

**STUDI PEMANFAATAN TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI
GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI UNTUK
MEREDUKSI EMISI GAS SO₂, NO_x, CO₂ DAN FLY ASH
PADA PLTU BATUBARA DI PULAU JAWA**

TUGAS AKHIR

Oleh :

SYUKRIYADIN
2294 100 524

RSE
662.62
Syu
S-1
1998



PERPUSTAKAAN ITS	
Tgl. Terima	26-6-2000
Terima dari	H.
Agenda Dep	21-321

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
1998**



**STUDI PEMANFAATAN TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI
GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI UNTUK
MEREDUKSI EMISI GAS SO₂, NO_x, CO₂ DAN FLY ASH
PADA PLTU BATUBARA DI PULAU JAWA**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Elektro**

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga

Jurusan Teknik Elektro

Fakultas Teknologi Industri

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

S u r a b a y a

Mengetahui / Menyetujui

Dosen Pembimbing



Ir. Syariffuddin Mahmudsyah, M.Eng

NIP : 130 520 749

S U R A B A Y A

Maret 1998

Dan perumpamaan yang demikian ini Kami buat untuk manusia. Dan hanyalah orang-orang berilmu yang dapat mengerti.

(Al Qur'an, Surah Al Ankabut: 43)

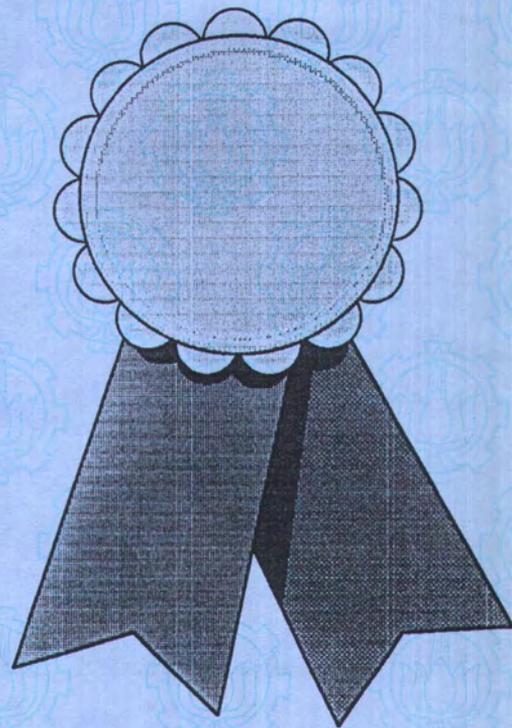
Kudedikasikan karya ini untuk orang-orang terkasih :

Ine, Ama
Engingku, Syahrudin dan
Syalahuddin



“Demi masa. Sesungguhnya manusia itu benar-benar berada dalam kerugian kecuali orang-orang yang beriman dan mengerjakan amal saleh dan nasehat menasehati supaya mentaati kebenaran dan nasehat menasehati supaya menetapi kesabaran”
(Alqur’an, Surah Al-‘Ashr: 1-3)

Abstrak



ABSTRAK

Selama sepuluh tahun terakhir ini penggunaan batubara dalam negeri terus mengalami pertumbuhan sejalan dengan pertumbuhan perekonomian dan industrialisasi. Sektor tenaga listrik merupakan sektor pengonsumsi batubara paling besar sekitar 30 % dari total pembangkitan. Diperkirakan konsumsi batubara untuk pembangkit tenaga listrik akan mencapai dua kali lipat pada abad 21. Permasalahan utama dalam pemanfaatan batubara adalah kandungan batubara yang mengandung Sulfur, Nitrogen dan abu dalam jumlah besar sehingga gas buang hasil pembakaran menghasilkan polutan gas asam seperti SO_2 , NO_x dan CO_2 serta abu terbang. Aktivitas riset dalam PLTU batubara saat ini telah melahirkan konsep baru yang menjanjikan dapat menaikkan efisiensi. Konsep baru itu adalah teknologi gasifikasi batubara terintegrasi yang dapat mereduksi emisi gas asam tersebut

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puja dan puji syukur kehadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmatNya kepada penulis sehingga penulisan Tugas Akhir ini dapat diselesaikan dengan judul:

STUDI PEMANFAATAN TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI UNTUK MEREDUKSI EMISI GAS SO₂, NO_x, CO₂ DAN FLY ASH PADA PLTU BATUBARA DI PULAU JAWA

Tugas akhir ini merupakan sebagian dari persyaratan untuk mendapat gelar Sarjana Teknik Elektro pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga di Jurusan Teknik Elektro – Fakultas Teknologi Industri – Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

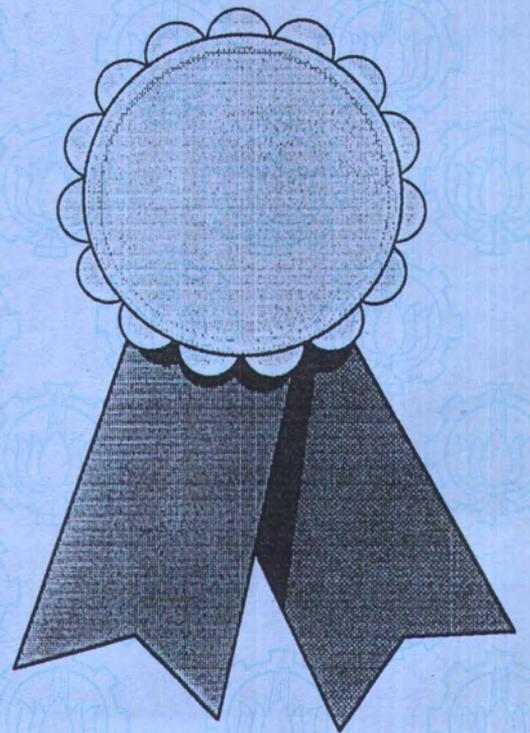
Akhirnya penulis berharap semoga Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi semua pihak, khususnya bagi penulis sendiri.

Surabaya, Pebruari 1998

Penulis,

Syukriyadin

Ucapan
Terimakasih



UCAPAN TERIMA KASIH

Dengan rampungnya Tugas Akhir ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Ir. Syariffuddin Mahmudsyah, M.Eng, sebagai dosen pembimbing yang telah memberikan pengarahan dan bimbingan dengan sebaik-baiknya sehingga Tugas Akhir ini dapat diselesaikan.
2. Bapak Ir. Sjamsjul Anam, sebagai dosen wali.
3. Bapak dan Ibu dosen, Staff dan Karyawan di lingkungan Jurusan Teknik Elektro Fakultas teknologi Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Semoga Allah SWT membalas jasa baik beliau-beliau atas pengabdianya yang telah diberikan. Aminnn

UCAPAN TERIMA KASIH KHUSUS

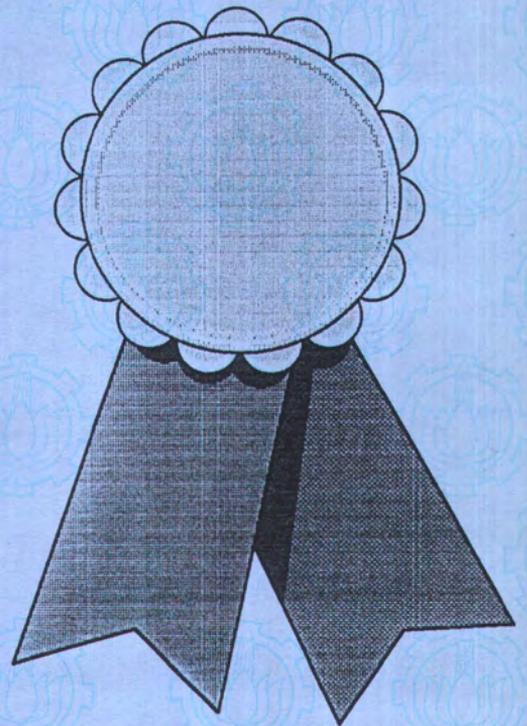
Tak lupa pula penulis mengucapkan rasa terima kasih kepada:

1. Ine dan Ama yang telah banyak memberikan dukungan moril dan materi serta selalu mendo'akan penulis.
2. Engingku Syahrudin, Syalahuddin yang telah mendo'kan penulis.
3. Rekan-rekan sahabatku yang telah mendukung dan memberikan ide-ide segar kepada penulis di antaranya: Okky Hariswan (Abdul), Pa'Cek, Maman, Yuliar, Iwan (Nus), Sam, Dharma, Deddy, Onot, Bang Win, Bang Ivan dan Ham dengan printer HP-nya.
4. Dan Rekan-rekan seperjuangan lainnya di Association Aceh Students (PMKTR).

“Tidak ada balasan kebaikan kecuali kebaikan (pula). Maka nikmat Tuhan kamu yang manakah yang kamu dustakan?”

(Al Qura’an, Surah Ar-Rahman: 60-61)

Daftar Isi



DAFTAR ISI

	hal
JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
ABSTRAK	iii
KATA PENGANTAR	iv
UCAPAN TERIMA KASIH	v
UCAPAN TERIMA KASIH	vi
DAAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
BAB I	
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Pembatasan Masalah	4
1.4 Tinjauan Pustaka.....	5
1.5 Tujuan	5
1.6 Sistematika Pembahasan.....	6
1.7 Relevansi	7
BAB II	
PERANAN PEMBANGKIT BATUBARA DALAM KETENAGALISTRIKAN	8
2.1 Potensi Sumber daya Energi Primer	8
2.1.1 Potensi Batubara	8
2.1.2 Tenaga Air	10
2.1.3 Panas Bumi	11

2.1.4 Gas Bumi	11
2.1.5 Uranium	12
2.2 Perkembangan Ketenaga Listrikan	12
2.2.1 Kebutuhan Listrik Wilayah Jawa	12
2.2.2 Kebutuhan Listrik Wilayah Luar Jawa	13
2.3 Perencanaan Ketenagalistrikan Jangka Panjang.....	14
2.4 Kapasitas PLTU Batubara	18
2.5 Emisi PLTU Batubara	19

BAB III

TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI	22
3.1 Sistem Integrated Gasification Combine Cycle	23
3.2 Prinsip Kerja Pembangkit Listrik IGCC	26
3.3 Unit Operasi Gasifier	30
3.3.1 Proses Gasifikasi	30
3.3.2 Gasifier	32
3.3.2.1 Babcock & Wilcock	34
3.3.2.2 Bi-Gas	36
3.3.2.3 Combustion Enginer	37
3.3.2.4 Foster Wheler	38
3.3.2.5 Kopper Totzek.....	39
3.3.2.6 Texaco	40
3.4 Gas Clean-Up System	41
3.5 Unit Operasi Siklus Ganda	42
3.5.1 Turbin Gas	43
3.5.1.1 Kontrol Emisi Pengoperasian Turbin Gas	44
3.5.2 Turbin Uap	47
3.5.3 Peralatan-Peralatan Pembantu Unit Siklus Ganda	49
3.6 Effesien Pembangkit IGCC	51

BAB IV	ANALISA TEKNIS, EKONOMIS DAN LINGKUNGAN SERTA PROSPEK PENERAPAN TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI PADA PLTU BATUBARA DI PULAU JAWA	55
	4.1 Analisa Teknis	55
	4.2 Biaya Sistem Pembangkit	57
	4.2.1 Metode Pembandingan Biaya	58
	4.2.2 Prinsip Biaya Terendah	60
	4.3 Analisa Biaya Pembangkitan	61
	4.3.1 Biaya Investasi Modal	62
	4.3.2 Biaya Bahan bakar	63
	4.3.3 Biaya Operasi & Perawatan	64
	4.4 Analisa Dampak Lingkungan Pembangkit	65
	4.5 Prospek Penerapan Teknologi IGCC Untuk Menanggulangi Dampak Emisi PLTU Batubara Di Pulau Jawa	67
BAB V	PENUTUP	70
	5.1 Kesimpulan	70
	5.2 Saran-Saran	71

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

USULAN TUGAS AKHIR

BIODATA

DAFTAR GAMBAR

	hal
1. Sistem IGCC	24
2. Skematik Pembangkit Tenaga Listrik Sitem IGCC	29
3. Diagram Sederhana Proses Gasifikasi	31
4. Gasifier Babcock and Wilcock	35
5. Gasifier Bi-Gas	36
6. Gasifier Combustion Engine	37
7. Gasifikasi Foster Wheeler	39
8. Gasifikasi Kopper-Totzek	40
9. Gasifier Texaco	41
10. Hot Gas Cleanup system	42
11. Unit operasi Combine Cycle	43
12. Combustor	
13. Diagram Skematik HRSG	47
14. Siklus Kombinasi Brayton-Rankine	51
15. Grafik Perbandingan Effisiensi Pembangkit	56

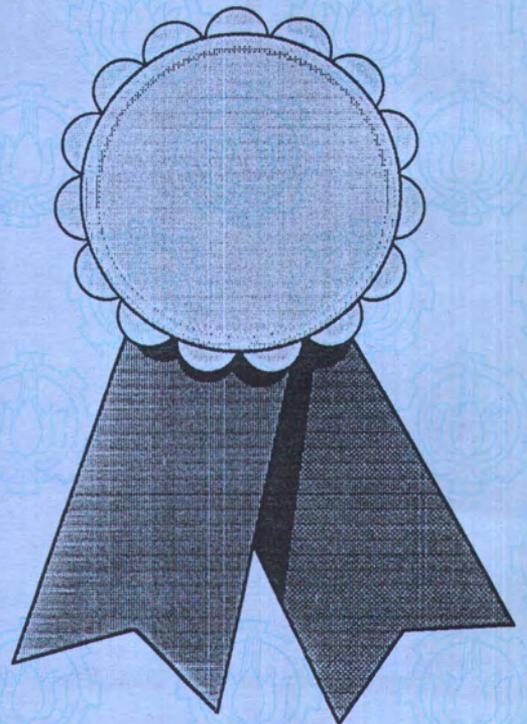
DAFTAR TABEL

	hal
1. Batubara di Indonesia	9
2. Jenis Batubara di Indonesia	9
3. Penyebaran Batubara di Sumatera dan Kalimantan	9
4. Potensi Tenaga Air di Indonesia	10
5. Potensi Gas Bumi di Indonesia	12
6. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Indonesia	14
7. Situasi Penyediaan Tenaga Listrik	15
8. Komposisi Produksi Energi Listrik Per Akhir REPELITA Per Jenis Pembangkit Tenaga Listrik (Bahan Bakar)	17
9. Proyeksi Kapasitas Terpasang PLTU Batubara	19
10. Total Emisi Polutan Menurut Sektor Pemakai Kasus Tanpa Tindakan	22
11. Kondisi Operasi Berbagai Sistem Gasifier Unggun Terfluidasi	34
12. Perbandingan Effisiensi Dari Beberapa Sistem Pembangkit	54
13. Perbandingan Biaya Pembangkitan Total Dari Beberapa Sistem Pembangkit	62
14. Baku Mutu Emis Pembangkit	66
15. Data Dampak Lingkungan Dari Berbagai Sistem Pembangkit	67

*“Demi waktu matahari sepenggalahan naik, dan demi malam apabila telah sunyi,
Tuhanmu tiada meninggalkan kamu dan tiada (pula) benci kepadamu, dan
sesungguhnya akhir itu lebih baik bagimu dari permulaan. Dan kelak Tuhanmu
pasti memberikan karunia-Nya kepadamu, lalu hatimu menjadi puas ”*

(Al Qura’an, Surah Ad-Dhuha)

Bab I Pendahuluan



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Selama sepuluh tahun terakhir ini penggunaan batubara dalam negeri terus mengalami pertumbuhan sejalan dengan pertumbuhan ekonomi dan industrialisasi. Sumber daya energi batubara diperkirakan sebesar 36,5 miliar ton dengan sekitar 5,1 miliar ton dikategorikan sebagai cadangan terukur. Sumber daya ini sebagian besar berada di Kalimantan yaitu sebesar 61%, di Sumatera sebesar 38% dan sisanya tersebar di wilayah lain. Produksi batubara pada tahun 1995 mencapai sebesar 44 juta ton. Sekitar 33 juta ton diekspor dan sisanya sebesar 11 juta ton untuk konsumsi dalam negeri. Dari 11 juta ton tersebut 60% digunakan untuk pembangkit listrik, 30% untuk industri semen dan sisanya untuk rumah tangga dan industri kecil.

