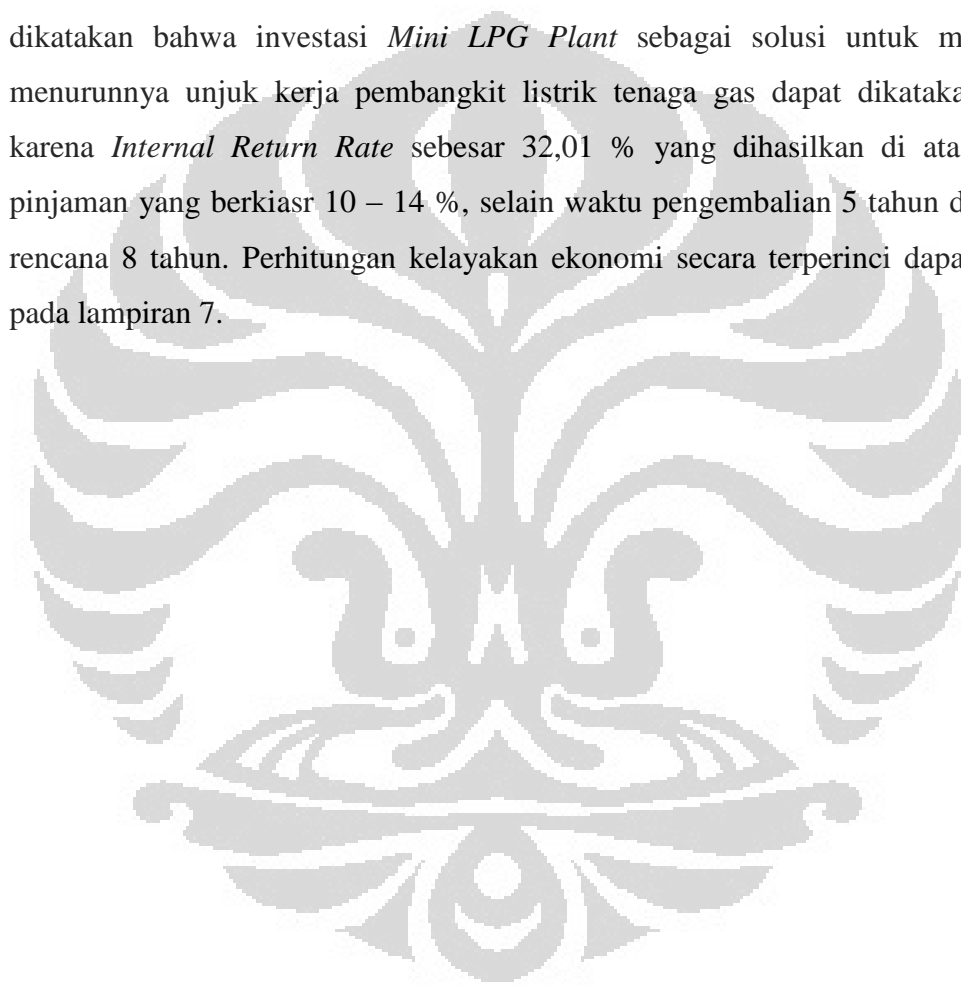
Harga Jual :

- *Feed gas* : US\$ 1.283,75 per MMSCFD
- LPG : US\$ 800,50 per ton
- Kondensat : US\$ 68,30 per barrel
- *Lean Gas* : US\$ 2,00 per MMBTU

Kelayakan Ekonomi :

- IRR Proyek : 32,01 %
- IRR Ekuitas : 57,02 %
- NPV : US\$ 21.123.195
- *Profitability Index* : 5,31
- *Payback Period* : 5,06 tahun

Dari hasil perhitungan kelayakan menggunakan rumus (3.3.) dan (3.4.) dapat dikatakan bahwa investasi *Mini LPG Plant* sebagai solusi untuk mengatasi menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik tenaga gas dapat dikatakan layak karena *Internal Return Rate* sebesar 32,01 % yang dihasilkan di atas bunga pinjaman yang berkisar 10 – 14 %, selain waktu pengembalian 5 tahun di bawah rencana 8 tahun. Perhitungan kelayakan ekonomi secara terperinci dapat dilihat pada lampiran 7.



## BAB V

### KESIMPULAN

Berdasarkan hasil studi lapangan dan pembahasan terhadap kasus menurunnya unjuk kerja pembangkit listrik tenaga gas, maka dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut :

1. Gas suar bakar yang selama ini dimanfaatkan untuk menjadi bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas, mempunyai komposisi yang mengandung fraksi berat mencapai 14 – 16 % hal ini akan menurunkan temperatur *dew point* sehingga akan mudah terkondensasi, kondisi ini akan menurunkan unjuk kerja turbin gas karena temperatur bahan bakar menjadi turun
2. Secara perhitungan termodinamika gas suar bakar yang digunakan mempunyai nilai panas (GHV) rata-rata 1.317,32 BTU/cuft di atas nilai yang dipersyaratkan oleh mesin pembangkit yang berkisar 900 – 1.100 BTU/cuft. Kondisi ini untuk turbin tipe CENTAUR 50 akan menurunkan daya yang dihasilkan, sedangkan untuk mesin gas Janbacher tipe 6 akan berdampak pada pembakaran terjadi di saat piston belum mencapai titik nyala atas, sehingga dapat menyebabkan vibrasi dan menurunkan putaran engine dan generator yang berdampak pada menurunnya unjuk kerja mesin gas
3. Solusi untuk mengatasi GHV yang berlebih dengan tetap mempertimbangkan bahwa pembangkit listrik harus tetap beroperasi adalah pemanfaatan gas fraksi berat menjadi LPG, disamping proses tersebut menghasilkan produk samping berupa kondensat dan *lean gas* sebesar 1,75 MMSCFD yang dapat dimanfaatkan untuk mensuplai bahan bakar pembangkit yang ada.
4. Perhitungan kelayakan ekonomi terhadap investasi *Mini LPG Plant* dalam upaya mengatasi permasalahan penurunan unjuk kerja pembangkit menunjukkan NPV > 0, IRR = 32,01 % diatas bunga pinjaman 14 % dan pengembalian pinjaman 5 tahun di bawah rencana jangka waktu pinjaman 8 tahun. Hasil ini menunjukkan bahwa proyek tersebut layak untuk dapat dilakukan.

## DAFTAR PUSTAKA

1. Arif, H., 2009, Gas flare harus dikurangi, Tambangnews, <http://www.tambangnews.com/berita/utama/316-gas-flare-harus-dikurangi.html>, 16 September 2009, diakses 12 Desember 2010.
2. Barclay M., Shukri T., 2006, *Enhanced single mixed refrigerant process for stranded gas liquefaction*, LNG Consultant, Foster Wheeler Energy Limited.
3. Campbell, J.M., 2001, *Gas condition and processing*, (8th ed. vol.1 & 2) John M. Campbell & Company, Oklahoma.
4. Courban, B., 2010, Flare gas and the role of CNG-a challenge and an opportunity, *Paper presented at the 3rd Annual CNG/NGV Indonesia Forum 2010*, Shangrila 29 – 30 July 2010, Jakarta.
5. Crosetti, M., Fuller, D., 2006, Indonesia associated gas survey-screening & economic analysis report (final), *The World Bank Report*, PA Consulting Group, 25 October 2006..
6. Indriani, G., 2005, Gas flaring reduction in the Indonesian oil and gas sector, technical and economic potential of clean development mechanism (CDM) project, *HWWA Hamburg Report*, Hamburg Institute of International Economics.
7. Koernig, A., (2010), *Flare gas recovery systems*, Koernig-WEBER Engineering GmbH & Co. KG - Dieselstr. 13. - D-50259 Pulheim.
8. Komisi Pengawas Persaingan Usaha RI, 2009, Background Paper Analisis kebijakan persaingan dalam industri LPG Indonesia, [http://www.kppu.go.id/docs/Positioning\\_Paper/LPG.pdf](http://www.kppu.go.id/docs/Positioning_Paper/LPG.pdf), diakses 18 Desember 2010.
9. LNG & The World of Energy, (2008), Chapter 30-LNG technology processes, [http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/chapter\\_30\\_technology\\_process-es.pdf](http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/chapter_30_technology_process-es.pdf), diakses, 20 Desember 2010.
10. Los ,H. S., Jong ,C., Dijken, H., 2009, How to use cointegrated power & fuel prices, *Power Plant Performance*, (48-53), KYOS Energy Consulting.
11. Machmuddin, B., 2010, Gas kita harus menjadi tuan rumah di negeri sendiri, Website Resmi Wakil Presiden RI, <http://www.wapresri.go.id/index/preview/berita/795/2010-11>, 2 Nopember 2010, diakses 15 Desember 2010