Dilihat dari jumlah energi listrik yang diproduksi pada tahun 1995/1996 batubara berada pada urutan kedua setelah gas bumi yaitu sekitar 17,305 GWH atau 28,11% dari seluruh total produksi listrik Indonesia dengan konsumsi batubara sebesar 7,59 juta ton pertahun akan meningkat pada tahun 2005/2006 menjadi 104,374 GWH atau 54,02% dari seluruh total produksi listrik di Indonesia dan konsumsi batubara menjadi 45,2 juta ton.

Dari jumlah tersebut, Jawa dengan jumlah penduduk yang cukup besar dengan luas wilayah yang jauh lebih kecil dibanding dengan Sumatera dan Kalimantan sampai tahun 2005/2006 akan membakar batubara sebanyak 41 juta ton atau 90,7% dari total konsumsi batubara untuk kebutuhan tenaga listrik. Dengan kondisi ini berarti Jawa akan menerima efek lingkungan sebagai hasil pembakaran batubara dan setiap tahun akan meningkat. Terlebih-lebih apabila hal ini dikaitkan dengan kecenderungan bahwa industri lebih berkembang di Jawa, berarti konsumsi listrik di Jawa semakin meningkat.

Dari permasalahan tersebut melalui aktivitas riset dalam PLTU batubara terus di cari pemecahannya sehingga menghasilkan konsep baru teknologi batubara bersih yang menjanjikan dapat menaikkan efisiensi, mengurangi emisi polutan dari gas buang serta menghasilkan limbah yang minimum. Konsep baru tersebut adalah teknologi daur kombinasi gasifikasi batubara terintegrasi yang disebut dengan istilah ICGCC (*Integrated Coal Gasification Combined Cycle*) yang selanjutnya dalam penulisan, teknologi ini akan disebut teknologi IGCC.

1.2 Permasalahan

Permasalahan utama dalam pemanfaatan batubara adalah wujud batubara berupa zat padat sehingga kurang efisien dalam transportasi. Disamping itu batubara mengandung Sulfur, Nitrogen dan abu dalam jumlah besar sehingga gas buang hasil pembakaran menghasilkan polutan seperti

Pada proses pemanfaatan batubara, kandungan mineralnya akan berubah menjadi padatan sisa berupa abu dan gas emisi yang terdiri dari unsur utamanya berupa Oksida Sulfur (SO_2). Kedua macam keluaran ini merupakan unsur pengotor yang merupakan penyebab dari masalah lingkungan yang di timbulkan selain unsur emisi gas NO_x dan emisi gas CO_x sebagai hasil pembakaran unsur batubaranya sendiri. Selain itu adanya zat-zat pengotor tersebut akan menurunkan efisiensi energi dari sistem pemanfaatan batubara sebagai bahan bakar.

Tabel 1.1
Beberapa Senyawa Polutan dan Akibatnya pada Manusia ^{*)}

Zat Polutan	Akibat yang mungkin Pada Manusia
SO_2 (Sulphur Dioksida)	<ul style="list-style-type: none"> - Sesak Napas - Membuat Asma - Memperberat Asma (Asthma Bronchiale)
CO (Carbon Monoksida)	<ul style="list-style-type: none"> - Mata Kabur (Amblyopia) - Gangguan fungsi berfikir - Gangguan gerakan otot/motorik /refleksi - Gangguan fungsi jantung - Peracunan tubuh dengan cara mengikat hemoglobin (Hb), kekuarangan oksigen dan kematian.
NO_x (Nitrogen Oksida)	<ul style="list-style-type: none"> - Membentuk methemoglobin (MetHb) dan menyebabkan fibrosis serta gangguan paru-paru dan endema paru-paru. - Melemahkan sistem pentanahan paru dan saluran pernafasan. - Mudah terserang infeksi. - Gangguan penyumbatanparu-paru. - Gangguan jantung. - Gangguan fungsi pembuluh darah.

<p>Partikel Debu (SPM=Suspendent Particulate Matter)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Partikel debu berukuran 0.3 – 0.6 mikron bisa sampai dikantung-kantung udara paru-paru dan timbunan masalah saluran pernapasan. - Partikel debu berukuran diatas 0.6 mikron akan tertahan di saluran pernapasan bagian atas (hidung atau tenggorokan) dan menyebabkan berbagai macam penyakit.
---------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

*) Sumber : Litbang Republika, Republika, Minggu 28 September 1997.

Dua polutan udara yang sangat merusak adalah ozon dan nitrogen. Ozon diproduksi dari Nitrogen dioksida (NO_2), Oksigen dan uap Gasolin tak terbakar. Sumber utama NO_2 adalah proses pembakaran pada mesin mobil dan Pembangkit Tenaga Listrik. Nitrogen Dioksida dan Ozon merupakan radikal bebas yang tidak stabil. Senyawa tersebut dapat merusak paru-paru dengan menyerang lemak tidak jenuh dalam membran sel dan akibat yang ditimbulkannya bersifat "irreversible" (tidak terpulihkan). Bahkan dalam tingkat yang rendah sampai 1 ppm (part per million) sekalipun.

1.3 Pembatasan Masalah

Batubara sebagai energi alternatif dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di masa yang akan datang dan dalam kaitannya dengan usaha untuk menjaga kebersihan lingkungan dari pencemaran yang ditimbulkan dari dampak pembakaran batubara, maka pembahasan dalam buku Tugas Akhir ini dibatasi mengenai aspek teknis, ekonomis dan lingkungan yang dibandingkan dengan teknologi konvensional dan teknologi batubara bersih lainnya dari data literatur yang ada. Sedangkan mengenai pembahasan teknologi batubara bersih lainnya tidak dilakukan.

1.4 Tinjauan Pustaka

“.....teknologi gasifikasi yang dalam suatu sistem pembangkit listrik disebut *Integrated Coal Gasification Combined Cycle* (ICGCC) yang merupakan perpaduan teknologi gasifikasi dan proses pembangkitan uap, diharapkan dalam waktu dekat dapat bersaing dengan teknologi konvensional yang menggunakan *Flue Gas Desulphurization* (FGD)”[6,,8,13,20],.... “Penggunaan teknologi PLTU batubara konvensional saat ini mempunyai kekurangan karena adanya penambahan peralatan seperti de-SO_x (desulfurisasi), de-NO_x (denitrifikasi) dan penyaring debu (electrostatic precipitator) yang digunakan dalam memelihara lingkungan”[6,7,10,],..... “Sementara teknologi IGCC mempunyai kelebihan dalam hal bahan bakar tidak ada pembatas untuk tipe, ukuran dan kandungan abu dari batubara yang digunakan, dalam hal lingkungan emisi SO₂, NO_x, CO₂ serta fly ash dapat dikurangi tanpa penambahan peralatan seperti teknologi konvensional”[13,10,14],..... “Untuk Indonesia sekitar tahun 2015 PLTU batubara konvensional sudah habis masa gunanya sehingga penggunaan pembangkit listrik IGCC merupakan teknologi alternatif yang patut dipertimbangkan”[10].

1.5 Tujuan

Pembahasan dalam buku ini bertujuan untuk mengemukakan salah teknologi alternatif yang patut dipertimbangkan sebagai usaha untuk menjaga dampak lingkungan yang ditimbulkan dari pemanfaatan batubara.

Dimana pemakaian batubara dalam jumlah besar harus menerapkan teknologi batubara bersih, salah satunya adalah IGCC yang saat ini sedang dalam taraf pengembangan dan diharapkan akan beroperasi dalam waktu dekat ini. Disamping itu juga untuk menunjang Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. :KEP-13/MENLH/3/1995 tentang PLTU batubara.

1.6 Sistematika Pembahasan

Berdasarkan pokok permasalahan yang akan dibahas, pertama-tama dilakukan studi literatur dengan kepustakaan yang ada untuk memperoleh gambaran yang jelas. Kemudian masalah dirumuskan secara terperinci dan dilengkapi dengan data-data tambahan sebagai bahan perbandingan yang selanjutnya disusun sistematika pembahasan dalam tugas akhir ini sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

BAB II POTENSI BATUBARA INDONESIA DAN PEMANFAATANNYA.

BAB III TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI GASIFIKASI BATUBARA
TERINTEGRASI

BAB IV ANALISA TEKNIK, EKONOMI DAN LINGKUNGAN SERTA
PROSPEK PENERAPAN TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI
GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI PADA PLTU
BATUBARA DI PULAU JAWA

BAB V PENUTUP

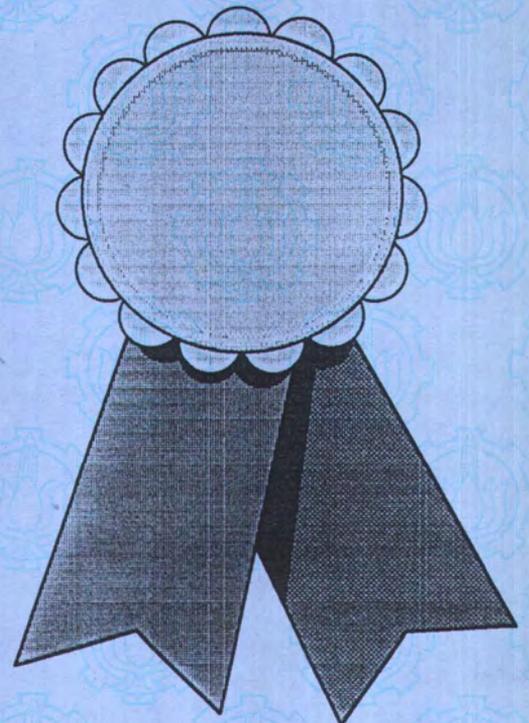
1.7 Relevansi

Ikut serta memberikan andil dalam menjaga dampak lingkungan dengan menggunakan teknologi batubara bersih IGCC sebagai bahan masukan yang patut dipertimbangkan dalam rangka menunjang Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. :KEP-13/MENLH/3/1995 tentang PLTU batubara. Khususnya dalam penanggulangan dampak lingkungan yang ditimbulkan oleh PLTU batubara di pulau Jawa.

*“.....Kamu sekali-kali tiada melihat pada ciptaan Tuhanmu Yang Maha Pemurah
sesuatu yang tidak seimbang. Maka lihatlah berulang-ulang, adakah kamu lihat
sesuatu yang tidak seimbang ? ”*

(Al Qura'an, Surah Al Mulk: 2)

Bab II Peranan Pembangkit Batubara Dalam Ketenagalistrikan



BAB II

PERANAN PEMBANGKIT BATUBARA DALAM KETENAGALISTRIKAN

2.1 Potensi Sumber Daya Energi Primer

Prospek sumber daya energi primer di masa mendatang yang berperan besar adalah gas bumi, batubara, panas bumi dan tenaga air. Sedang sumber energi minyak pemakaian dalam negeri khususnya untuk suplai bahan bakar pembangkit akan semakin berkurang dikarenakan cadangan terbukti semakin menipis dan sejalan dengan program diversifikasi sumber energi primer yaitu mengurangi ketergantungan pada minyak bumi serta diprioritaskan sebagai penghasil devisa negara.

2.1.1 Potensi Batubara

Batubara merupakan energi potensial di Indonesia untuk dikembangkan sebagai bahan bakar utama pembangkit tenaga listrik; dan sebagian besar terkandung di Sumatera dan Kalimantan. Dari seluruh cadangan batubara yang telah diketemukan di Indonesia, 67% terdapat di Sumatera sedangkan 32% terkandung di Kalimantan. Sebagian besar cadangan batubara di Sumatera terdapat di Sumatera Selatan yaitu sekitar 73% atau 50% dari seluruh cadangan di Indonesia. Dilihat dari kandungan airnya, batubara Sumatera Selatan memiliki *moisture content* yang lebih besar dibandingkan dengan batubara Kalimantan.

Tabel 2.1¹
Batubara di Indonesia

Wilayah	Deposit (juta ton)
Sumatera	24.676,23
Kalimantan	11.789,15
Irian Jaya	83,11
Jawa	60,72
Sulawesi	24,26
Total	36.633,47

Sumber : Direktorat Batubara

Tabel 2.2²
Jenis Batubara Indonesia

Jenis	Komposisi (%)
Lignite	58,63
Sub-Bitominous	26,63
Bitominous	14,38
Anthracite	0,36
Total	100,00

Sumber : Direktorat Batubara

Tabel 2.3³
Penyebaran Jenis Batubara di Sumatera dan Kalimantan
(juta ton)

Jenis Batubara	Sumatera	Kalimantan	Jumlah	Persentase (%)
Anthracite	132		132	0,4
Bitominous	650	4560	5.210	14,4
Sub-Bitominous	2.584	6940	9.254	26,3
Lignite-Brown	21.309		21.309	58,9
Jumlah	24.675	11.500	36.175	100,0

Sumber : Direktorat Batubara

Sedang dilihat dari kualitasnya, sebagian besar cadangan batubara Indonesia merupakan jenis lignit yaitu 58,63% dari seluruh cadangan yang ada. Gambaran umum kondisi batubara di Indonesia seperti Tabel 2.1, Tabel 2.2 dan Tabel 2.3. Seperti terlihat pada ketiga tabel tersebut, bahwa sebagian besar cadangan batubara yang telah diketemukan di Indonesia, berada di Sumatera dan Kalimantan.

¹ B. Triadi Kaswanto, Pengembangan Mine Mouth Power Plant Sebagai Alternatif Untuk Pemanfaatan Batubara Kualitas Rendah Dalam Memenuhi Kebutuhan Energi Listrik, Makalah Seminar KNI-WEC, 1996, hal. 2

² Ibid.

³ Ibid.

Dan hampir semua cadangan batubara jenis lignite brown berada di Sumatera Selatan dengan cadangan yang cukup besar, yaitu sekitar 21.309.000.000 ton atau sekitar 58,9% dari cadangan batubara di Indonesia.

2.1.2 Tenaga Air

Perkiraan potensi tenaga air untuk pemanfaatannya dalam pembangkit tenaga listrik diperkirakan sekitar 75,0 MW, yang sebagian besar lokasinya terletak di luar Pulau Jawa. Oleh karena itu sifat-sifat pembangkit tenaga listrik tenaga air yang sangat khas (unique) baik dari segi kebutuhan biaya (capital intensive) maupun dari segi sifat-sifatnya yang sangat spesifik terhadap geologik dan hidrolis (sebagai contoh, bila tenaga air mempunyai potensi 50 MW tidak akan dibangun dengan kapasitas 5 MW) sehingga pemanfaatan potensi tenaga air masih relatif rendah, yaitu sekitar 2,6% pada tahun 1991. Sebaliknya, kebutuhan tenaga listrik yang relatif jauh lebih tinggi di Pulau Jawa hanya mempunyai potensi sekitar 6%, telah dimanfaatkan sekitar 43% dari potensi yang ada. Tabel 2.4 memperlihatkan tingkat potensi tenaga air di Indonesia.

Tabel 2.4
Potensi Tenaga Air Indonesia

Lokasi	Potensi (MW)	Persentase (%)
Sumatera	15.587	20,8
Jawa	4.200	5,6
Kalimantan	21.589	28,8
Irian Jaya	10.183	13,6
Pulau lainnya	22.371	29,8
	1.054	1,4
Total	74.976	100,0

2.1.3 Panas Bumi

Potensi sumber daya panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik diperkirakan 16.000 MW, sampai saat ini pemanfaatannya masih relatif rendah yaitu hanya 140 MW (di Kamojang Jawa Barat). Dalam waktu dekat diperkirakan sejumlah 543 MW PLTP akan segera dapat dioperasikan; masing-masing 300 MW di Pulau Jawa yaitu PLTP Salak 110 MW, PLTP Drajat 55 MW, PLTP Dieng 55 MW, PLTP Patuha dan Windu 80 MW, dan 243 MW di luar Pulau Jawa yaitu PLTP Sarulla 110 MW, Sibajak 110 MW di Sumatera Utara, PLTP Lahendong 23 MW di Sulawesi Utara.

Beberapa hal yang mengakibatkan keterlambatan pemanfaatan panas bumi dalam penyediaan tenaga listrik adalah biaya investasi yang relatif tinggi serta teknologi eksplorasi sumur yang belum dikuasai (untuk skala besar), sehingga mengakibatkan ongkos produksi yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit tenaga listrik pemikul beban dasar lainnya.

2.1.4 Gas Bumi

Potensi gas bumi sekitar 109,1 triliun CF dan terbukti sekitar 80,2 triliun CF di seluruh Indonesia sebagian besar terletak di Kalimantan.

Di samping batubara, gas bumi adalah sumber daya energi primer lainnya yang dapat sangat berperan pada waktu-waktu yang akan datang. Sampai dengan saat ini pembangkit tenaga listrik baru mengkonsumsi sekitar 25 bcf per tahun, dan akan mencapai sekitar 202 bcf per tahun sejak tahun 1995, yaitu dengan beroperasinya pusat-pusat listrik dengan bahan

bakar gas bumi (PLTU Gresik, Muarakarang, Tanjung Priok di Jawa, dan PLTGU Belawan di Sumatera Utara, PLTGU Samarinda di Kalimantan Selatan, dan beberapa pusat listrik kecil lainnya di luar Pulau Jawa). Tabel 2.6 berikut memperlihatkan potensi gas bumi di Indonesia.

Tabel 2.5
Potensi Gas Bumi Di Indonesia

Lokasi	Potensi (triliun CF)
Sumatera	29,0
Jawa	8,8
Kalimantan	32,1
Lainnya	44,2
Total	109,1

CF = Cubic Feet (satuan isi untuk gas bumi).

2.1.5 Uranium

Sampai dengan saat ini belum dapat disajikan informasi mengenai potensi uranium sebagai sumber daya energi primer untuk pembangkit listrik PLTN. Penyelidikan tentang potensi uranium ini akan dilakukan bersamaan dengan pelaksanaan studi kelayakan PLTN di Indonesia yang tengah berlangsung saat ini.

2.2 Perkembangan Ketenagalistrikan

2.2.1 Kebutuhan Tenaga Listrik Wilayah Jawa

Laju pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di pulau Jawa untuk setiap sektor adalah sebagai berikut : sektor industri mempunyai laju pertumbuhan sebesar 8,4% per tahun, komersial sebesar 9,4% per tahun, pelayanan

umum sebesar 6,2% per tahun, rumah tangga dengan laju sebesar 6,3% per tahun dan transportasi sebesar 7,4% per tahun.

Laju pertumbuhan yang cepat pada sektor industri sesuai dengan proses industrialisasi yang sedang berlangsung di Indonesia, sedang peningkatan pada sektor komersial adalah sejalan dengan pertumbuhan sektor industri jasa dan dalam rangka menunjang industrialisasi tersebut. Disamping itu peningkatan kehidupan masyarakat serta tumbuhnya sektor pariwisata di Indonesia mendorong peningkatan sektor jasa, perhotelan serta sektor pelayanan umum lainnya. Gambaran tentang kebutuhan tenaga listrik untuk pulau Jawa dapat dilihat pada tabel 2.6.

2.2.2 Kebutuhan Tenaga Listrik Wilayah Luar Jawa

Laju pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di pulau Jawa untuk setiap sektor adalah sebagai berikut : sektor industri mempunyai laju pertumbuhan sebesar 8,6% per tahun, komersial sebesar 10,5% per tahun, pelayanan umum sebesar 8,6% per tahun, rumah tangga dengan laju sebesar 7,5% per tahun dan transportasi sebesar 17,5% per tahun.

Pertumbuhan terbesar adalah pada sektor komersial yang disebabkan oleh peningkatan jumlah kamar hotel, serta peningkatan pelayanan jasa lainnya. Selain dari itu hampir sama dengan kondisi di pulau Jawa, peningkatan ini baik langsung maupun tidak dipengaruhi oleh adanya peningkatan sektor industri. Adapun gambaran kebutuhan tenaga listrik di luar Jawa dapat dilihat pada tabel 2.6.

Tabel 2.6⁴
Proyeksi Kebutuhan Tenaga listrik Indonesia

	PELITA V 1991		PELITA VII 2001		PELITA IX 2011		PELITA XI 2021		Laju pert % / thn
	GWH/ THN	Pngs %	GWH/ THN	Pngs %	GWH/ THN	Pngs %	GWH/ THN	Pngs %	
Wilayah Jawa	3434	100,0	80250	100,0	164936	100,0	344697	100,0	8,0
Industri	22892	66,5	55158	68,7	117792	71,4	256781	74,5	8,4
Rmh Tangga	7164	20,8	15369	19,2	27144	16,5	44672	13,0	6,3
Pem&Ply umum	2261	6,6	4411	5,5	7650	4,6	13639	4,0	6,2
Komersil	1942	5,6	4925	6,1	11675	7,1	28375	8,2	9,4
Transportasi	144	0,4	368	0,5	675	0,4	1231	0,4	7,4
Wil. luar Jawa	17522	100,0	42353	100,0	938013	100,0	211425	100,0	8,7
Industri	12581	71,8	29744	70,2	65950	70,3	150281	71,1	8,6
Rmh Tangga	2772	15,8	6667	15,7	13222	14,1	24422	11,6	7,5
Pem&Ply umum	783	4,5	2055	4,9	4422	4,7	9267	4,4	8,6
Komersil	1386	7,9	3886	9,2	10194	10,9	27386	13,0	10,5
Transportasi	0	0,0	0	0,0	14	0,0	69	0,0	17,5
Tot. Indonesia	51925	100,0	122603	100,0	258739	100,0	556122	100,0	8,2
Industri	35472	68,3	84903	69,3	1183742	71,0	407061	73,2	8,5
Rmh Tangga	9936	19,1	22036	18,0	40367	15,6	69094	12,4	6,7
Pem&Ply umum	3044	5,9	6467	5,3	12072	4,7	22906	4,1	7,0
Komersil	3328	6,4	8811	7,2	21869	8,5	55761	10,0	9,9
Transportasi	144	0,3	368	0,3	689	0,3	1300	0,2	7,6

2.3 Perencanaan Ketenagalistrikan Jangka Panjang

Dari perencanaan penambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik di masa yang akan datang, berdasarkan penilaian saat ini pembangkit dengan menggunakan bahan bakar batubara akan mempunyai peranan yang sangat besar.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Pulau Jawa, urutan prioritas sumber-sumber daya energi primer dalam pengembangan ketenagalistrikan berdasarkan penilaian saat ini adalah : gas bumi untuk kebutuhan PLTGU, batubara (non lignite) untuk PLTU Batubara, panas bumi

⁴ M. Sidik Boedoyo, Strategi Ketenagalistrikan Jangka Panjang, Makalah seminar KNI-WEC, 1993, hal. 1082.

untuk PLTP, batubara jenis lignite (Sumatera) untuk PLTU Mulut Tambang, serta Uranium untuk PLTN.

Untuk tingkat pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Indonesia yaitu sebesar 17% selama REPELITA VI, sekitar 12% selama REPELITA VII dan sekitar 8% selama REPELITA VIII diperlukan tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik sebesar rata-rata 2455 MW/tahun selama REPELITA VI, 3029 MW/tahun selama REPELITA VII dan 3412 MW/tahun selama REPELITA VIII seperti ditunjukkan pada Tabel 2.7.

Pada Tabel 2.7 tersebut tampak bahwa peranan pembangkit dengan menggunakan bahan bakar batubara akan meningkat dari sekitar 16,2% pada akhir PELITA V menjadi sekitar 53,5% pada akhir REPELITA VIII.

Tabel 2.7⁵
Situasi Penyediaan Tenaga Listrik

Jenis Pembangkit Tenaga Listrik	[MW]			
	Akhir PELITA V (1993/94)	Akhir REPELITA VI (1998/99)	Akhir REPELITA VII (2003/04)	Akhir REPELITA VIII (2008/09)
Jawa				
PLTA	2046	2623	3150	4800
PLTU Batubara	2000	10600	17400	27600
PLTGU Gas Bumi	2942	3678	5178	5178
PLTU (BBM+Gas Bumi)	1900	1800	1600	830
PLTP	250	440	440	440
PLTG	787	295	4974	5300
PLTD	92	56	56	6
Sub Total	10017	29492	32798	44154
Luar Jawa				
PLTA	319	1708	3119	4154
PLTU Batubara	195	803	1166	3459
PLTGU Gas Bumi	446	879	912	2164
PLTU (BBM+Gas Bumi)	310	285	260	260
PLTP	23	248	274	274
PLTG	627	383	628	1601
PLTD	1643	2057	1843	1994
Sub Total	3563	6363	8202	13906
TOTAL	13850	25855	41000	58060

*) Penjumlahan kapasitas pembangkit saat ini terhadap proyek-proyek yang sedang dibangun, proyek-proyek telah tersedia dayanya, dan proyek-proyek yang masih bersifat rencana.

⁵ Ibid. hal. 200



Pada akhir REPELITA VIII PLTU Batubara di Pulau Jawa mempunyai peranan yang sangat besar yaitu sekitar 62,5% dari total pembangkit di Pulau Jawa atau sekitar 47,5% dari pembangkit di Indonesia, sedangkan di luar Pulau Jawa yang mempunyai peranan terbesar adalah PLTA yaitu sekitar 30% dari total pembangkit di luar Pulau Jawa. Sedangkan tingkat produksi energi listrik per jenis pembangkit dapat dilihat pada Tabel 2.8. Komposisi produksi energi pada Tabel 2.8 memperlihatkan bahwa peranan BBM menurun dari sekitar 37,5% pada akhir PELITA V menjadi sekitar 5,6% pada akhir REPELITA VIII, sedangkan peranan batubara naik dari sekitar 23,5% pada akhir PELITA V menjadi sekitar 63,4% pada akhir REPELITA VIII.

Situasi penyediaan tenaga listrik pada akhir REPELITA VIII menunjukkan bahwa peranan PLTU Batubara mencapai sekitar 53,5% dari total pembangkitan.

Daya terpasang PLTU Batubara pada akhir REPELITA VIII diperkirakan sekitar 27.600 MW untuk Pulau Jawa dan 3.460 MW untuk Luar Jawa, sedangkan energi listrik yang diproduksi oleh PLTU Batubara sekitar 146.118 GWh untuk Pulau Jawa dan 16.502 GWh untuk Luar Jawa.

Tabel 2.8⁶
Komposisi Produksi Energi Listrik Per akhir REPELITA
Per jenis Pembangkit Tenaga Listrik (Bahan bakar)

Jenis Bahan Bakar	Satuan	Akhir PELITA V	Akhir REPELITA VI	Akhir REPELITA VII	Akhir REPELITA VIII
Jawa					
PLTA	GWh	6819	7231	8611	15987
	%	16,5	7,8	5,3	8,2
Batubara	GWh	11154	64431	104923	146115
	%	27,0	69,3	64,7	73,1
Gas Bumi	GWh	7471	16773	33535	26981
	%	18,1	18,0	20,7	13,5
BBM	GWh	14142	1464	11939	7981
	%	34,2	1,6	7,4	4,0
Panas Bumi	GWh	1761	3096	3096	3081
	%	4,2	3,3	1,9	1,5
Luar Jawa					
PLTA	GWh	1463	8481	13663	19401
	%	14,0	40,7	39,1	34,1
Batubara	GWh	1020	3372	6172	16502
	%	9,8	16,2	17,7	29,1
Gas Bumi	GWh	2507	3793	6963	11654
	%	24,0	18,2	19,9	20,7
BBM	GWh	5313	3812	6273	6527
	%	50,9	18,3	18,0	11,6
Panas Bumi	GWh	140	1365	1861	2202
	%	1,3	6,6	5,3	4,1

Kebutuhan batubara untuk memproduksi energi listrik pada akhir REPELITA VIII adalah sekitar 65 juta ton untuk Pulau Jawa dan 7 juta ton untuk Luar Jawa atau lebih dari 14 kali lipat kebutuhan batubara saat ini.

Permasalahan yang akan dihadapi dengan semakin besarnya peranan batubara tersebut adalah masalah kemampuan pasokan dan masalah lingkungan.

⁶ Ibid. hal. 201

2.4 Kapasitas PLTU Batubara

Dari seluruh kapasitas terpasang nasional, sumber daya batubara saat ini baru digunakan pada pembangkit listrik tenaga uap PLN, sekitar 15,7% (1.330 MW) dari kapasitas terpasang PLN merupakan kapasitas terpasang PLTU batubara⁷. Dari jumlah tersebut 1.200 MW merupakan kapasitas terpasang PLTU batubara di Suralaya, Jawa Barat. Sisanya adalah dari PLTU batubara di Tanjung Enim (130), Sumatera Selatan, yang digunakan untuk mensuplai listrik di daerah sekitarnya. Di Sumatera Barat, terdapat juga PLTU batubara Solok dengan kapasitas terpasangnya 12 MW yang penggunaannya khusus hanya untuk mensuplai listrik yang diperlukan oleh tambang batubara Ombilin.

Dengan mempertimbangkan rencana yang ada, maka dalam studi MARKAL II, kapasitas terpasang PLTU batubara dalam REPELITA XI akan mencapai rata-rata sebesar 80.950 per tahun (lihat tabel.2.9). Dibandingkan dengan rata – rata kapasitas terpasang pada PELITA V, yang sebesar 1.760 MW per tahun, maka selama periode PELITA V hingga REPELITA XI akan ada peningkatan dengan laju pertumbuhan rata – rata sebesar 13,6% per tahun. Kapasitas terpasang PLTU batubara di pulau Jawa akan mengalami peningkatan dari 1.560 MW per tahun dalam PELITA V menjadi 64 MW per tahun pada REPELITA XI.

⁷ Cecillya L.M, Penggunaan Teknologi Bersih Lingkungan Pada PLTU Batubara, BPPT:Makalah seminar Energi KNI-WEC, hal 593.