12. Perlatan Energi Termis : Kogenerasi, *Pedoman Efisiensi Energi untuk Industri di Asia* (2006), United Nations Environment Programme (UNEP).
13. PFC Energy, 2007, *Using Russia's associated gas*, Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFRP) Consulting, World Bank, 10 December 2007.
14. Philips, G., 2008, Tambun LPG associated gas recovery and utilization project, *CER Monitoring Report*, Sindicatum Carbon Capital Limited, 1 February 2008 .
15. Plemis, P., 2009, Solution for flare reduction dual fuel and gas engine, *Global Forum Flare Reduction and Gas Utilisation*.
16. Richwine, R., 2003, Performance of Generating Plant, *World Energy Council Report*, Reliability Management Consultant, May 2003.
17. Rios, M., 2009, Preparing for potential opportunities, *The News Flare*, Issue No.8, January – June 2009.
18. Seddon, D., 2006, *Gas usage & value : The technology and economics of natural gas use in the process industries*, PennWell, Oklahoma.
19. Stickey, D.C., 2007, Gas project pricing – their commercial organization, *The World Bank Report*.
20. Tambunan, I., 2008, Berkat gas buang, Tanjung Jabung bebas dari gelap, *Harian Kompas*, 23 Agustus 2008.
21. UN-CDM-Executive Board, 2006, Medco Energi associated gas recovery and utilization project, [http://www.dnv.com/focus/climate\\_change/upload/07%2002%2016%20medco%20lpg%20kaji%20pdd%20draft.pdf](http://www.dnv.com/focus/climate_change/upload/07%2002%2016%20medco%20lpg%20kaji%20pdd%20draft.pdf), 28 July 2006, diakses 18 Desember 2010.
22. Unger, D. & Herzog, H., 1998, *Comparative study on energy R & D performance : gas turbine case study*, MIT Energy Laboratory, August 1998.
23. URS Corporation, 2009, *Part III : Flare reduction project family*, Oil and Natural Gas Industry Guidelines for Greenhouse Gas reduction Projects, Published by IPIECA, October 2009.
24. Wahyudi, S., Nursasongko, M., Widhiyanuryaman, D., 2003, *Materi kuliah termodinamika 2*, Fakultas Teknik Mesin, Universitas Brawijaya, Malang.

## LAMPIRAN

Lampiran 1 : Profil Produksi Gas Suar Bakar di Indonesia (2007 – 2016)

	Operator	Field	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
			MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd
1	Sea-Union	A	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
2	Sea-Union	B	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
3	PertaminaDOHKalimantan	A	3.1	3.0	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0
4	PertaminaDOHKalimantan	B	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
5	PertaminaDOHKalimantan	C	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
6	PertaminaDOHKalimantan	D	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
7	PertaminaDOHKalimantan	E	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
8	Pertamina TalismanOK	A	5.6	5.3	5.0	4.8	4.5	4.3	4.1	3.9	3.7	3.5
9	Pertamina DOH West Java	A	24.3	23.1	22.0	20.9	19.8	18.8	17.9	17.0	16.1	15.3
10	Pertamina DOH West Java	B	15.6	14.8	14.1	13.4	12.7	12.1	11.5	10.9	10.4	9.8
11	Pertamina DOH West Java	C	12.3	11.7	11.1	10.5	10.0	9.5	9.0	8.6	8.1	7.7
12	Pertamina DOH West Java	D	7.6	7.2	6.8	6.5	6.2	5.9	5.6	5.3	5.0	4.8
13	Pertamina DOH West Java	E	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.8	3.6	3.4	3.3	3.1
14	Pertamina DOH West Java	F	4.2	4.0	3.8	3.6	3.5	3.3	3.1	3.0	2.8	2.7
15	Pertamina DOH West Java	G	3.3	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1
16	Pertamina DOH West Java	H	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8
17	Pertamina DOH West Java	I	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4
18	Pertamina DOH West Java	J	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4
19	Pertamina DOH West Java	K	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8
20	Pertamina DOH West Java	L	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
21	Pertamina DOH West Java	M	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
22	Pertamina DOH West Java	N	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
23	Pertamina DOH Sumbagut	A	19.5	18.5	17.6	16.7	15.9	15.1	14.3	13.6	12.9	12.3
24	Pertamina DOH Sumbagut	B	5.2	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.8	3.6	3.4	3.3
25	Pertamina DOH Sumbagut	C	3.4	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1
26	Pertamina DOH Sumbagut	D	3.9	3.7	3.5	3.3	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5
27	Pertamina DOH Sumbagut	E	2.5	2.4	2.3	2.2	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7	1.6
28	Pertamina DOH Sumbagut	F	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
29	Pertamina DOH Sumbagut	G	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6
30	Pertamina DOH Sumbagut	H	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5
31	Pertamina DOH Sumbagut	I	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
32	Pertamina DOH Sum basil	A	49.1	46.6	44.3	42.1	40.0	38.0	36.1	34.3	32.6	30.9
33	Pertamina DOH Sum basil	B	11.8	11.2	10.7	10.1	9.6	9.2	8.7	8.3	7.8	7.5
34	Pertamina DOH Sum basil	C	10.9	10.4	9.9	9.4	8.9	8.5	8.0	7.6	7.3	6.9
35	Pertamina DOH Sum basil	D	10.5	10.0	9.5		8.5	8.1	7.7	7.3	7.0	6.6
36	Pertamina DOH Sum basil	E	4.5	4.2	4.0	3.8	3.6	3.5	3.3	3.1	3.0	2.8
37	Pertamina DOH Sum basil	F	4.2	4.0	3.8	3.6	3.5	3.3	3.1	3.0	2.8	2.7
38	Pertamina DOH Sum basil	G	3.8	3.6	3.4	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4
39	Pertamina DOH Sum basil	H	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5
40	Pertamina DOH Sum basil	I	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.3
41	Pertamina DOH Sum basil	J	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
42	Pertamina DOH Sum basil	K	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
43	Medco-Rimau	A	18.5	17.6	16.7	15.9	15.1	14.3	13.6	12.9	12.3	11.7
44	Medco-Rimau	B	5.4	5.1	4.8	4.6	4.4	4.1	3.9	3.7	3.6	3.4
45	Kufpec	A	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
46	Hedi-Haliburton	A	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
47	Conoco Philips Ramba	A	3.3	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1
48	Conoco Philips Grissik	B	3.1	3.0	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0
49	Conoco Philips Grissik	C	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7
50	Medco CS SS	A	10.9	10.4	9.9	9.4	8.9	8.5	8.0	7.6	7.3	6.9
51	Medco CS SS	B	6.2	5.9	5.6	5.4	5.1	4.8	4.6	4.4	4.1	3.9
52	Medco CS SS	C	3.8	3.6	3.4	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4
53	Medco CS SS	D	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7
54	Medco CS SS	E	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
55	PetroChinaBermudajabung	A	24.3	23.1	22.0	20.9	19.8	18.8	17.9	17.0	16.1	15.3
56	PetroChinaSulawati	A	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	Production		312.1									