Tabel 2.9⁸
Proyeksi Kapasitas Terpasang PLTU Batubara
 (GW/Tahun)

Jenis Pembangkit Tenaga Listrik	REPELITA						
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Total PLTU Batubara	1,76	3,54	9,91	21,85	34,56	53,44	80,95
• PLTU Batubara (Jawa)	1,56	3,12	9,35	19,99	29,66	43,63	64,00
• PLTU Batubara (L. Jawa)	0,20	0,42	0,56	1,86	4,90	9,81	16,95
Tot. Non PLTU Batubara	18,63	22,99	25,25	26,41	29,07	38,00	51,52
Total Indonesia	20,39	26,54	35,16	48,26	63,63	9143	132,47

Dibandingkan dengan total kapasitas terpasang seluruh pembangkit listrik Indonesia, maka pangsa PLTU batubara adalah 7,7% dalam PELITA V menjadi 48,3 % dalam REPELITA XI. Hal ini menunjukkan besarnya peranan PLTU batubara di Jawa dalam penyediaan tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik didalam negeri.

2.5 Emisi PLTU Batubara

Walaupun batubara Indonesia pada umumnya mempunyai kandungan sulfur yang rendah, namun karena pemakaiannya yang cukup banyak akan mengakibatkan emisi gas buang yang cukup besar juga sehingga mempengaruhi lingkungan.

Untuk mengetahui berapa besar emisi gas-gas buang dari PLTU batubara di Jawa, maka dalam studi MARKAL II BPP Teknologi telah melakukan pengukuran langsung di PLTU Suralaya.

⁸ Ibid. hal. 596

Pengukuran ini dijadikan dasar dalam perhitungan total emisi gas buang PLTU batubara yang mencakup polutan SO_2 , NO_x , SPM(debu) dan VHC (Volatile Hydro Carbon).

Hasil perhitungan total emisi polutan SO_2 , NO_x , SPM dan VHC dari PLTU batubara maupun keseluruhan sektor pembangkit listrik serta total emisi dan faktor energi selama PELITA V hingga REPELITA XI tercantum dalam tabel 2.10. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa untuk polutan SO_2 , laju pertumbuhan rata-ratanya selama ke tujuh periode REPELITA adalah sebesar 12,6% per tahun, yaitu dari 49,81 ribu ton per tahun dalam PELITA V menjadi 1.769,42 ribu ton per tahun dalam REPELITA XI. Suatu peningkatan yang cukup tinggi yaitu sekitar 35 kali dalam jangka waktu 30 tahun. Dibandingkan dengan total emisi SO_2 dari PLTU batubara pangsanya akan meningkat dari 25% menjadi 97,5% selama PELITA V hingga REPELITA XI mendatang.

Bila dilihat rata-rata total emisi SO_2 dari PLTU batubara dalam PELITA V, maka pangsanya terhadap keseluruhan emisi sektor energi masih rendah yaitu 15,1%. Namun pada REPELITA XI, pangsanya meningkat sekitar 4 kali lipat menjadi 63,8%. Hal ini menunjukkan bahwa kontribusi PLTU batubara terhadap emisi SO_2 sektor energi sangat dominan sekali.

Dilihat dari total emisi keseluruhan pembangkit listrik, jumlah emisi NO_x PLTU batubara pada PELITA V mencakup hanya sekitar 37,1%. Namun demikian pada REPELITA XI, pangsanya meningkat menjadi 98,1%. Hal ini menunjukkan bahwa bahan bakar batubara juga merupakan sumber

pengeluaran gas NO₂ terbesar di sektor pembangkit tenaga listrik dimasa mendatang.

Emisi partikel debu dari PLTU batubara, rata-rata total pada PELITA V adalah 7,67 ribu ton pertahun. Pada REPELITA XI, rata-rata total emisi tersebut akan meningkat menjadi 271,73 ribu ton per tahun. Hal ini menunjukkan peningkatan cukup pesat dengan laju pertumbuhan rata-ratanya sebesar 12,6% per tahun selama jangka waktu tujuh periode REPELITA tersebut.

Pembuangan hidrokarbon (VHC) dari PLTU batubara dibandingkan dengan keseluruhan sektor energi sangat rendah. VHC terbesar terdapat pada industri perminyakan. Oleh karenanya, emisi hidrokarbon rata-rata hanyalah sebesar 0,38 ribu ton pada PELITA V dan meningkat menjadi 13,7 ribu ton pada REPELITA XI.

Tabel 2.10⁹
**Total Emisi Polutan Menurut Sektor Pemakai-
 Kasus Tanpa Tindakan (Ribuan ton/tahun)**

SEKTOR	REPELITA V				REPELITA VII				REPELITA IX				REPELITA XI			
	SO ₂	NO _x	SPM	VHC	SO ₂	NO _x	SPM	VHC	SO ₂	NO _x	SPM	VHC	SO ₂	NO _x	SPM	VHC
Kelistrikan	196,46	129,79	13,33	4,57	310,05	330,82	42,28	6,37	832,70	832,54	126,56	7,58	1814,30	1796,36	272,54	16,51
• PLTU Batubara	49,81	48,11	7,67	0,38	259,83	258,14	39,92	2,01	82,075	817,90	126,06	6,35	1769,42	1762,20	27,173	13,70
• Lainnya	148,65	81,67	5,66	4,19	50,22	72,68	2,36	4,36	11,95	14,64	0,50	1,23	44,88	34,16	0,81	2,81
Rumah Tangga	10,88	25,27	292,06	52,37	9,57	33,44	349,87	61,42	14,94	32,40	350,13	62,43	19,42	31,06	350,38	63,20
Industri	105,32	37,86	538,42	66,93	205,66	73,34	904,20	67,89	429,91	139,53	1321,20	12,30 438,77	778,55	307,02	1891,13	217,75
Transportasi	14,95	366,62	8,17	150,37	32,39	644,34	15,82	264,32	84,64	1090,47	27,84		161,64	1816,42	46,51	718,26
Total Emisi	329,61	559,53	851,98	274,24	557,67	1.081,94	1.312,17	400,00	1.362,19	2.094,94	1825,73	631,06	2773,91	395086	2560,56	1015,72

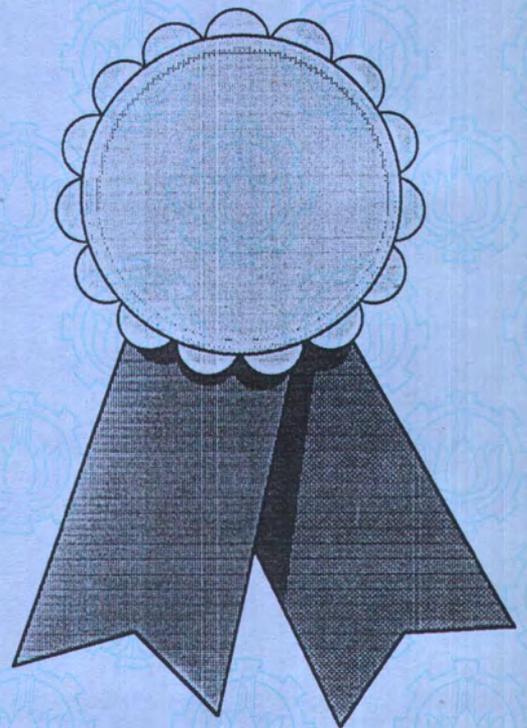


“Katakanlah: ‘Tiap-tiap orang berbuat menurut keadaannya masing-masing’. Maka Tuhanmu lebih mengetahui siapa yang lebih benar jalannya ”

(Al Qura’an, Surah Al Isra: 84)

Bab III

Teknologi Daur Kombinasi Gasifikasi Batubara Terintegrasi



BAB III

TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI

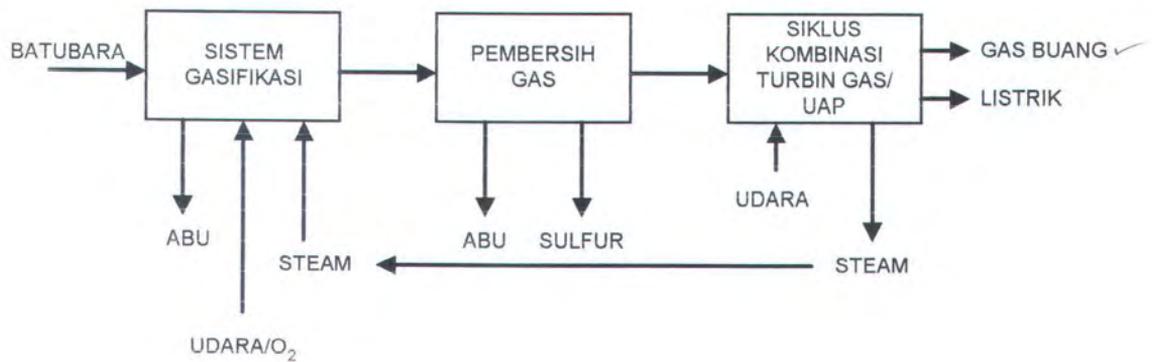
Sistem pembangkit listrik siklus kombinasi gasifikasi (*Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC*) adalah salah satu pilihan unggulan teknologi sistem pembangkit listrik tenaga batubara Indonesia dimasa depan. Hal ini disebabkan oleh banyaknya kelebihan yang diperoleh bila dibandingkan dengan sistem pembangkit konvensional lainnya, antara lain dalam hal keekonomian dan emisi polutan rendah.

Teknologi IGCC ini menggabungkan unit Coal Gasifier dengan teknologi Combined Cycle yang sebelumnya hanya memakai bahan bakar gas bumi atau minyak bumi, sehingga pembangkit listrik IGCC dapat dioperasikan dengan batubara.

Sistem IGCC terdiri dari unit operasi pembangkit gas (*Gasifier Plant*), unit pembersih gas (*Gas Cleaning Plant*) dan sistem pembangkit listrik kombinasi yang terdiri turbin gas dan turbin uap. Pengintegrasian dan kompatibilitas semua unit operasi ini harus dimaksimalkan dengan mengevaluasi setiap unit operasinya dan penyesuaian kondisi-kondisi operasinya agar rantai keterkaitan antar unit operasi dalam keadaan seimbang, stabil dan cocok.

3.1 Sistem Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)

Komponen utama dalam riset IGCC adalah pengembangan teknik gasifikasi batubara. Gasifikasi batubara pada prinsipnya adalah suatu proses perubahan batubara menjadi gas yang mudah terbakar. Proses ini melalui beberapa proses gasifikasi (*Gasifier*). Sistem IGCC secara skematis dapat dilihat pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 Sistem IGCC²¹

Sistem IGCC terdiri dari tiga bagian utama, yaitu unit gasifikasi, unit pembersih gas, dan unit pembangkit listrik. Unit gasifikasi bervariasi dalam jenis sistem yang digunakan yang akan dijelaskan lebih lanjut. Unit pembersih gas biasanya terdiri dari unit pembersih sulfur dan partikulat dan kadang-kadang terintegrasi didalam unit operasi gasifikasi. Unit pembangkit listrik terdiri dari turbin gas dan turbin uap, yang uapnya diperoleh dari pemanfaatan panas dari aliran gas hasil gasifikasi atau gas buang.

²¹ Ir. M. Youvial, MMSChE, Fluidisasi Cepat Sebagai Alternatif Unit Operasi Gasifier Pada Sistem IGCC, Hasil Seminar KNI-WEC, BPPT, 1994, Hal. 1236

Perkembangan teknologi ini didasarkan dan disesuaikan dengan kondisi bahan bakar gas agar dapat melindungi peralatan dan alasan-alasan lingkungan. Persyaratan bahan bakar turbin gas antara lain adalah:

Temperatur gas masuk	:	< 1700° F
Tekanan	:	5 – 30 atm
Nilai kalor gas	:	> 120 Btu/scft
Alkali	:	< 1 ppm
Partikulat	:	< 5- 10 mikron < 0,03 lb/juta Btu (NSPS, <i>New Source Performance Standards</i>).
Sulfur	:	90% dibersihkan (NSPS).
Komposisi gas	:	Kandungan H ₂ tinggi.

Pemenuhan persyaratan-persyaratan tersebut dapat dilakukan dengan:

1. Pemanfaatan panas sensibel gas hasil gasifikasi pada reaktor tau dengan penambahan peralatan penukar panas, atau melalui pendingin cepat dengan air (*quenching*), dengan tujuan untuk mengatur temperatur gas yang masuk ke turbin gas.
2. Penggantian reaktan udara dengan O₂ atau uap air untuk meningkatkan nilai kalor gas hasil gasifikasi.
3. Sistem gasifikasi bertekanan atau penambahan peralatan kompresor sebelum gas masuk ke turbin.

4. Pembersihan gas dari sulfur, alkali dan partikulat untuk menjaga kondisi turbin gas.

Aspek-aspek emisi polutan dari hasil pembakaran sebagian sudah teratasi, karena persyaratan turbin gas harus dipenuhi, dan cukup untuk memenuhi persyaratan emisi polutan SO_2 (*sulfur dioksida*) dan abu (*fly ash*). Sedangkan emisi CO_x dan hidrokarbon dapat diatasi dengan memperbaiki efisiensi pembakaran bahan bakar gas dalam turbin.

3.2 Prinsip Kerja Pembangkit Listrik IGCC

Mula-mula batubara dimasukkan ke dalam reaktor gasifier sehingga gas hasil gasifikasi batubara mengalami proses pembersihan sulfur dan nitrogen yang selanjutnya akan menghasilkan bahan bakar bersih, seperti gas kalor rendah (*low-Btu gas*) yang kemudian dibakar dalam ruang bakar seterusnya gas hasil pembakaran tersebut disalurkan kedalam turbin gas untuk menggerakkan generator pada sistem pembangkit. Gas buang dari turbin gas dimanfaatkan dengan menggunakan HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*) untuk membangkitkan uap. Uap dari HRSG setelah turbin gas tersebut digunakan untuk menggerakkan turbin uap yang akan menggerakkan generator. Prinsip kerja pembangkit listrik sistem IGCC ini secara keseluruhan ditunjukkan pada gambar 3.2

Batubara yang dimasukkan kedalam gasifier mengalami proses oksidasi (dengan tekanan 10-40 atm) dan temperatur ($1800^\circ - 3000^\circ \text{F}$) yang menghasilkan campuran gas kalor rendah (*low-Btu gas*). Oksidan yang digunakan adalah oksigen yang berasal dari udara maupun oksigen murni

dengan cara oksigen dikompresikan kedalam gasifier yang dikontrol untuk mengendalikan oksigen kedalam ratio bahan bakar yang kira-kira setengah dari harga yang diperlukan untuk pembakaran. Dalam kondisi ini, batubara yang disusun atom hidrokarbon dirubah secara kimiawi kedalam karbon monoksida dan hidrogen dengan beberapa formasi karbon, dioksida, uap (steam), dan karbon.



Dalam gasifier polutan lingkungan yang tinggi telah dikurangi, sulfur bereaksi membentuk hidrogen sulfida (H_2S), karbonil sulfida (COS) dan karbon disulfida (CS_2). Nitrogen bereaksi membentuk amonia (NH_3) dan molekul nitrogen (N_2).