## Lampiran 2 : Gas Suar Bakar yang akan direduksi

	Operator	Field	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
			MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd	MM. Scfd
1	Sea-Union	A	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
2	Sea-Union	B	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
3	PertaminaDOHKalimantan	B	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
4	PertaminaDOHKalimantan	C	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
5	PertaminaDOHKalimantan	D	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
6	Pertamina DOH West Java	G	3.3	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1
7	Pertamina DOH West Java	H	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8
8	Pertamina DOH West Java	J	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4
9	Pertamina DOH West Java	L	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8
10	Pertamina DOH West Java	M	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
11	Pertamina DOH West Java	N	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
12	Pertamina DOH West Java	O	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
13	Pertamina DOH Sumbagut	C	3.4	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1
14	Pertamina DOH Sumbagut	E	2.5	2.4	2.3	2.2	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7	1.6
15	Pertamina DOH Sumbagut	G	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6
16	Pertamina DOH Sumbagut	H	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5
17	Pertamina DOH Sumbagut	I	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
14	Pertamina DOH Sum basel	B	11.8	11.2	10.7	10.1	9.6	9.2	8.7	8.3	7.8	7.5
15	Pertamina DOH Sum basel	F	4.2	4.0	3.8	3.6	3.5	3.3	3.1	3.0	2.8	2.7
16	Pertamina DOH Sum basel	G	3.8	3.6	3.4	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4
17	Pertamina DOH Sum basel	H	2.5	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5
18	Pertamina DOH Sum basel	I	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.3
19	Pertamina DOH Sum basel	J	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
20	Pertamina DOH Sum basel	K	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
21	Kufpec	A	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
22	Conoco Philips Ramba	A	3.3	3.2	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.1
23	Conoco Philips Grissik	C	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7
24	Medco CS SS	C	3.8	3.6	3.4	3.3	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4
25	Medco CS SS	E	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
26	PetroChinaSulawati	A	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Production assumed flared			57.7									



## Lampiran 3 : Data Kapasitas Suplai Tenaga Listrik (8 – 14 Maret 2011)

PT PLTG JABUNG							
KAPASITAS SUPLAI TENAGA LISTRIK							
LOKASI	: PLTG JABUNG			KAPASITAS TERPASANG :	290.400 kWh		
PERIODE	: 8 - 14 MARET 2011			KAPASITAS TERBANGKIT :	232.320 kWh		
TANGGAL	: 8 MARET 2011						
JAM	MESIN (1) (2.700 kW)	JAM	MESIN (2) (2.700 Kw)	JAM	MESIN (3) (2.300 Kw)	JAM	TURBIN (4.200 kW)
06.00	2.052	06.00	2.025	06.00	1.748	06.00	3.192
07.00	2.025	07.00	1.998	07.00	1.725	07.00	3.276
08.00	2.106	08.00	1.971	08.00	1.794	08.00	3.318
09.00	2.079	09.00	1.809	09.00	1.541	09.00	3.276
10.00	2.106	10.00	1.836	10.00	1.564	10.00	3.318
11.00	2.052	11.00	1.782	11.00	1.748	11.00	3.192
12.00	1.917	12.00	1.890	12.00	1.633	12.00	3.192
13.00	1.971	13.00	1.701	13.00	1.679	13.00	3.276
14.00	1.890	14.00	1.890	14.00	1.610	14.00	3.276
15.00	1.863	15.00	1.863	15.00	1.587	15.00	3.192
16.00	1.998	16.00	1.998	16.00	1.702	16.00	3.234
17.00	1.890	17.00	1.998	17.00	1.610	17.00	3.234
18.00	1.890	18.00	2.052	18.00	1.610	18.00	3.276
19.00	1.998	19.00	2.079	19.00	1.702	19.00	3.318
20.00	2.025	20.00	2.025	20.00	1.495	20.00	3.318
21.00	2.052	21.00	2.106	21.00	1.518	21.00	3.192
22.00	2.052	22.00	1.971	22.00	1.587	22.00	3.150
23.00	1.998	23.00	1.890	23.00	1.702	23.00	3.108
24.00	1.998	24.00	1.890	24.00	1.702	24.00	3.108
01.00	2.106	01.00	1.836	01.00	1.794	01.00	3.066
02.00	1.890	02.00	1.890	02.00	1.610	02.00	3.108
03.00	1.917	03.00	1.917	03.00	1.633	03.00	3.150
04.00	1.890	04.00	1.944	04.00	1.610	04.00	3.150
05.00	1.890	05.00	1.890	05.00	1.610	05.00	3.192
	<b>47.655</b>		<b>46.251</b>		<b>39.514</b>		<b>77.112</b>
1. KAPASITAS TOTAL MESIN GAS (GAS ENGINE) PER HARI					133.420	kWh	
2. KAPASITAS TURBIN GAS PER HARI					77.112	kWh	
3. TOTAL KAPASITAS PEMBANGKIT PER HARI					210.532	kWh	
PT PLTG JABUNG							
(MAHMUD RASYID)							

PT PLTG JABUNG							
KAPASITAS SUPLAI TENAGA LISTRIK							
LOKASI	: PLTG JABUNG			KAPASITAS TERPASANG :	290.400 kWh		
PERIODE	: 8 - 14 MARET 2011			KAPASITAS TERBANGKIT :	232.320 kWh		
TANGGAL	: 9 MARET 2011						
JAM	MESIN (1) (2.700 kW)	JAM	MESIN (2) (2.700 Kw)	JAM	MESIN (3) (2.300 Kw)	JAM	TURBIN (4.200 kW)
06.00	1.917	06.00	1.971	06.00	1.702	06.00	3.276
07.00	1.944	07.00	1.998	07.00	1.725	07.00	3.276
08.00	1.944	08.00	1.971	08.00	1.725	08.00	3.318
09.00	1.944	09.00	1.863	09.00	1.771	09.00	3.276
10.00	1.971	10.00	1.836	10.00	1.702	10.00	3.318
11.00	1.971	11.00	1.863	11.00	1.679	11.00	3.234
12.00	1.998	12.00	1.890	12.00	1.633	12.00	3.192
13.00	1.971	13.00	1.890	13.00	1.679	13.00	3.234
14.00	1.998	14.00	1.890	14.00	1.610	14.00	3.234
15.00	1.998	15.00	1.863	15.00	1.587	15.00	3.234
16.00	1.944	16.00	1.890	16.00	1.587	16.00	3.234
17.00	1.890	17.00	1.998	17.00	1.610	17.00	3.234
18.00	1.890	18.00	2.052	18.00	1.610	18.00	3.276
19.00	1.863	19.00	2.079	19.00	1.564	19.00	3.318
20.00	1.863	20.00	2.025	20.00	1.587	20.00	3.318
21.00	2.052	21.00	2.052	21.00	1.518	21.00	3.192
22.00	1.998	22.00	2.106	22.00	1.587	22.00	3.150
23.00	1.998	23.00	1.890	23.00	1.610	23.00	3.108
24.00	1.998	24.00	1.890	24.00	1.656	24.00	3.108
01.00	2.106	01.00	1.836	01.00	1.794	01.00	3.066
02.00	1.890	02.00	2.052	02.00	1.610	02.00	3.108
03.00	2.052	03.00	2.079	03.00	1.633	03.00	3.318
04.00	2.025	04.00	2.106	04.00	1.679	04.00	3.318
05.00	2.052	05.00	2.106	05.00	1.725	05.00	3.318
	<b>47.277</b>		<b>47.196</b>		<b>39.583</b>		<b>77.658</b>
1. KAPASITAS TOTAL MESIN GAS (GAS ENGINE) PER HARI					134.056	kWh	
2. KAPASITAS TURBIN GAS PER HARI					77.658	kWh	
3. TOTAL KAPASITAS PEMBANGKIT PER HARI					211.714	kWh	
							PT PLTG JABUNG
							(MAHMUD RASYID)

PT PLTG JABUNG							
KAPASITAS SUPLAI TENAGA LISTRIK							
LOKASI	: PLTG JABUNG			KAPASITAS TERPASANG :	290.400 kWh		
PERIODE	: 8 - 14 MARET 2011			KAPASITAS TERBANGKIT :	232.320 kWh		
TANGGAL	: 10 MARET 2011						
JAM	MESIN (1) (2.700 kW)	JAM	MESIN (2) (2.700 Kw)	JAM	MESIN (3) (2.300 Kw)	JAM	TURBIN (4.200 kW)
06.00	1.944	06.00	1.998	06.00	1.702	06.00	3.318
07.00	1.944	07.00	1.998	07.00	1.725	07.00	3.318
08.00	1.944	08.00	1.971	08.00	1.725	08.00	3.318
09.00	1.944	09.00	1.863	09.00	1.771	09.00	3.108
10.00	1.971	10.00	1.836	10.00	1.702	10.00	3.318
11.00	1.971	11.00	1.863	11.00	1.679	11.00	3.234
12.00	1.998	12.00	1.998	12.00	1.633	12.00	3.192
13.00	1.971	13.00	1.998	13.00	1.679	13.00	3.318
14.00	1.998	14.00	1.890	14.00	1.725	14.00	3.318
15.00	1.998	15.00	1.863	15.00	1.771	15.00	3.234
16.00	1.944	16.00	1.890	16.00	1.725	16.00	3.234
17.00	1.890	17.00	1.890	17.00	1.771	17.00	3.234
18.00	1.890	18.00	1.890	18.00	1.610	18.00	3.276
19.00	1.863	19.00	2.079	19.00	1.564	19.00	3.150
20.00	1.998	20.00	2.025	20.00	1.587	20.00	3.318
21.00	1.998	21.00	2.052	21.00	1.518	21.00	3.192
22.00	1.998	22.00	2.106	22.00	1.587	22.00	3.150
23.00	1.998	23.00	1.890	23.00	1.610	23.00	3.108
24.00	1.998	24.00	1.890	24.00	1.656	24.00	3.108
01.00	2.106	01.00	1.836	01.00	1.794	01.00	3.066
02.00	1.890	02.00	1.998	02.00	1.610	02.00	3.108
03.00	2.052	03.00	1.998	03.00	1.633	03.00	3.234
04.00	2.025	04.00	2.106	04.00	1.564	04.00	3.234
05.00	1.998	05.00	2.106	05.00	1.564	05.00	3.318
	<b>47.331</b>		<b>47.034</b>		<b>39.905</b>		<b>77.406</b>
1. KAPASITAS TOTAL MESIN GAS (GAS ENGINE) PER HARI					134.270	kWh	
2. KAPASITAS TURBIN GAS PER HARI					77.406	kWh	
3. TOTAL KAPASITAS PEMBANGKIT PER HARI					211.676	kWh	
						PT PLTG JABUNG	
						(MAHMUD RASYID)	

PT PLTG JABUNG							
KAPASITAS SUPLAI TENAGA LISTRIK							
LOKASI	: PLTG JABUNG			KAPASITAS TERPASANG :	290.400 kWh		
PERIODE	: 8 - 14 MARET 2011			KAPASITAS TERBANGKIT :	232.320 kWh		
TANGGAL	: 11 MARET 2011						
JAM	MESIN (1) (2.700 kW)	JAM	MESIN (2) (2.700 Kw)	JAM	MESIN (3) (2.300 Kw)	JAM	TURBIN (4.200 kW)
06.00	1.944	06.00	1.998	06.00	1.679	06.00	3.318
07.00	1.944	07.00	1.998	07.00	1.725	07.00	3.234
08.00	1.998	08.00	1.971	08.00	1.725	08.00	3.234
09.00	1.998	09.00	1.863	09.00	1.771	09.00	3.108
10.00	1.971	10.00	1.836	10.00	1.702	10.00	3.318
11.00	1.971	11.00	1.863	11.00	1.679	11.00	3.234
12.00	1.998	12.00	1.998	12.00	1.633	12.00	3.192
13.00	1.971	13.00	1.863	13.00	1.702	13.00	3.318
14.00	1.998	14.00	1.863	14.00	1.702	14.00	3.276
15.00	1.998	15.00	2.079	15.00	1.771	15.00	3.276
16.00	1.863	16.00	2.079	16.00	1.725	16.00	3.234
17.00	1.890	17.00	1.890	17.00	1.771	17.00	3.234
18.00	1.890	18.00	1.890	18.00	1.610	18.00	3.276
19.00	1.863	19.00	2.079	19.00	1.564	19.00	3.150
20.00	1.998	20.00	2.025	20.00	1.587	20.00	3.318
21.00	1.998	21.00	2.052	21.00	1.518	21.00	3.192
22.00	1.998	22.00	2.106	22.00	1.771	22.00	3.150
23.00	1.998	23.00	1.890	23.00	1.771	23.00	3.276
24.00	1.998	24.00	1.890	24.00	1.656	24.00	3.108
01.00	2.106	01.00	2.079	01.00	1.794	01.00	3.066
02.00	1.890	02.00	2.079	02.00	1.771	02.00	3.108
03.00	1.998	03.00	1.998	03.00	1.633	03.00	3.234
04.00	2.025	04.00	2.106	04.00	1.564	04.00	3.276
05.00	1.971	05.00	2.106	05.00	1.771	05.00	3.150
	<b>47.277</b>		<b>47.601</b>		<b>40.595</b>		<b>77.280</b>
1. KAPASITAS TOTAL MESIN GAS (GAS ENGINE) PER HARI					135.473	kWh	
2. KAPASITAS TURBIN GAS PER HARI					77.280	kWh	
3. TOTAL KAPASITAS PEMBANGKIT PER HARI					212.753	kWh	
							PT PLTG JABUNG
							(MAHMUD RASYID)

PT PLTG JABUNG							
KAPASITAS SUPLAI TENAGA LISTRIK							
LOKASI	: PLTG JABUNG			KAPASITAS TERPASANG :	290.400 kWh		
PERIODE	: 8 - 14 MARET 2011			KAPASITAS TERBANGKIT :	232.320 kWh		
TANGGAL	: 12 MARET 2011						
JAM	MESIN (1) (2.700 kW)	JAM	MESIN (2) (2.700 Kw)	JAM	MESIN (3) (2.300 Kw)	JAM	TURBIN (4.200 kW)
06.00	1.944	06.00	1.998	06.00	1.679	06.00	3.318
07.00	1.890	07.00	1.998	07.00	1.725	07.00	3.234
08.00	1.890	08.00	1.971	08.00	1.725	08.00	3.234
09.00	1.998	09.00	1.998	09.00	1.771	09.00	3.108
10.00	1.971	10.00	1.836	10.00	1.702	10.00	3.066
11.00	1.890	11.00	1.863	11.00	1.725	11.00	3.066
12.00	1.890	12.00	1.998	12.00	1.633	12.00	3.192
13.00	1.971	13.00	1.863	13.00	1.702	13.00	3.108
14.00	1.998	14.00	1.863	14.00	1.702	14.00	3.276
15.00	1.998	15.00	2.079	15.00	1.771	15.00	3.276
16.00	1.863	16.00	2.079	16.00	1.725	16.00	3.234
17.00	1.890	17.00	1.890	17.00	1.771	17.00	3.234
18.00	1.890	18.00	1.890	18.00	1.610	18.00	3.276
19.00	1.863	19.00	2.079	19.00	1.564	19.00	3.150
20.00	1.998	20.00	2.025	20.00	1.587	20.00	3.318
21.00	1.998	21.00	2.052	21.00	1.518	21.00	3.192
22.00	2.079	22.00	2.025	22.00	1.633	22.00	3.150
23.00	2.079	23.00	2.025	23.00	1.633	23.00	3.276
24.00	1.998	24.00	1.890	24.00	1.656	24.00	3.108
01.00	2.106	01.00	1.971	01.00	1.794	01.00	3.066
02.00	2.079	02.00	2.079	02.00	1.771	02.00	3.108
03.00	1.998	03.00	1.998	03.00	1.633	03.00	3.234
04.00	2.025	04.00	2.106	04.00	1.794	04.00	3.276
05.00	2.079	05.00	2.106	05.00	1.794	05.00	3.276
	<b>47.385</b>		<b>47.682</b>		<b>40.618</b>		<b>76.776</b>
1. KAPASITAS TOTAL MESIN GAS (GAS ENGINE) PER HARI					135.685	kWh	
2. KAPASITAS TURBIN GAS PER HARI					76.776	kWh	
3. TOTAL KAPASITAS PEMBANGKIT PER HARI					212.461	kWh	
							PT PLTG JABUNG
							(MAHMUD RASYID)