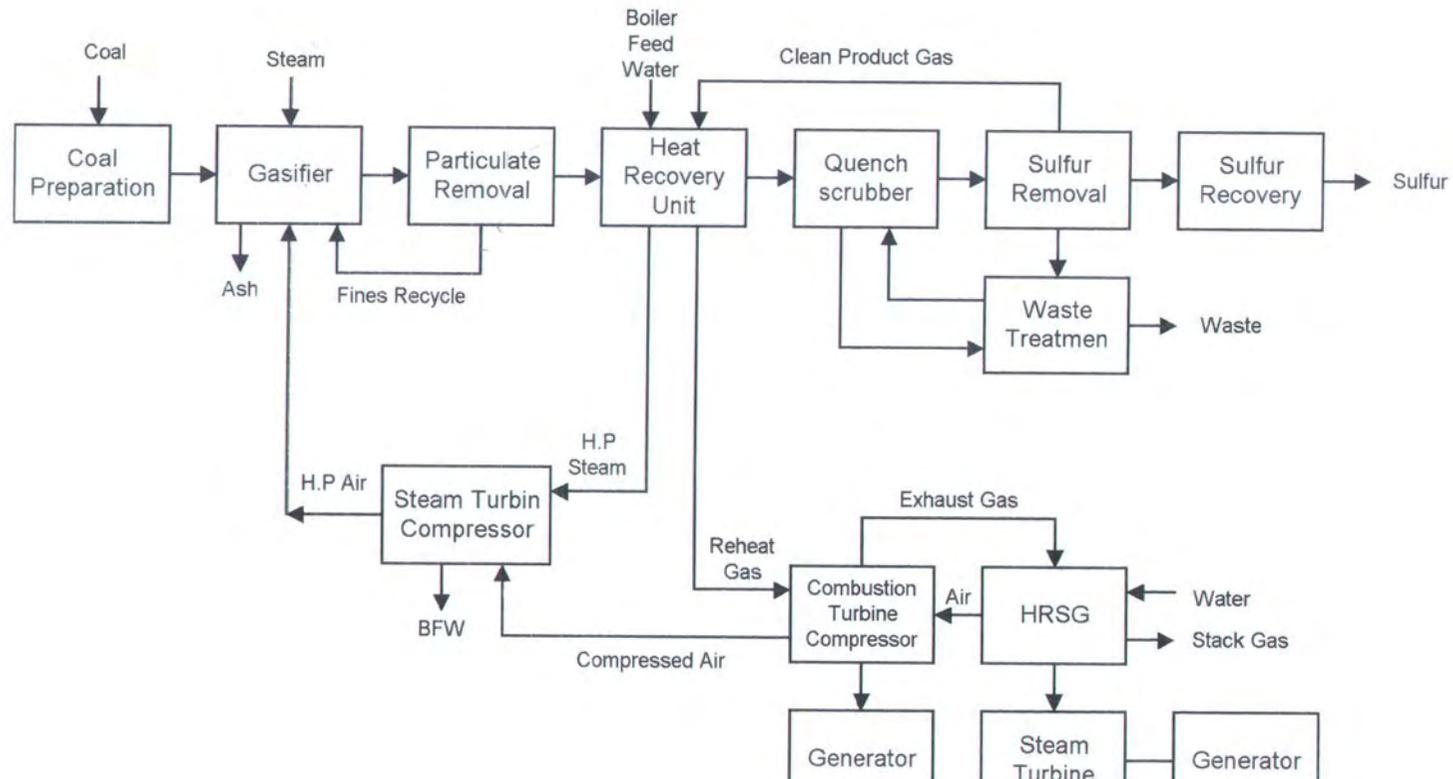
Bahan bakar gas campuran yang muncul dari gasifier terdiri dari karbon dan debu dan kandungan sulfur, material harus dibersihkan sebelum gas tersebut layak sebagai bahan bakar turbin gas. Kandungan logam-logam dalam bahan bakar ada dalam debu yang merupakan bagian terasing sebagai sulfida dan suboksida dibersihkan dalam Particulate Removal.

Sesudah bahan bakar gas muncul dari Heat Recovery Unit, kemudian di bersihkan dalam Quench Scrubber, yang beroperasi secara efektif pada tekanan gas yang tinggi untuk membersihkan karbon, debu dan amonia yang dibentuk dalam gasifier. Aliran Quench Scrubber system dihubungkan dengan Waste Treatment dan Sulfur Removal, kemudian hidrogen sulfida (H_2S), karbon dioksida (CO_2) dan amonia (NH_3) dan bahan partikulat lainnya ditransferkan kedalam Waste Treatment untuk dibersihkan sebelum dibuang dan sebagian gas yang telah bersih dikembalikan lagi kedalam Quench Scrubber.

Aliran gas yang meninggalkan Waste Treatment kemudian dikirim ke clean-up system (Sulfur Removal dan Sulfur Recovery) untuk dibersihkan dari kandungan sulfur. Kandungan sulfur (H_2S) dipisahkan dari aliran gas untuk dibersihkan yang dikirim ke Sulfur Recovery unit dimana sulfur dirubah kedalam bentuk elemen yang dapat dimanfaatkan dalam bidang pertanian. Aliran bahan bakar gas bersih sekarang siap untuk dibakar dalam combustor kemudian disalurkan kedalam turbin gas untuk digunakan menggerakkan generator. Dalam hal ini ditekankan bahwa bahan bakar gas dalam aliran ini harus bebas dari bahan partikulat dan H_2S yang dapat menyebabkan rusaknya turbin gas oleh bahan-bahan ini.

Setelah pengaturan temperatur dan tekanan dari aliran bahan bakar, gas yang memasuki unit combustor dari Heat Recovery Unit dibakar dengan udara yang dikompresikan sebagai oksidannya. Udara yang dikompresikan dari Combustion Turbine Unit digunakan untuk mensuplai udara kedalam Steam Turbin Unit. Udara yang dikompresikan Steam Turbin Unit digunakan sebagai input pada gasifier. Yang menyebabkan tekanan bertambah tinggi pada gasifier.

Gas buang panas (*hot exhaust gas*) dari turbin gas dimanfaatkan melalui HRSG untuk menghasilkan uap yang bertekanan tinggi membangkitkan tekanan uap yang tinggi untuk menggerakkan turbin uap yang memutar generator listrik kedua. Sebagian gas buang dari turbin uap dimanfaatkan kembali untuk pemanasan air pada Boiler Feed Water (*Heat Recovery Unit*).



3.3 Unit Operasi Gasifier

Teknologi gasifikasi batubara merupakan salah satu teknologi konversi batubara yang paling efisien dan bersih terhadap pencemaran lingkungan. Proses gasifikasi ini pada dasarnya mengkonversi bahan bakar padat batubara, menjadi bahan bakar gas melalui reaksi reduksi dengan oksigen atau udara dan uap air pada temperatur tinggi, temperatur operasi dapat bervariasi antara 1000°F-3000°F tergantung jenis dan konfigurasi gasifier.

3.3.1 Proses Gasifikasi

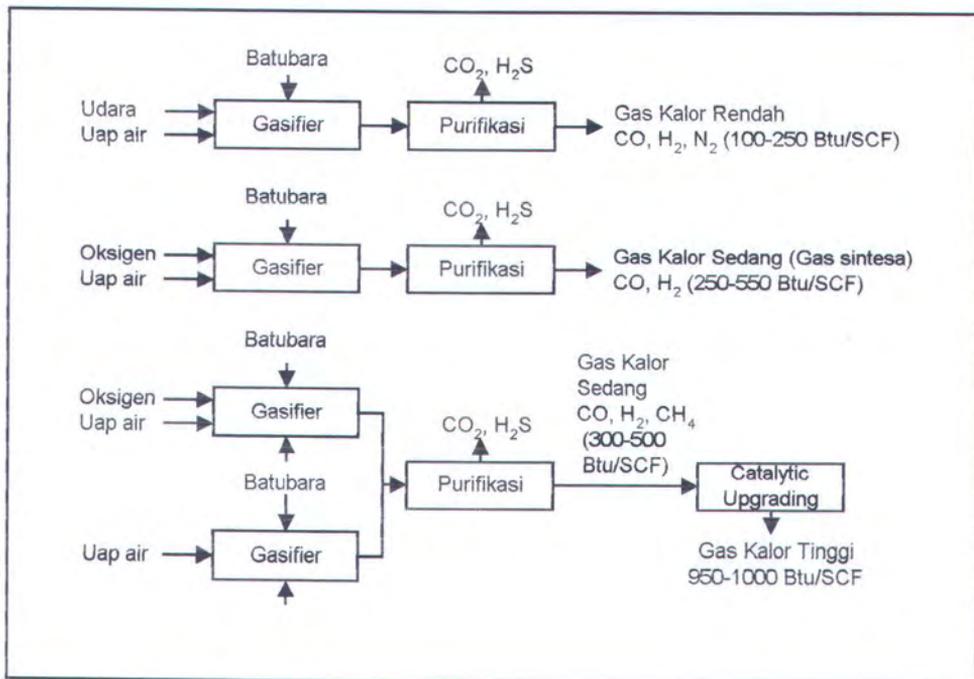
Proses gasifikasi adalah reaksi batubara dengan media gasifikasi seperti udara, oksigen, uap air, karbondioksida dan campurannya atau dikatakan juga bahwa proses gasifikasi merupakan proses oksida parsial dari batubara. Tujuan dari proses gasifikasi dapat dikelompokkan atas nilai kalor dari gas hasil, yaitu gas nilai kalor rendah dan gas nilai kalor tinggi. Lihat gambar 3.3.

Kebutuhan panas untuk reaksi-reaksi gasifikasi diperoleh dari pembakaran sebagian batubara dengan oksigen baik yang berasal dari udara maupun gas oksigen murni.

Reaksi pembakaran yang terjadi adalah:



Panas yang dihasilkan oleh kedua reaksi ini digunakan untuk reaksi gasifikasi yang endotermis berikut:



Gambar 3.3 Diagram Sederhana proses gasifikasi batubara²³

Unsur karbon dalam batubara dapat bereaksi dengan gas hidrogen yang dihasilkan menjadi gas metana menurut reaksi berikut:



Reaksi ini akan berlangsung dengan baik pada tekanan yang tinggi. Gas sintesa yang dihasilkan dapat diubah menjadi gas metana menurut reaksi metanasi berikut:

²³ Dr. Fr. Syarifuddin Ismail, Bahan Bakar Bersih Dari Batubara Dan Kemungkinannya Pada Batubara Indonesia, Makalah Seminar KNI-WEC, BPPT. 1992 hal. 1739



Gas metana yang dihasilkan mempunyai nilai kalor yang tinggi.

Gas yang keluar dari gasifier dibersihkan dari pengotoranya yang berupa H_2S dan CO_2 maupun partikulatnya pada unit gas clean-up sehingga gas hasil maupun cairan hasil yang keluar dari proses gasifikasi akan bersih dari zat pengotor.

3.3.2 Gasifier

Penerapan teknologi unit operasi gasifikasi telah terbukti mempunyai banyak sekali variasi. Secara garis besar variasi sistem gasifikasi dapat diklasifikasikan:

1. Jenis media umpan gas (misalnya, udara, oksigen, uap air)
2. Metode penyediaan panas (dengan pemanas luar, atau dari reaktannya)
3. Metode pengontakan reaktan:
 - a. Unggun tetap (*fixed bed gasifier*)
 - b. Unggun terfluida (*fluidized bed gasifier*)
 - c. Unggun terfluida cepat (*entrained bed gasifier*)

Pada skala komersial yang berkapasitas tinggi, gasifikasi ungun tetap tidak merupakan pilihan yang tepat untuk digunakan pada sistem unit operasi gasifikasi IGCC karena hanya layak untuk skala kecil. Dengan demikian, sistem-sistem gasifikasi jenis fluidisasi cepat (*entrained bed*) dan jenis ungun terfluida (*bubbling bed*) merupakan kandidat yang sesuai

dengan untuk diintegrasikan pada sistem IGCC. Karena unggun terfluidisasi cepat (*entrained bed gas gasification*) yang sangat tepat diterapkan sistem IGCC memiliki kelebihan, yaitu:

- a. Keseragaman temperatur
- b. Kemampuan pemanasan umpan bahan bakar dan udara/O₂ dingin hampir secara langsung ketemperatur kolom unggun (laju pemanasan yang tinggi)
- c. Laju perpindahan panas kedinding dan permukaan yang terendam dalam kolom unggun sebanding dengan unggun terfluida.
- d. Kapasitas (throughput, yaitu laju aliran umpan bahan bakar persatuan luas) yang tinggi, sehingga diameter unggun terfluidisasi cepat lebih kecil yang berarti pula lebih murah daripada unggun terfluidisasi biasa.
- e. Kemampuan menangani padatan yang mudah mengumpal (terangglomerasi) yang sulit difluidasikan dalam bubling bed.
- f. Derajat pencampuran antara padatan dan gas lebih tinggi
- g. Temperatur operasi yang tinggi mengakibatkan pembentukan tar dan oil sangat sedikit dan bahkan nihil.

Aplikasi gasifikasi dalam unggun terfluidisasi cepat telah dilakukan dan diantara BABCOCK & WILCOCK, BI-GAS, COMBUSTION ENGINEERING, FOSTER WHEELER, KOPPER TOTZEK, TEXACO

Tabel 3.1 Kondisi operasi berbagai sistem gasifier unggun terfluidasi²⁴

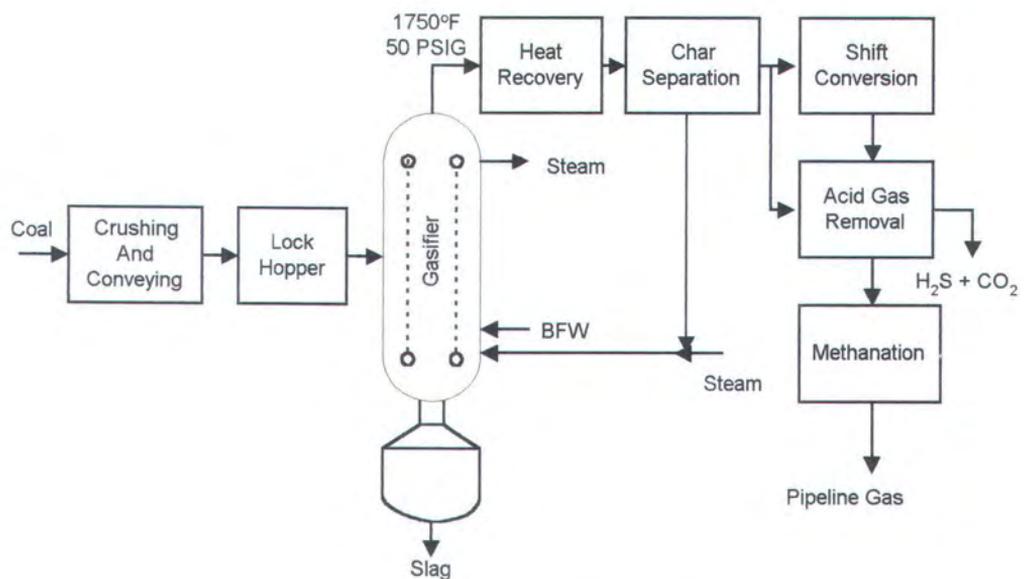
Gasifier	Babcock & Wilcock		Bi-Gas		Comb. Eng.		Foster wheler		Kopper-Totzek		Texaco	
Kapasitas (ton/hari)	850		3750		120		480		430 (two headed)		1900	
Diameter Reaktor	9		5		9		-		-		9	
Tinggi (ft)	110		56		78		-		-		15	
Turndown	25%		-		-		-		60%		50%	
Ukuran Partikel	70%-200 mesh		70%-200 mesh (slury)		70%-200 mesh		70%-200 mesh		70%-200 mesh		Bubuk (slury)	
Tekanan (psig)	50		1000		atm		350		atm		650	
Temp. Zona Pembakaran	3400°F		300°-2700°F		3000°F		2500°-2800°F		3500°F		> ttk leleh abu	
Temp. Gasifikasi	1800°F		1500°-1700°F		1600°F		1800°-2100°F		2700°F		400-500°F	
Jenis Batubara	Semua Jenis		Semua Jenis		Semua Jenis		Semua Jenis		Semua Jenis		Semua Jenis	
Nilai Kalor Batubara (Btu/lb, kering)	13.800		14.090		12.600		12.800		12.640		13.150	
Oksigen (lb/lb batubara)	1		0,5		3,5 (udara)		-		0,85		-	
Air Umpan Boiler (gallon/ton batubara)	760		140		-		-		480		-	
Listrik (kwh/ton batubara)	36		65		-		-		34		-	
Produk Uap Air (lb/ton batubara)	4300 (600 psig)		-		-		-		3000(1500 psig) 1000(low press)		-	
Eff. Thermal Total	68%		65%		69%(cold gas)		45% (listrik)		68%		-	
Komposisi Gas Produk:												
Media Gasifikasi	O ₂	Udr	O ₂	Udr	O ₂	Udr	O ₂	Udr	O ₂	Udr	O ₂	Udr
CO, % Vol.	65,3	23,3	29,3	-	-	22,1	-	29,3	52,5	-	37,6	-
CO ₂ , % Vol.	5	4,6	21,5	-	-	7	-	3,3	10	-	20,8	-
H ₂ , % Vol.	27,9	6,4	32	-	-	17	-	14,5	36	-	39	-
CH ₄ , % Vol.	-	-	-	-	-	0,04	-	3,5	-	-	0,5	-
H ₂ S + COS, % Vol.	0,5	0,2	0,8	-	-	0,6	-	0,7	0,4	-	0,4	-
N ₂ + Ar, % Vol.	1,2	63,5	0,7	-	-	53,3	-	48,7	1,1	-	0,6	-
Nilai Kalor Gas	301	102	356	-	-	127	-	177	286	-	253	-