PT PLTG JABUNG							
KAPASITAS SUPLAI TENAGA LISTRIK							
LOKASI	: PLTG JABUNG			KAPASITAS TERPASANG :	290.400 kWh		
PERIODE	: 8 - 14 MARET 2011			KAPASITAS TERBANGKIT :	232.320 kWh		
TANGGAL	: 13 MARET 2011						
JAM	MESIN (1) (2.700 kW)	JAM	MESIN (2) (2.700 Kw)	JAM	MESIN (3) (2.300 Kw)	JAM	TURBIN (4.200 kW)
06.00	2.079	06.00	1.998	06.00	1.702	06.00	3.192
07.00	2.079	07.00	1.998	07.00	1.725	07.00	3.234
08.00	2.079	08.00	2.052	08.00	1.725	08.00	3.234
09.00	2.079	09.00	2.052	09.00	1.771	09.00	3.108
10.00	1.971	10.00	2.025	10.00	1.794	10.00	3.066
11.00	1.890	11.00	2.025	11.00	1.794	11.00	3.192
12.00	2.079	12.00	1.998	12.00	1.633	12.00	3.192
13.00	1.971	13.00	1.863	13.00	1.702	13.00	3.108
14.00	1.998	14.00	1.863	14.00	1.702	14.00	3.276
15.00	1.998	15.00	2.079	15.00	1.771	15.00	3.108
16.00	1.863	16.00	2.079	16.00	1.725	16.00	3.108
17.00	1.890	17.00	1.998	17.00	1.771	17.00	3.234
18.00	1.890	18.00	1.998	18.00	1.794	18.00	3.276
19.00	1.863	19.00	2.079	19.00	1.794	19.00	3.150
20.00	1.998	20.00	2.025	20.00	1.587	20.00	3.318
21.00	2.079	21.00	1.971	21.00	1.518	21.00	3.192
22.00	2.079	22.00	1.971	22.00	1.633	22.00	3.150
23.00	2.079	23.00	2.025	23.00	1.633	23.00	3.276
24.00	1.998	24.00	1.890	24.00	1.656	24.00	3.108
01.00	2.106	01.00	1.971	01.00	1.794	01.00	3.066
02.00	1.971	02.00	2.079	02.00	1.771	02.00	3.108
03.00	1.971	03.00	1.998	03.00	1.633	03.00	3.234
04.00	2.025	04.00	2.106	04.00	1.794	04.00	3.066
05.00	2.079	05.00	2.106	05.00	1.633	05.00	3.066
	<b>48.114</b>		<b>48.249</b>		<b>41.055</b>		<b>76.062</b>
1. KAPASITAS TOTAL MESIN GAS (GAS ENGINE) PER HARI					137.418	kWh	
2. KAPASITAS TURBIN GAS PER HARI					76.062	kWh	
3. TOTAL KAPASITAS PEMBANGKIT PER HARI					213.480	kWh	
							PT PLTG JABUNG
							(MAHMUD RASYID)

PT PLTG JABUNG							
KAPASITAS SUPLAI TENAGA LISTRIK							
LOKASI	: PLTG JABUNG				KAPASITAS TERPASANG :	290.400 kWh	
PERIODE	: 8 - 14 MARET 2011				KAPASITAS TERBANGKIT :	232.320 kWh	
TANGGAL	: 14 MARET 2011						
JAM	MESIN (1) (2.700 kW)	JAM	MESIN (2) (2.700 Kw)	JAM	MESIN (3) (2.300 Kw)	JAM	TURBIN (4.200 kW)
06.00	2.079	06.00	1.998	06.00	1.771	06.00	3.150
07.00	1.998	07.00	1.971	07.00	1.725	07.00	3.234
08.00	1.998	08.00	1.971	08.00	1.725	08.00	3.234
09.00	1.998	09.00	2.052	09.00	1.771	09.00	3.108
10.00	1.971	10.00	2.025	10.00	1.725	10.00	3.234
11.00	1.890	11.00	2.025	11.00	1.794	11.00	3.234
12.00	2.079	12.00	1.998	12.00	1.633	12.00	3.234
13.00	1.971	13.00	1.863	13.00	1.702	13.00	3.108
14.00	1.998	14.00	1.863	14.00	1.702	14.00	3.276
15.00	2.052	15.00	2.079	15.00	1.771	15.00	3.108
16.00	2.052	16.00	2.079	16.00	1.725	16.00	3.108
17.00	2.052	17.00	1.998	17.00	1.771	17.00	3.234
18.00	1.890	18.00	1.998	18.00	1.794	18.00	3.276
19.00	1.863	19.00	2.079	19.00	1.771	19.00	3.150
20.00	1.998	20.00	2.025	20.00	1.587	20.00	3.318
21.00	2.079	21.00	1.971	21.00	1.518	21.00	3.192
22.00	2.079	22.00	1.971	22.00	1.633	22.00	3.150
23.00	2.079	23.00	2.025	23.00	1.771	23.00	3.276
24.00	1.998	24.00	1.890	24.00	1.656	24.00	3.108
01.00	2.106	01.00	1.863	01.00	1.794	01.00	3.066
02.00	1.971	02.00	1.863	02.00	1.771	02.00	3.108
03.00	1.971	03.00	1.998	03.00	1.633	03.00	3.276
04.00	1.863	04.00	1.998	04.00	1.702	04.00	3.276
05.00	1.863	05.00	1.998	05.00	1.702	05.00	3.066
	<b>47.898</b>		<b>47.601</b>		<b>41.147</b>		<b>76.524</b>
1. KAPASITAS TOTAL MESIN GAS (GAS ENGINE) PER HARI					136.646	kWh	
2. KAPASITAS TURBIN GAS PER HARI					76.524	kWh	
3. TOTAL KAPASITAS PEMBANGKIT PER HARI					213.170	kWh	
					PT PLTG JABUNG		
					(MAHMUD RASYID)		

Lampiran 4 : Perhitungan *Specific Gravity & Gross Heating Value (GHV)* Gas  
Suar Bakar

P.I. JABUNG LTD.							
SPECIFIC GRAVITY (SG) AND GROSS HEATING VALUE (GHV) CALCULATION							
SAMPLE TAKEN				DELIVERY NO. : 08-14/PCJL/III/11			
LOCATION : RIPA GAS METERING				PERIOD : March 08 - 14, 2011			
PRESSURE, PSIG : 51,0 PSIG				DATE : March 08, 2011			
TEMPERATUR, °F : 85,5 °F				TIME : 08.35 hrs			
COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)	COMPRESSIBILITY (FRACTION)	SPECIFIC GRAV (FRACTION)	HEATING VALUE (FRACTION)
I	V <sub>bi</sub>	G <sub>i</sub>	H <sub>i</sub>	X <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * V <sub>bi</sub>	X <sub>i</sub> * G <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * H <sub>i</sub>
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) * (5)	(7) = (3) * (5)	(8) = (4) * (5)
N2	0,0044	0,9672	-	0,01780	0,00008	0,01722	0,00000
O2	0,0073	1,1048	-	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
CO2	0,0197	1,5196	-	0,08800	0,00173	0,13372	0,00000
CH4	0,0116	0,5539	1,010,0	0,62340	0,00723	0,34531	629,63400
C2H6	0,0239	1,0382	1,769,7	0,10060	0,00240	0,10444	178,03182
C3H8	0,0344	1,5226	2,516,1	0,11020	0,00379	0,16779	277,27422
iC4H10	0,0458	2,0068	3,251,9	0,01740	0,00080	0,03492	56,58306
nC4H10	0,0478	2,0088	3,262,3	0,02490	0,00119	0,05002	81,23127
iC5H12	0,0581	2,4912	4,000,9	0,00610	0,00035	0,01520	24,40549
nC5H12	0,0631	2,4812	4,008,9	0,00570	0,00036	0,01414	22,85073
C6H14+	0,0802	2,9755	4,755,9	0,00590	0,00047	0,01756	28,05981
				1,0000	0,01841	0,90032	1,298,07040
REFERENCE	: GPA Standard 2172-96 : "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility for Natural Gas Mixture from Copressional Analysis"					P.I. JABUNG LTD	
	: GPA Standard 2261-DO : "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixture by Gas Chromatograph"					(Muhammad Fuad)	

P.I. JABUNG LTD.							
SPECIFIC GRAVITY (SG) AND GROSS HEATING VALUE (GHV) CALCULATION							
SAMPLE TAKEN				DELIVERY NO. : 08-12/PCJL/III/11			
LOCATION : RIPA GAS METERING				PERIOD : March 08 - 12, 2011			
PRESSURE, PSIG : 50,97 PSIG				DATE : March 09, 2011			
TEMPERATUR, °F : 86,1 °F				TIME : 08.35 hrs			
COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)	COMPRESSIBILITY (FRACTION)	SPECIFIC GRAV (FRACTION)	HEATING VALUE (FRACTION)
I	V <sub>bi</sub>	G <sub>i</sub>	H <sub>i</sub>	X <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * V <sub>bi</sub>	X <sub>i</sub> * G <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * H <sub>i</sub>
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) * (5)	(7) = (3) * (5)	(8) = (4) * (5)
N2	0,0044	0,9672	-	0,01780	0,00008	0,01722	0,00000
O2	0,0073	1,1048	-	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
CO2	0,0197	1,5196	-	0,08800	0,00173	0,13372	0,00000
CH4	0,0116	0,5539	1,010,0	0,63300	0,00734	0,35063	639,33000
C2H6	0,0239	1,0382	1,769,7	0,09060	0,00217	0,09406	160,33482
C3H8	0,0344	1,5226	2,516,1	0,11330	0,00390	0,17251	285,07413
iC4H10	0,0458	2,0068	3,251,9	0,02740	0,00125	0,05499	89,10206
nC4H10	0,0478	2,0088	3,262,3	0,01490	0,00071	0,02993	48,60827
iC5H12	0,0581	2,4912	4,000,9	0,00390	0,00023	0,00972	15,60351
nC5H12	0,0631	2,4812	4,008,9	0,00546	0,00034	0,01355	21,88859
C6H14+	0,0802	2,9755	4,755,9	0,00563	0,00045	0,01675	26,77572
				1,0000	0,01821	0,89308	1,286,71710
REFERENCE	: GPA Standard 2172-96 : "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility for Natural Gas Mixture from Copressional Analysis"					P.I. JABUNG LTD	
	: GPA Standard 2261-DO : "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixture by Gas Chromatograph"					(Muhammad Fuad)	



SPECIFIC GRAVITY (SG) AND GROSS HEATING VALUE (GHV) CALCULATION							
SAMPLE TAKEN						DELIVERY NO.	: 08-14/PCIJL/III/11
LOCATION : RIPA GAS METERING						PERIOD	: March 08 - 14, 2011
PRESSURE, PSIG : 50,98 PSIG						DATE	: March 10, 2011
TEMPERATUR, °F : 85,2 °F						TIME	: 08.35 hrs
COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)	COMPRESSIBILITY (FRACTION)	SPECIFIC GRAV (FRACTION)	HEATING VALUE (FRACTION)
I	Vbi	Gi	Hi	Xi	Xi * Vbi	Xi * Gi	Xi * Hi
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) * (5)	(7) = (3) * (5)	(8) = (4) * (5)
N2	0,0044	0,9672	-	0,01180	0,00005	0,01141	0,00000
O2	0,0073	1,1048	-	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
CO2	0,0197	1,5196	-	0,08900	0,00175	0,13524	0,00000
CH4	0,0116	0,5539	1,010,0	0,62880	0,00729	0,34830	635,08800
C2H6	0,0239	1,0382	1,769,7	0,09520	0,00228	0,09884	168,47544
C3H8	0,0344	1,5226	2,516,1	0,12020	0,00413	0,18302	302,43522
iC4H10	0,0458	2,0068	3,251,9	0,01740	0,00080	0,03492	56,58306
nC4H10	0,0478	2,0088	3,262,3	0,02490	0,00119	0,05002	81,23127
iC5H12	0,0581	2,4912	4,000,9	0,00410	0,00024	0,01021	16,40369
nC5H12	0,0631	2,4812	4,008,9	0,00370	0,00023	0,00918	14,83293
C6H14+	0,0802	2,9755	4,755,9	0,00490	0,00039	0,01458	23,30391
				1,0000	0,01836	0,89573	1,298,35352
REFERENCE	: GPA Standard 2172-96 : "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility for Natural Gas Mixture from Copressional Analysis"					P.I. JABUNG LTD	
	: GPA Standard 2261-DO : "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixture by Gas Chromatograph"					(Muhammad Fuad)	

P.I. JABUNG LTD.

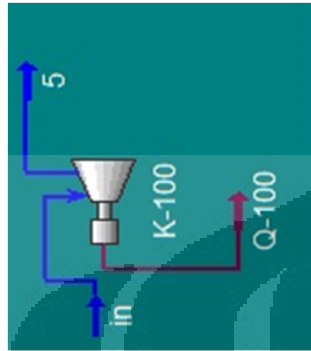
SPECIFIC GRAVITY (SG) AND GROSS HEATING VALUE (GHV) CALCULATION							
SAMPLE TAKEN						DELIVERY NO.	: 08-14/PCIJL/III/11
LOCATION : RIPA GAS METERING						PERIOD	: March 08 - 14, 2011
PRESSURE, PSIG : 51,3 PSIG						DATE	: March 11, 2011
TEMPERATUR, °F : 85,05 °F						TIME	: 08.35 hrs
COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)	COMPRESSIBILITY (FRACTION)	SPECIFIC GRAV (FRACTION)	HEATING VALUE (FRACTION)
I	Vbi	Gi	Hi	Xi	Xi * Vbi	Xi * Gi	Xi * Hi
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) * (5)	(7) = (3) * (5)	(8) = (4) * (5)
N2	0,0044	0,9672	-	0,01820	0,00008	0,01760	0,00000
O2	0,0073	1,1048	-	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
CO2	0,0197	1,5196	-	0,08900	0,00175	0,13524	0,00000
CH4	0,0116	0,5539	1,010,0	0,62840	0,00729	0,34808	634,68400
C2H6	0,0239	1,0382	1,769,7	0,09520	0,00228	0,09884	168,47544
C3H8	0,0344	1,5226	2,516,1	0,11320	0,00389	0,17236	284,82252
iC4H10	0,0458	2,0068	3,251,9	0,01640	0,00075	0,03291	53,33116
nC4H10	0,0478	2,0088	3,262,3	0,02190	0,00105	0,04399	71,44437
iC5H12	0,0581	2,4912	4,000,9	0,00510	0,00030	0,01271	20,40459
nC5H12	0,0631	2,4812	4,008,9	0,00570	0,00036	0,01414	22,85073
C6H14+	0,0802	2,9755	4,755,9	0,00690	0,00055	0,02053	32,81571
				1,0000	0,01830	0,89641	1,288,82852
REFERENCE	: GPA Standard 2172-96 : "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility for Natural Gas Mixture from Copressional Analysis"					P.I. JABUNG LTD	
	: GPA Standard 2261-DO : "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixture by Gas Chromatograph"					(Muhammad Fuad)	