3.3.2.1 BABCOCK & WILCOCK

Konstruksi gasifier ini mempunyai bentuk silinder tegak yang konsentris. Pada bagian selimut dialirkan air dan pada bagian dalam terjadi reaksi gasifikasi batubara. Batubara dimasukkan melalui crusing and conveying dan lock hopper dalam bentuk serbuk, bersama-sama dengan

²⁴ Opcit. Ir. M. Youval. MMChE. hal. 1252

oksigen dan uap diinjeksikan kedalam reaktor gasifier yang beroperasi pada tekanan 50 psig (lihat gambar 3.4). Abu yang meninggalkan gasifier dalam bentuk slag (ampas) dengan kandungan 5% sisa karbon yang jumlahnya tergantung pada komposisi abu dalam batuibara. Gas panas yang meninggalkan gasifier dapat mendekati tempratur 1800°F. Char batubara yang belum tergasifikasi dikembalikan kereaktor utama setelah sebelum dipisahkan dari aliran gas. Menurut studi EPRI jenis gasifier ini mampu mensuplai batubara 20 ton/jam. Status gasifier ini telah didemonstrasikan dalam skala semi-komersial dan skala pilot.

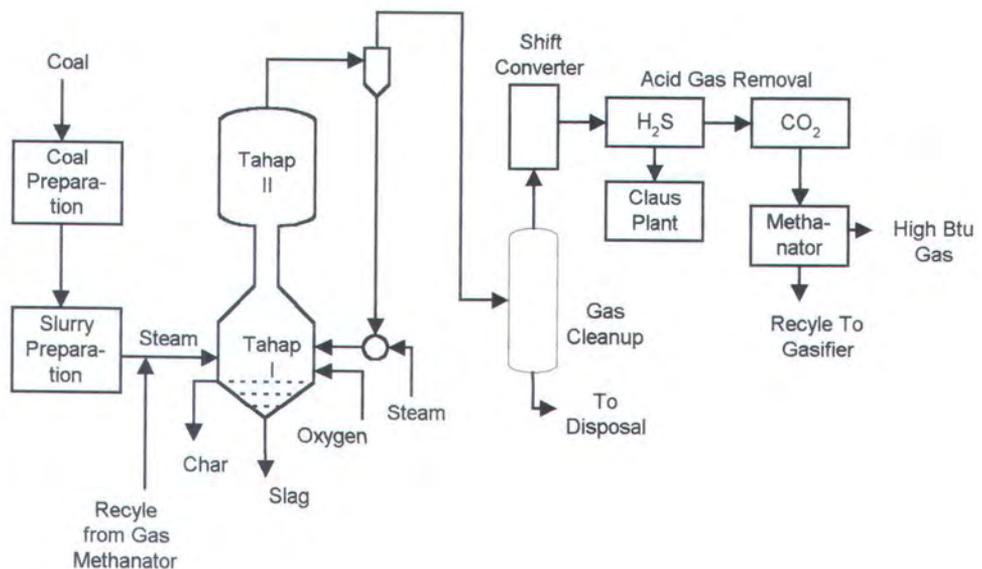


Gambar 3.4 Gasifier Babcock and Wilcock²⁵

²⁵, Coal Gasification Tecnology, Flour Engineer Construction. Inc, Flour Utah.Inc.1976. hal 2-44

3.3.2.2 BI-GAS

Gasifier ini terdiri dari tiga tahap, yaitu zona pendingin *slag* pada bagian bawah, zona pembakaran *char* (tahap I), dan zona gasifikasi batubara (tahap II). Pada zona pembakaran *char*, silinder dibuat menyempit membentuk tenggorokan sehingga laju gas yang tinggi dapat mencegah berbaliknya batubara atau *char* dan membantu pemisahan *slag* dari tahap I. Pada lapisan dinding luar terdapat sebaris pipa air pendingin tegak. Sistem gasifikasi ini dapat dilihat pada gambar 3.5.



Gambar 3.5 Gasifier Bi-Gas²⁶

Status gasifier ini telah didemonstrasikan dalam skala pilot (100 lb/jam) dengan umpan bubur batubara air. Bubur batubara dipersiapkan dalam sistem pengumpan batubara, dari sistem ini batubara mengalir karena

²⁶ G.H. Gronhoved, et-al, Low-Rank Coal Technology (Lignite and Subbituminus), Noyes Data Corporation, New Jersey, 1982. hal.485

tekanan bubuk batubara yang tinggi yang langsung masuk ke tahap II pada reaktor gasifikasi. Temperatur campuran gas dalam tahap II yang cukup tinggi didinginkan dengan air (*quenching*), sehingga temperatur gas keluar sekitar 1500° s/d 1700°F. Selanjutnya gas dialirkan ke siklon untuk memisahkan gas dari abu dan char yang akan dikembalikan ke *burner* dalam tahap I (zona pembakaran).

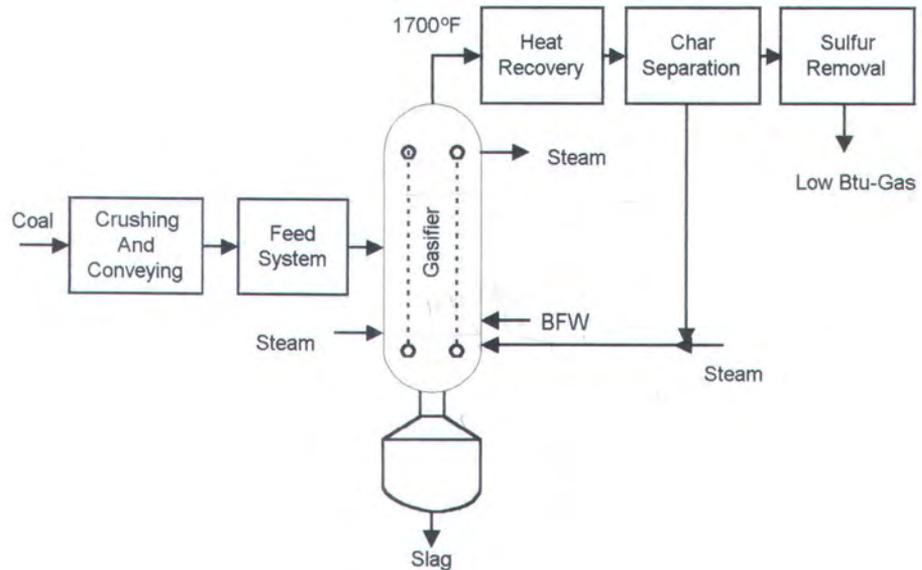
Limbah yang dihasilkan adalah *slag* abu batubara dengan kandungan sisa karbon (C) sangat sedikit yang jumlahnya tergantung dari komposisi abu dalam batubara. Char yang belum tergasifikasi dikembalikan ke zona pembakaran pada kondisi *slagging*. Limbah air dari scrubber dan tangki pengumpul slag dibuang ke pembuangan. Gasifier ini digunakan dalam pilot plant untuk memproduksi gas sintesis.

3.3.2.3 Combustion Enginer

Gasifier ini dirancang pada pengoperasian tekanan atmosfer (lihat gambar 3.6). Pada ruang pembakaran dibagian bawah terdapat burner dengan konfigurasi tangensial, tempat batubara dan resirkulasi diumpankan. Lelehan slag abu batubara dari ruang pembakaran keluar dari bagian bawah reaktor dan diquenching.

Selain udara, oksigen dapat pula dimanfaatkan untuk memperoleh medium Btu-gas. Pada bagian atasnya terdapat ruang reduksi/gasifikasi yaitu tempat uap air dan tambahan batubara diumpankan dan bereaksi dengan gas panas dari ruang pembakaran pada dinding reaktor terdapat ruangan tempat air pendingin dialirkan untuk mengendalikan temperatur dan

memanfaatkan panasnya berupa uap air.



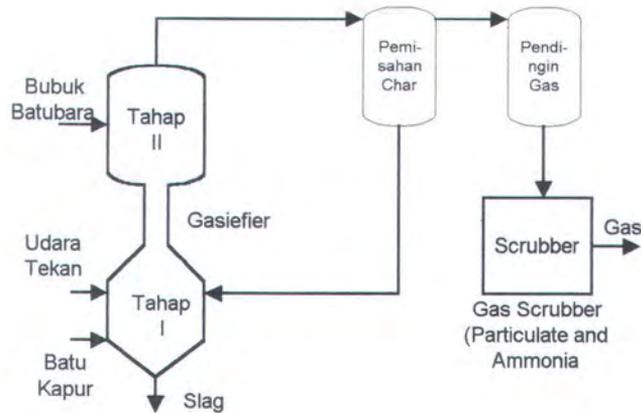
Gambar 3.6 Gasifier Combustion Engineer ²⁷

Gas hasil gasifikasi diarahkan ke unit penukar panas tubular untuk memanfaatkan gas panas buang. Status gasifier ini masih dalam skala pilot. Limbah yang dihasilkan berupa slag, sehingga lebih mudah ditangani.

3.3.2.4 Foster Wheeler

Proses gasifikasi sistem ini dapat dilihat pada gambar 3.7. gasifier ini terdiri dari dua tahapan gasifikasi yang masing-masing memiliki nozzel injeksi batubara/char dan udara/oksigen. Batubara dimasukkan ke tahap atas dan bereaksi dengan gas hasil gasifikasi dari char yang diresirkulasi. Abu batubara membentuk lelehan slag yang mengalir ke bagian bawah gasifier.

²⁷ Op cit. Coal Gasification Tecnology. hal.2-46

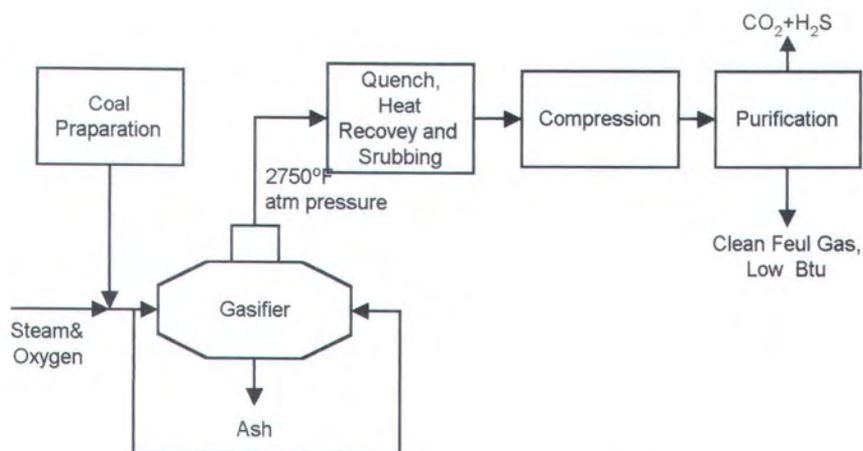


Gambar 3.7 Gasifikasi Foster Wheeler²⁸

3.3.2.5 Kopper Totzek

Gasifier berbentuk elips yang mendatar dengan bentuk kerucut terpotong yang tersambung (*head*) dan pada head itu terpasang burner. Dalam desain untuk meningkatkan kapasitas jumlah head tersebut dapat diperbesar (biasanya 2 sampai 4 head). Dinding gasifier mempunyai konstruksi ganda, pada bagian dalamnya dilindungi oleh refraktori dan diantara dinding dialirkan air untuk memanfaatkan panasnya. Pemanfaatan panas sensibel ini diteruskan dengan drum uap air pada bagian atas dan penukar panas. Kira-kira 50% dari abu batubara yang meleleh akan mengalir kebawah masuk ketanki quenching. Abu batubara yang terbawa aliran gas di quenching dengan air penyemprot dan memadat pada keluaran gasifier. Gasifier ini dapat dilihat pada gambar 3.8.

²⁸ Opcit. Ir. M. Youval, MMSChE. hal. 1247

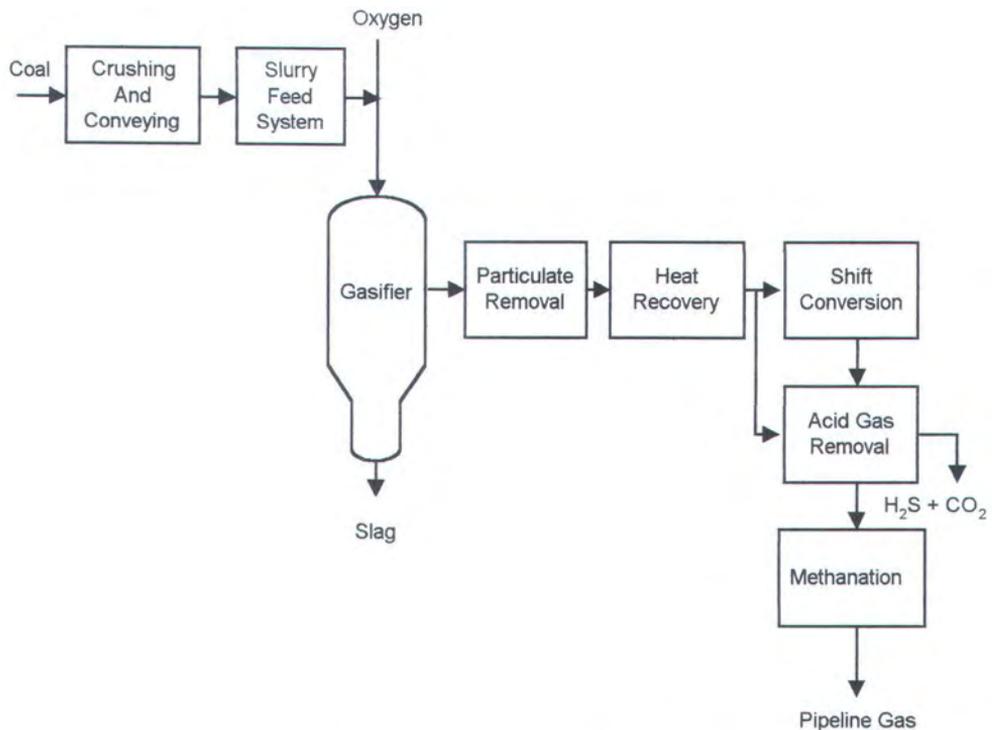


Gambar 3.8 Gasifikasi Kopper-Totzek²⁹

3.3.2.6 Texaco

Gasifier ini berupa silinder tegak. Batubara bereaksi dengan uap air dan oksigen pada kondisi slagging dalam ruangan yang dilapisi refraktori. Gas-gas yang dihasilkan dan lelehan abu batubara mengalir kebawah ke ruangan penyemprot air dan kolam pendingin slag (quenching bath). Buangan slag dan lumpur padatan dari scrubber dicampurkan lalu dibuang.