P.I. JABUNG LTD.							
SPECIFIC GRAVITY (SG) AND GROSS HEATING VALUE (GHV) CALCULATION							
SAMPLE TAKEN				DELIVERY NO. : 08-14/PCJUL/III/11			
LOCATION : RIPAH GAS METERING				PERIOD : March 08 - 14, 2011			
PRESSURE, PSIG : 51,02 PSIG				DATE : March 12, 2011			
TEMPERATUR, °F : 85,53 °F				TIME : 08.35 hrs			
COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)	COMPRESSIBILITY (FRACTION)	SPECIFIC GRAV (FRACTION)	HEATING VALUE (FRACTION)
I	V <sub>bi</sub>	G <sub>i</sub>	H <sub>i</sub>	X <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * V <sub>bi</sub>	X <sub>i</sub> * G <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * H <sub>i</sub>
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) * (5)	(7) = (3) * (5)	(8) = (4) * (5)
N2	0,0044	0,9672	-	0,01760	0,00008	0,01702	0,00000
O2	0,0073	1,1048	-	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
CO2	0,0197	1,5196	-	0,08900	0,00175	0,13524	0,00000
CH4	0,0116	0,5539	1,010,0	0,62740	0,00728	0,34753	633,67400
C2H6	0,0239	1,0382	1,769,7	0,08920	0,00213	0,09261	157,85724
C3H8	0,0344	1,5226	2,516,1	0,12060	0,00415	0,18363	303,44166
iC4H10	0,0458	2,0068	3,251,9	0,01640	0,00075	0,03291	53,33116
nC4H10	0,0478	2,0088	3,262,3	0,02190	0,00105	0,04399	71,44437
iC5H12	0,0581	2,4912	4,000,9	0,00510	0,00030	0,01271	20,40459
nC5H12	0,0631	2,4812	4,008,9	0,00590	0,00037	0,01464	23,65251
C6H14+	0,0802	2,9755	4,755,9	0,00690	0,00055	0,02053	32,81571
				1,0000	0,01841	0,90081	1,296,62124
REFERENCE : GPA Standard 2172-96 : "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility for Natural Gas Mixture from Copressional Analysis"				P.I. JABUNG LTD			
GPA Standard 2261-DO : "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixture by Gas Chromatograph"				(Muhammad Fuad)			

P.I. JABUNG LTD.							
SPECIFIC GRAVITY (SG) AND GROSS HEATING VALUE (GHV) CALCULATION							
SAMPLE TAKEN				DELIVERY NO. : 08-14/PCJUL/III/11			
LOCATION : RIPAH GAS METERING				PERIOD : March 08 - 14, 2011			
PRESSURE, PSIG : 51,05 PSIG				DATE : March 13, 2011			
TEMPERATUR, °F : 85,13 °F				TIME : 08.35 hrs			
COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)	COMPRESSIBILITY (FRACTION)	SPECIFIC GRAV (FRACTION)	HEATING VALUE (FRACTION)
I	V <sub>bi</sub>	G <sub>i</sub>	H <sub>i</sub>	X <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * V <sub>bi</sub>	X <sub>i</sub> * G <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * H <sub>i</sub>
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) * (5)	(7) = (3) * (5)	(8) = (4) * (5)
N2	0,0044	0,9672	-	0,01760	0,00008	0,01702	0,00000
O2	0,0073	1,1048	-	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
CO2	0,0197	1,5196	-	0,08800	0,00173	0,13372	0,00000
CH4	0,0116	0,5539	1,010,0	0,61960	0,00719	0,34321	625,79600
C2H6	0,0239	1,0382	1,769,7	0,07920	0,00189	0,08223	140,16024
C3H8	0,0344	1,5226	2,516,1	0,13160	0,00453	0,20037	331,11876
iC4H10	0,0458	2,0068	3,251,9	0,02460	0,00113	0,04937	79,99674
nC4H10	0,0478	2,0088	3,262,3	0,02190	0,00105	0,04399	71,44437
iC5H12	0,0581	2,4912	4,000,9	0,00510	0,00030	0,01271	20,40459
nC5H12	0,0631	2,4812	4,008,9	0,00550	0,00035	0,01365	22,04895
C6H14+	0,0802	2,9755	4,755,9	0,00690	0,00055	0,02053	32,81571
				1,0000	0,01879	0,91680	1,323,78536
REFERENCE : GPA Standard 2172-96 : "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility for Natural Gas Mixture from Copressional Analysis"				P.I. JABUNG LTD			
GPA Standard 2261-DO : "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixture by Gas Chromatograph"				(Muhammad Fuad)			

P.I. JABUNG LTD.							
SPECIFIC GRAVITY (SG) AND GROSS HEATING VALUE (GHV) CALCULATION							
SAMPLE TAKEN				DELIVERY NO. : 08-14/PCIJL/III/11			
LOCATION : RIPA GAS METERING				PERIOD : March 08 - 14, 2011			
PRESSURE, PSIG : 51,09 PSIG				DATE : March 14, 2011			
TEMPERATUR, °F : 85,06 °F				TIME : 08.35 hrs			
COMPONENT	SUMMATION FACTOR	IDEAL GAS SPECIFIC GRAV.	IDEAL GROSS HEATING VALUE	GAS COMPOSITION (MOL FRACTION)	COMPRESSIBILITY (FRACTION)	SPECIFIC GRAV (FRACTION)	HEATING VALUE (FRACTION)
I	V <sub>bi</sub>	G <sub>i</sub>	H <sub>i</sub>	X <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * V <sub>bi</sub>	X <sub>i</sub> * G <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> * H <sub>i</sub>
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2) * (5)	(7) = (3) * (5)	(8) = (4) * (5)
N2	0,0044	0,9672	-	0,01630	0,00007	0,01577	0,00000
O2	0,0073	1,1048	-	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
CO2	0,0197	1,5196	-	0,08800	0,00173	0,13372	0,00000
CH4	0,0116	0,5539	1,010,0	0,60660	0,00704	0,33601	612,66600
C2H6	0,0239	1,0382	1,769,7	0,05720	0,00137	0,05939	101,22684
C3H8	0,0344	1,5226	2,516,1	0,14260	0,00491	0,21712	358,79586
iC4H10	0,0458	2,0068	3,251,9	0,03490	0,00160	0,07004	113,49131
nC4H10	0,0478	2,0088	3,262,3	0,03690	0,00176	0,07412	120,37887
iC5H12	0,0581	2,4912	4,000,9	0,00510	0,00030	0,01271	20,40459
nC5H12	0,0631	2,4812	4,008,9	0,00550	0,00035	0,01365	22,04895
C6H14+	0,0802	2,9755	4,755,9	0,00690	0,00055	0,02053	32,81571
				1,0000	0,01967	0,95305	1,381,82813
REFERENCE	: GPA Standard 2172-96 : "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility for Natural Gas Mixture from Copressional Analysis"				P.I. JABUNG LTD		
	GPA Standard 2261-DO : "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixture by Gas Chromatograph"				(Muhammad Fuad)		