²⁹ Opcit. Coal Gasification Tecnology. hal 2-33

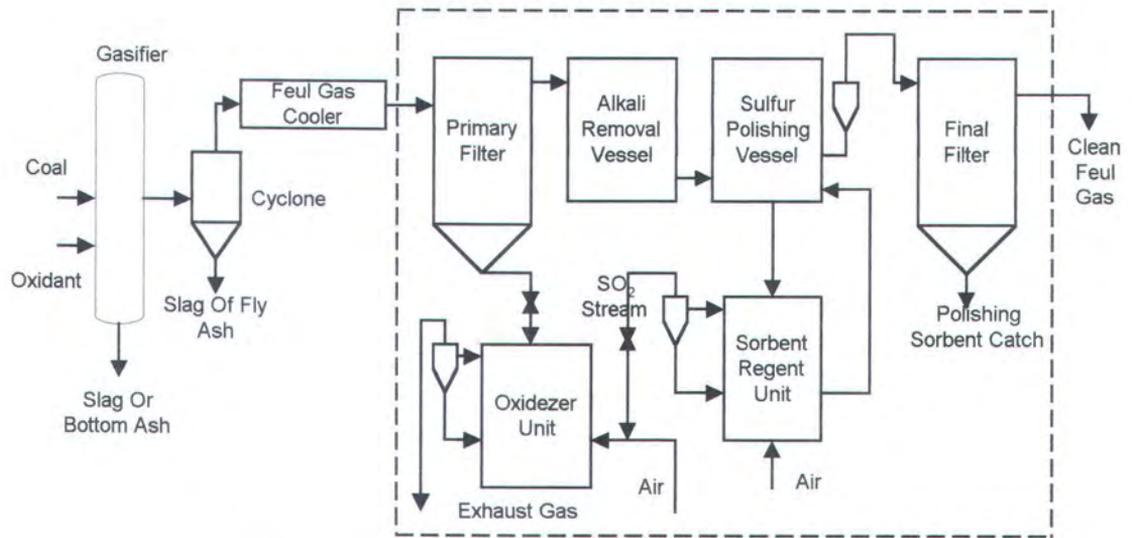


Gambar 3.9 Gasifier Texaco³⁰

3.4 Gas Clean-Up System

Gas hasil gasifikasi sebelum dibakar didalam turbin gas harus dibersihkan terlebih dahulu dari bahan-bahan polusi yang dibawanya seperti debu-debu dan gas-gas lain seperti CO_2 dan NO_x agar tidak merusak peralatan turbin serta lingkungan sekitar. Sistem ini terbukti mampu menghilangkan kadar sulfur hingga 98,0% - 99,5%. Sulfur yang telah dipisahkan sebagai elemen dapat dijual sebagai salah satu hasil produksi.

³⁰ Opcit. Coal Gasification Tecnology, hal. 2-41



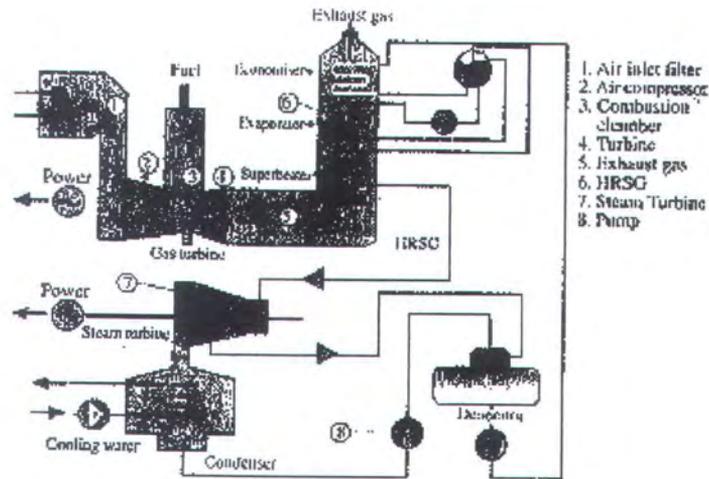
Gambar 3.10 Hot Gas Clean-Up System³¹

Hot Gas Clean-Up (HGCU) sistem bekerja pada temperatur yang tinggi membersihkan kandungan sulfur dan bahan partikulat lainnya yang dihasilkan dari proses gasifikasi dalam gasifier. Gas H_2S dibersihkan pada suhu 1000^0-1100^0F ($594-538^0C$) dengan hasil bahan bakar gas bersih yang di salurkan kedalam turbin gas. Sehingga power plant ini nantinya akan menjadi salah satu power plant yang paling bersahabat dengan lingkungan.

3.5 Unit Operasi Siklus Ganda

Secara garis besar bagian unit siklus ganda terdiri dari atas dua bagian yaitu sistem turbin gas dan turbin uap (lihat gambar 3.2). Bagian-bagian ini adalah sebagai berikut:

³¹ Sugihono, Studi Harga Jual Pembangkit Listrik Skala Kecil Swasta&Koperasi (PSKSK) Dengan Bahan Bakar Batubara, Gas Alam Dan Minyak Bumi, Berteknologi STIG. Makalah Seminar Elektro ITS, 1996.hal.10



Gambar 3.11 Unit Operasi Combine Cycle³²

3.5.1 Turbin Gas

Turbin gas merupakan peralatan pembangkit tenaga mekanis (*prime mover*) yang memanfaatkan langsung panas tenaga dari gas panas yang mengembang akibat proses pembakaran/reaksi dari bahan bakar dan O_2 . Instalasi turbin gas yang ada mengikuti siklus Brayton. Bagian-bagian dari sistem turbin gas ini meliputi kompresor udara, ruang bakar dan sudu-sudu turbin dimana kompresor dan turbin gas sesumbu.

➤ Kompresor Udara

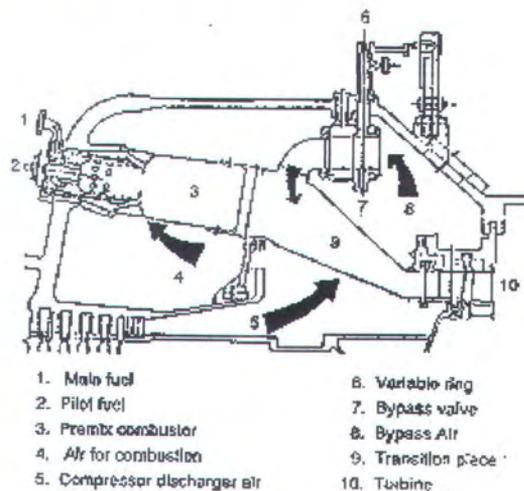
Kompresor udara digerakkan langsung oleh turbin gas. Kompresor udara berfungsi untuk menekan udara kedalam ruang bakar untuk selanjutnya dikembangkan melalui pembakaran bahan bakar gas.

³² Adi Sasongko, Tinjauan Teknis dan Keandalan Pembangkit Siklus Ganda (*Combine Cycle*), Elektro Indonesia. No.10, Thn. II, April/Mei 1996. hal. 34

Kompresor ini mampu menekan udara bebas sampai mencapai tekanan 12-16 atm.

➤ **Ruang Bakar (Combustion)**

Ruang bakar merupakan tempat terjadinya reaksi pembakaran antara bahan bakar dengan udara yang mana dari hasil reaksi ini akan menghasilkan gas panas dengan tekanan yang sangat tinggi melalui nozzle yang mengarah ke sudu-sudu turbin dan akhirnya menekan sudu-sudu tersebut. Temperatur diruang bakar pada saat terjadi pembakaran 2000° F (1090° C).



Gambar 3.12 Combustor

3.5.1.1 Kontrol Emisi Pengoperasian Turbin Gas

Aspek lingkungan yang dominan dari pembakaran bahan bakar adalah polusi udara yang harus ditekan pada batas yang minimum. Polusi yang dimaksud adalah:

1. Karbon Dioksida (CO₂)

Meskipun CO₂ bukan merupakan polutan sebagaimana NO_x, SO_x tetapi gas ini mempunyai efek rumah kaca, maka jumlah CO₂ yang dihasilkan harus diminimumkan dengan menaikkan efisiensi plant. Dengan efisiensi yang tinggi maka jumlah bahan bakar gas yang harus dibakar akan berkurang. Usaha yang mungkin dilakukan adalah memaksimalkan nilai perbandingan hidrogen dan karbon pada bahan bakar.

2. Emisi NO_x

Nitrogen pada turbin gas dihasilkan dengan dua cara yaitu dari reaksi nitrogen dalam bahan bakar yang bereaksi dengan oksigen. Yang kedua adalah reaksi yang terjadi antara nitrogen dan oksigen yang terkandung dalam udara pembakaran yang terjadi pada nyala yang bertemperatur tinggi. Pada turbin gas yang menggunakan gas sebagai bahan bakar, maka kandungan nitrogen sangat kecil dan sumbangannya terhadap pembentukan NO_x dapat diabaikan. Dengan demikian sumber NO_x adalah reaksi nitrogen dan oksigen pada udara pembakaran.

Usaha yang dapat dilakukan untuk menetralsisir NO_x tersebut adalah:

a. Penambahan Air

Penambahan air pada bahan bakar atau injeksi uap air pada nyala yang bertemperatur tinggi. Usaha ini akan

meningkatkan aliran massa keluar turbin dan penurunan efisiensi turbin.

b. Hibrid Burner

Pemakaian burner jenis ini termasuk dalam thermal NO_x controller yang prosesnya dilakukan dengan menurunkan atau menjaga temperatur pembakaran dibawah 1400°C . Pemakaian burner adalah ganda yaitu satu burner untuk pembakaran utama dan satu lagi untuk pembakaran sekunder dengan menggunakan udara dari air fan. Dengan cara ini maka temperatur ruang pembakaran tidak terlalu tinggi.

c. Selective Catality reaction (SCR)

Merupakan teknik penurunan NO_x dengan menggunakan katalis pada gas buang keluar turbin.

3. Emisi SO_x

Bahan bakar yang digunakan dari gas hasil gasifikasi telah dibersihkan hingga 99%, sehingga kandungan sulfur S dalam bahan bakar dapat diabaikan, maka kandungan SO_x gas buang dapat dianggap nol.

4. Emisi Partikel/Debu (Fly Ash)

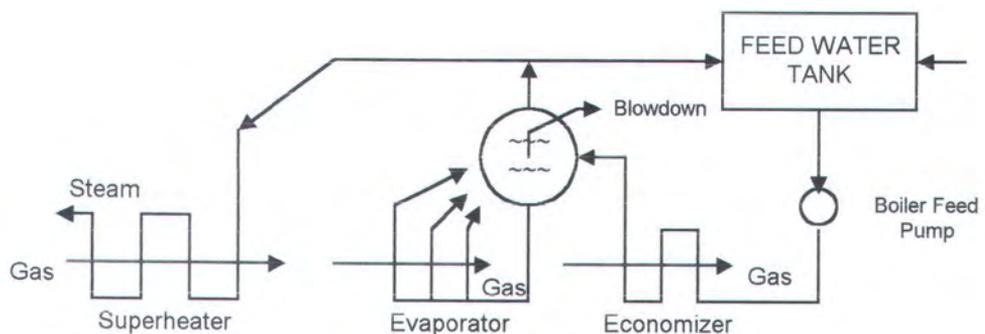
Emisi partikel yang dihasilkan turbin gas dapat diabaikan karena bahan bakar gas hasil gasifikasi tidak mengandung abu.

3.5.2 Turbin Uap

Turbin uap merupakan peralatan pembangkit tenaga yang memanfaatkan panas yang keluar dari turbin gas. Gas panas yang keluar dari turbin gas ini digunakan untuk memanaskan boiler (*Heat Recovery Steam Generator, HRSG*) yang akan menghasilkan uap kering untuk menggerakkan turbin uap. Turbin uap dalam konsepnya mengikuti konsep siklus Rankine. Peralatan-peralatan yang terangkai dalam turbin uap ini meliputi boiler (HRSG), pompa.

➤ Boiler (HRSG)

Merupakan peralatan untuk merubah air cair menjadi uap air dengan memanfaatkan energi panas dari gas turbin. Peralatan ini terdiri atas jalur-jalur pipa yang terangkai dalam beberapa bagian seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.13, yaitu:



Gambar 3.13 Diagram Skematik HRSG³³

³³ Opcit. Sugihono, hal.11

- **High Pressure Economizer**

Peralatan ini merupakan peralatan pemanas awa yang memanaskan air sebelum masuk keperalatan yang lain dan berfungsi untuk menghemat energi panas. Ekonomiser memanaskan air tanpa merubah bentuk menjadi uap, memanaskan sampai suhu dibawah titik didihnya.

- **High Pressure Evaporator**

Merupakan penguap air yang akan merubah air menjadi uap basah (uap yang masih terkandung sedikit air). Uap yang dihasilkan di tampung kedalam steam drum yang akan memisahkan antara cairan dan uapnya. Evaporator menguapkan air pada suhu penguapannya (merubah wujud dari cairan menjadi uap).

- **Superheater**

Merupakan pemanas lanjut dari uap yang telah masuk kedalam steam drum, dalam hal ini uap dari steam drum dialirkan ke superheater agar diperoleh uap kering yang dapat digunakan menggerakkan turbin uap. Superheater memanaskan uap sampai menjadi uap kering pada suhu tinggi.

➤ **Pompa**

Pompa untuk sistem ini digunakan untuk mengalirkan air dari hasil kondensasi untuk dimasukkan ke dalam HRSG. Pengaliran air ini disamping menggunakan pompa juga menggunakan gaya konveksi alami yang diperoleh dengan cara menyusun tata letak steam drum dan saluran-saluran air.