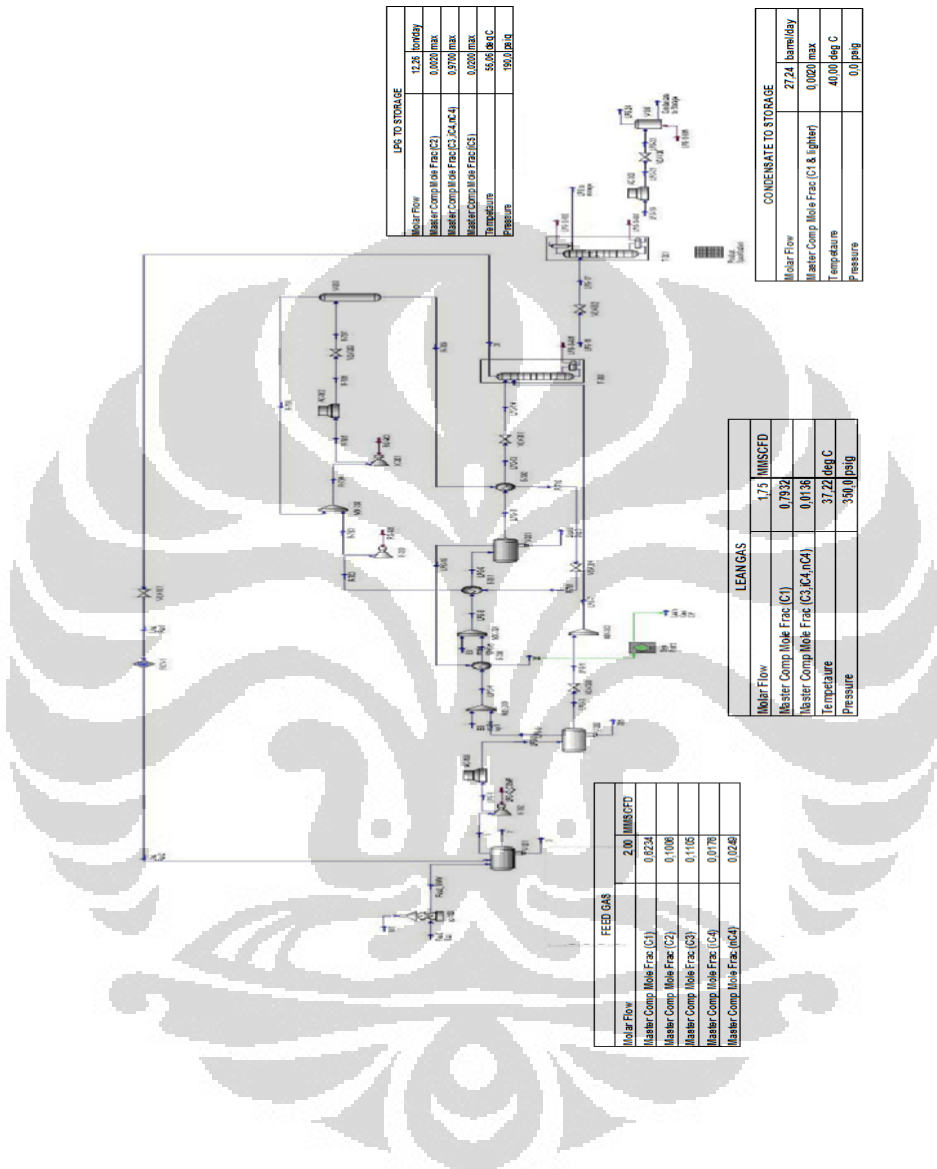
## Lampiran 5 : Simulasi Pembangkit Listrik Turbin Gas (Hysys)



K - 100	
Expander Speed	<empty> rpm
Power	3.230 kW
Capacity (act feed vol flow)	1.435e+004 ACT_m3/h
Feed Pressure	51.00 psig
Product Pressure	50.84 psig
Product Temperature	85.32 F
Surge flow rate	<empty> ACT_m3/h

Material Stream				
	in	5	in dew point	5-2
Vapour Fraction		1,0000	1,0000	0,9815
Temperature	F	85.50	85.32	53.58
Pressure	psig	51.00	50.84	0.00
Molar Flow	MMSCFD	1.25	1.25	1.25
Mass Flow	kg/h	6,875e+004	6,875e+004	6,875e+004
Liquid Volume Flow	m3/h	166,7	166,7	166,7
Heat Flow	KJ/h	2,887e+008	2,887e+008	2,987e+008

Lampiran 6 : Simulasi *Mini LPG Plant* (Hysys)



LPG TO STORAGE	
Molar Flow	12.2 kmol/day
Master Comp. Mole Frac. (C2)	0.0201 max
Master Comp. Mole Frac. (C3, C4, nC4)	0.9700 max
Master Comp. Mole Frac. (C3)	0.0200 max
Temperature	55.88 deg C
Pressure	180.0 psia

CONDENSATE TO STORAGE	
Molar Flow	27.24 kmol/day
Master Comp. Mole Frac. (C1 & Lighter)	0.0201 max
Temperature	40.00 deg C
Pressure	0.0 psig

FEED GAS	
Molar Flow	2.00 MMSCFD
Master Comp. Mole Frac. (C1)	0.0234
Master Comp. Mole Frac. (C2)	0.1008
Master Comp. Mole Frac. (C3)	0.1105
Master Comp. Mole Frac. (C4)	0.0178
Master Comp. Mole Frac. (nC4)	0.0248

LEAN GAS	
Molar Flow	1.75 MMSCFD
Master Comp. Mole Frac. (C1)	0.7932
Master Comp. Mole Frac. (C3, C4, nC4)	0.0138
Temperature	37.22 deg C
Pressure	330.0 psig

## Lampiran 7 : Perhitungan Kelayakan Ekonomi

Project Name	:	Mini LPG Plant
Location	:	Tanjung Jabung, Jambi
Starting Year	:	2011
Construction Period	:	3 years
Feasibility Period	:	8 years

**Input**

Feed Gas	2,00	mmscfd
----------	------	--------

**Output**

LPG	12,26	ton
Condensat	27,24	barrel
Lean Gas	1.797,25	mmbtu

**Capacity & Production**

Capacity	2,00	mmscfd / day
Production (1 year)	90,0%	of capacity

**Cost & Revenue**

Feed Gas	1.283,75	\$/mmscfd
LPG	800,50	\$/ton
Condensat	68,30	\$/barrel
Lean Gas	2,00	\$/mmbtu
Operating Cost	18,5%	% Revenue

**Investment**

LPG Plant	3.950.000	per 2 mmscfd
Pajak (VAT)	10,0%	dari total LPG Plant
Land Acquisition	5,0%	dari total LPG Plant
Feed Gas Deposit	6,0%	dari total LPG Plant
Professional fees & Other	3,0%	dari total LPG Plant
O&M Mobilization and Training	0,5%	dari total LPG Plant
Working Capital	3,0%	dari total LPG Plant
Soft Costs	2,0%	dari total LPG Plant
Start Up	3,0%	dari total LPG Plant
Transmission	0,0%	dari total LPG Plant

Komponen Pembiayaan	%
Bank Loan	70%
Equity	30%
Total	100%

Tingkat Suku Bunga USD	10%
Tingkat Suku Bunga IDR	14%
Kurs	9.500 Rp / USD

Pajak	25%
Risk Premium	5%
Indonesian Rp General Inflation Rate	6,0%
US Dollar General Inflation Rate	3,0%
PRICE Escalation	3,0%

**Feasibility Study Report**

IRR Project	32,01%
IRR Equity	57,02%
WACC	9,13%
NPV	21.123.195
Profitability Index	5,31
Payback Period	5,06

**Sensitivitas (Capacity Usage)**

Availability Factor	IRR Project	IRR Equity	WACC	NPV	PI	Payback
90,0%	32,01%	57,02%	9,13%	21.123.195	5,31	5,06
75,0%	27,12%	47,66%	9,13%	16.879.668	4,44	5,44
80,0%	28,81%	50,94%	9,13%	18.294.177	4,73	5,30
85,0%	30,44%	54,05%	9,13%	19.708.686	5,02	5,17
90,0%	32,01%	57,02%	9,13%	21.123.195	5,31	5,06
95,0%	33,53%	59,86%	9,13%	22.537.704	5,60	4,96

**Sensitivitas (Feed Gas Price)**

Coal Price	IRR Project	IRR Equity	WACC	NPV	PI	Payback
1.283,75	32,01%	57,02%	9,13%	21.123.195	5,31	5,06
600,00	35,71%	63,95%	9,13%	24.648.876	6,03	4,82
625,00	35,58%	63,71%	9,13%	24.519.966	6,00	4,83
650,00	35,45%	63,47%	9,13%	24.391.057	5,98	4,84
675,00	35,32%	63,23%	9,13%	24.262.147	5,95	4,85
700,00	35,18%	62,98%	9,13%	24.133.237	5,92	4,85

**Sensitivitas (Operating Cost)**

Heat Rate	IRR Project	IRR Equity	WACC	NPV	PI	Payback
18,5%	32,01%	57,02%	9,13%	21.123.195	5,31	5,06
16,0%	33,07%	59,10%	9,13%	22.107.802	5,51	4,99
17,0%	32,65%	58,28%	9,13%	21.713.959	5,43	5,02
18,0%	32,22%	57,44%	9,13%	21.320.116	5,35	5,05
19,0%	31,79%	56,60%	9,13%	20.926.273	5,27	5,08
20,0%	31,36%	55,74%	9,13%	20.532.430	5,19	5,11