3.5.3 Peralatan-Peralatan Pembantu Unit Siklus Ganda

Peralatan-peralatan pembantu unit siklus ganda diperlukan untuk memudahkan dalam pengoperasian, pemeliharaan dan efisiensi terhadap sumber-sumber alam disekitarnya. Peralatan peralatan tersebut antara lain:

➤ **Kondensor**

Kondensor merupakan peralatan untuk mengembunkan kembali uap yang telah dimanfaatkan untuk memutar turbin uap. Hal ini diperlukan untuk menghemat sumber air yang ada disekitarnya serta menjamin kemurnian air yang digunakan dalam sistem turbin uap agar tidak terjadi pengendapan maupun kotoran-kotoran yang dapat merusakkan. Dalam hal air yang masuk ke boiler berkurang, maka perlu adanya penambahan air melalui suatu proses pemurnian (*demineralized water equipment*). Sebagai pendingin kondensor biasanya digunakan air dingin dari cooling tower atau untuk kapasitas yang cukup besar digunakan air laut.

➤ **By-Pass Stack**

Turbin gas dan turbin uap merupakan dua peralatan yang terpisah dan sangat mungkin mengoperasikan turbin gas tanpa mengoperasikan turbin uap, jika turbin uap sedang tidak diperlukan atau dalam perawatan. Peralatan ini bekerja dengan mengalihkan aliran gas panas dari buangan turbin langsung ke udara.

➤ **Cooling Tower**

Cooling tower merupakan peralatan untuk mendinginkan air yang merupakan media pendingin dari kondensor. Cooling tower diperlukan jika uap yang dikondensasikan dalam kondensor dalam jumlah yang cukup besar (beban panas yang dikeluarkan cukup besar).

➤ **Pendingin Udara**

Pendingin udara adalah peralatan untuk mendinginkan oli sebagai pendingin turbin gas. Oli ini dilewatkan dalam suatu sel-sel sempit yang mempunyai sirip-sirip pendingin.

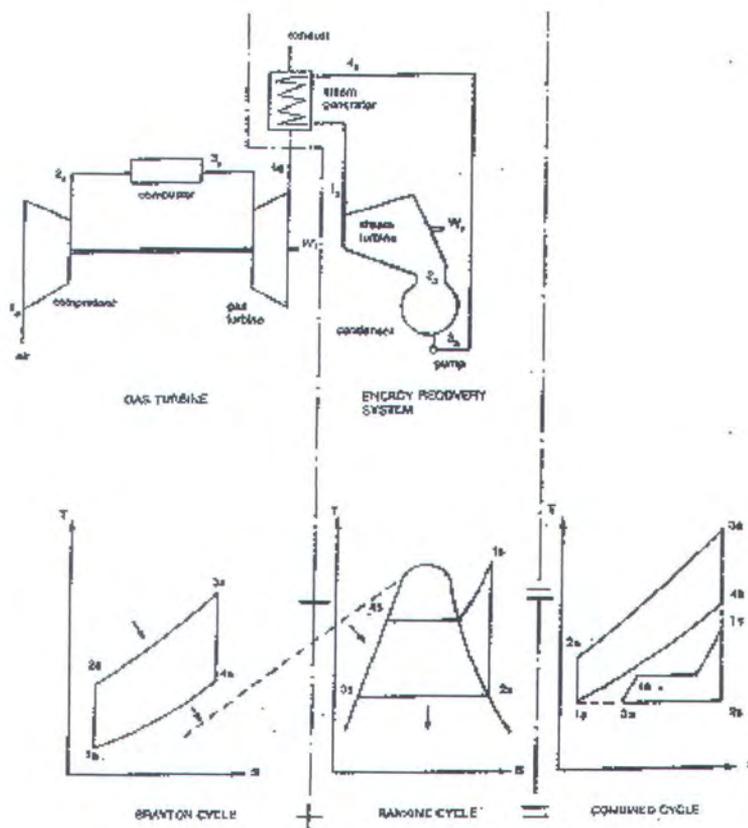
➤ **Deaerator**

Deaerator merupakan peralatan untuk menyingkirkan gas-gas yang tidak mampu terkondensasi dalam sistem. Gas-gas ini dapat bersifat merugikan dalam pengoperasian sistem jika berada dalam jumlah yang cukup banyak yaitu akan menyebabkan tekanan total dalam sistem meningkat menurunkan efisiensi dan dapat menimbulkan

berbagai reaksi kimia yang merugikan. Gas-gas ini ada dalam sistem terutama karena adanya gas-gas yang bocor dari atmosfer, atau gas-gas yang terbentuk dari dekomposisi air menjadi oksigen dan hidrogen akibat aksi thermal.

3.6 Effisiensi Pembangkit IGCC

Effisiensi secara keseluruhan dari pembangkit IGCC ini merupakan perbandingan antara jumlah power yang dihasilkan oleh turbin gas dan turbin uap terhadap jumlah kalor yang dimasukkan melalui bahan bakar.



Gambar 3.14 Siklus kombinasi Brayton - Rankine³⁴

³⁴ Ir. Sumartono, Penerapan Teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap Dalam Rangka Menunjang Program Kelistrikan. Makalah Seminar KNI-WEC. BPPT. 1992. hal 654

Dari hukum termodinamika dapat diturunkan dua buah kondisi yang berlangsung yaitu pada turbin gas berlangsung siklus Brayton dan pada turbin Uap berlangsung siklus Rankine.

Hubungan formulasi siklus brayton dapat diturunkan sebagai berikut:

1. Kerja kompresor

$$W_{ca} = m_{ao} (h_{2a} - h_{1a})$$

2. Kerja turbin

$$W_{ta} = (m_{ao} + m_{fo}) (h_{3a} - h_{4a})$$

3. Kerja total siklus

$$\begin{aligned} W_{cyca} &= \text{kerja turbin} - \text{kerja kompresor} = W_{ta} - W_{ca} \\ &= (m_{ao} + m_{fo}) (h_{3a} - h_{4a}) - m_{ao} (h_{2a} - h_{1a}) \end{aligned}$$

4. Energi panas yang ditambahkan ke sistem

$$Q_{23a} = m_{fo} \cdot \text{LHV (bahan bakar)} = (m_{ao} + m_{fo}) (h_{3a}) - m_{ao} \cdot h_{2a}$$

5. Effisiensi total siklus Brayton

$$\eta_{cyca} = \frac{W_{cyca}}{Q_{23a}} = \frac{(m_{ao} + m_{fo}) (h_{3a} - h_{4a}) - m_{ao} (h_{2a} - h_{1a})}{(m_{ao} + m_{fo}) (h_{3a}) - m_{ao} \cdot h_{2a}}$$

Adapun formulasi siklus Rankine dapat diturunkan sebagai sebagai berikut:

1. Energi panas yang ditambahkan ke sistem

$$Q_{14s} = m_{so} (h_{1s} - h_{4s})$$

2. Kerja turbin

$$W_{ts} = m_{so} (h_{1s} - h_{2s})$$

3. Kerja pompa

$$W_{ps} = m_{so} (h_{4s} - h_{3s})$$

4. Kerja total siklus

$$W_{\text{cycs}} = \text{kerja turbin} - \text{kerja pompa} = W_{\text{ts}} - W_{\text{ps}}$$

$$= m_{\text{so}} (h_{1\text{s}} - h_{2\text{s}}) - m_{\text{so}} (h_{4\text{s}} - h_{3\text{s}}) = m_{\text{so}} (h_{1\text{s}} - h_{2\text{s}} + h_{3\text{s}} - h_{4\text{s}})$$

5. Effisiensi total siklus Rankine

$$\eta_{\text{cycs}} = \frac{W_{\text{cycs}}}{Q_{14\text{s}}} = \frac{m_{\text{so}} (h_{1\text{s}} - h_{2\text{s}} + h_{3\text{s}} - h_{4\text{s}})}{m_{\text{so}} (h_{4\text{s}} - h_{3\text{s}})}$$

$$= \frac{(h_{1\text{s}} - h_{2\text{s}} + h_{3\text{s}} - h_{4\text{s}})}{(h_{4\text{s}} - h_{3\text{s}})}$$

Kerja yang dihasilkan siklus kombinasi merupakan jumlah kerja siklus Brayton dan kerja siklus Rankine.

Kerja total siklus kombinasi

$$W_{\text{comb}} = W_{\text{cyc}} \text{ Brayton} + W_{\text{cyc}} \text{ Rankine}$$

$$= [(m_{\text{ao}} + m_{\text{fo}}) (h_{3\text{a}} - h_{4\text{a}}) - m_{\text{ao}} (h_{2\text{a}} - h_{1\text{a}}) + m_{\text{so}} (h_{1\text{s}} - h_{2\text{s}} + h_{3\text{s}} - h_{4\text{s}})]$$

maka effisiensi siklus total pembangkit IGCC adalah:

$$\eta_{\text{comb}} = \frac{W_{\text{comb}}}{Q_{23\text{a}}} = \frac{[(m_{\text{ao}} + m_{\text{fo}}) (h_{3\text{a}} - h_{4\text{a}}) - m_{\text{ao}} (h_{2\text{a}} - h_{1\text{a}})] + [m_{\text{so}} (h_{1\text{s}} - h_{2\text{s}} + h_{3\text{s}} - h_{4\text{s}})]}{(m_{\text{ao}} + m_{\text{fo}}) (h_{3\text{a}}) - m_{\text{ao}} (h_{2\text{a}})}$$

Dari formulasi diatas tampak bahwa siklus gabung IGCC menghasilkan energi lebih besar dan effisiensi lebih tinggi daripada siklus Brayton (turbin gas) maupun siklus Rankine (turbin uap).

**Tabel 3.2 Perbandingan Effesiensi Dari
Beberapa Sistem Pembangkit³⁵**

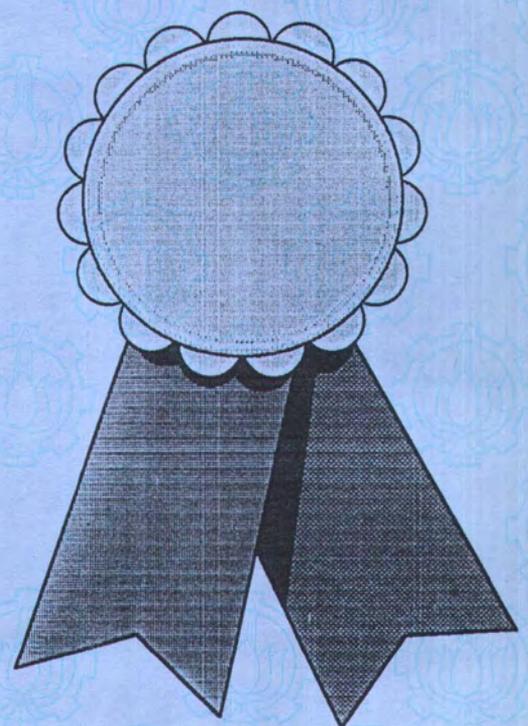
Teknologi	Ukuran Nominal (Mwe)	Net Effesiensi (%)
PF + FGD	200	38,8
AFBC	200	39,6
PFBC	200	41,4
IGCC	250	43,0
CCGT	240	52,0

³⁵ Opcit. Dr. L. M. Panggabean, Teknologi Batubara Bersih, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, hal 65

*“..... dan sesungguhnya seorang manusia tiada memperoleh selain apa yang
diusahakannya. Dan bahwasanya usahanya itu kelak akan diperlihatkan kepadanya.
Kemudian akan diberikan balasan yang paling sempurna...”*

(Al Qura'an, Surah An Najm: 39-42)

Bab IV
Analisa Teknis, Ekonomis dan
Lingkungan Serta Prospek Penerapan
Teknologi Daur Kombinasi Batuabara
Terintegrasi Pada PLTU Batubara
Di Pulau Jawa



BAB IV

ANALISA TEKNIK, EKONOMI DAN LINGKUNGAN SERTA PROSPEK PENERAPAN TEKNOLOGI DAUR KOMBINASI GASIFIKASI BATUBARA TERINTEGRASI PADA PLTU BATUBARA DI PULAU JAWA

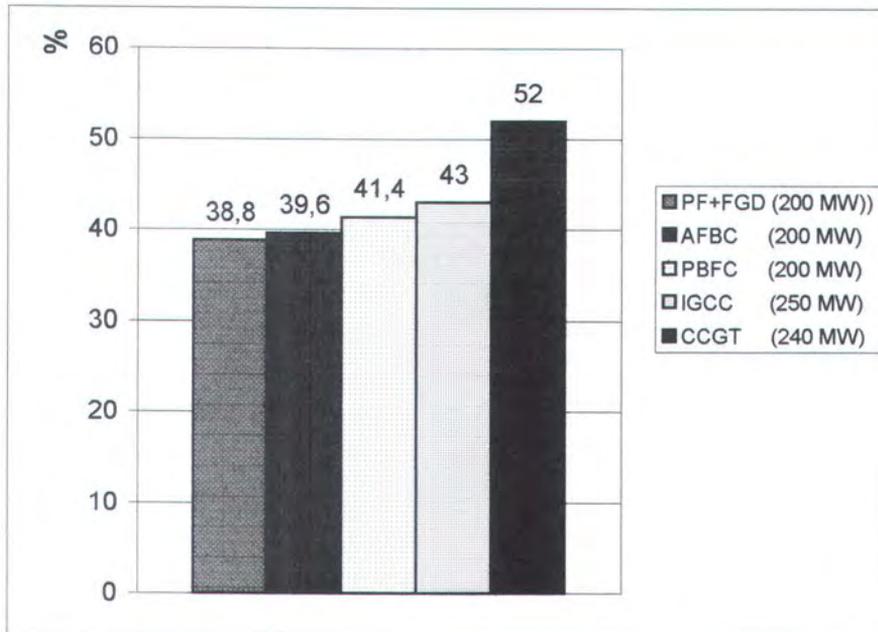
4.1 Analisa Teknis Pembangkit

Performance pembangkit IGCC merupakan performance gabungan turbin gas dan turbin uap yang mana beroperasi atas dasar *siklus Brayton* dan *siklus Rankine*.

Siklus Brayton merupakan siklus operasi turbin gas yang udara didalamnya mengalami kompresi, dipanaskan dengan tambahan bahan bakar dan kemudian diekspansi untuk menghasilkan kerja. Kombinasi dua siklus ini mudah dilaksanakan selama aliran gas buang mempunyai temperatur yang cukup tinggi untuk menghasilkan uap didalam sistem penukar panas.

Effisiensi turbin gas dapat diperbaiki dengan menambah peralatan pemulih panas untuk memanfaatkan energi panas yang terkandung didalam gas buang secara efektif. Pada umumnya digunakan boiler pemulih panas HRSG (Heat Recovery Steam Generator) untuk menghasilkan uap yang dimanfaatkan untuk menggerakkan turbin uap.

Siklus kombinasi menghasilkan energi tambahan yang dihasilkan oleh siklus Rankine tanpa diperlukan tambahan bahan bakar ke dalam



Gambar 4.1 Grafik Perbandingan Effisiensi Pembangkit²⁶

sistem sehingga menghasilkan energi total yang mempunyai efisiensi yang tinggi.

Energi total yang dihasilkan siklus kombinasi berasal dari masukan bahan bakar kedalam turbin gas yang dikonversi melalui siklus Brayton didalam turbin gas dan konversi uap melalui siklus Rankine didalam turbin uap. Efisiensi secara keseluruhan dari pembangkit IGCC merupakan perbandingan antara jumlah power yang dihasilkan dari turbin gas dan turbin uap terhadap jumlah kalor yang dimasukkan melalui bahan bakar.

²⁶ Ibid. hal. 65

Pada gambar 4.1 dapat dilihat bahwa pembangkit IGCC memiliki efisiensi 43 % lebih tinggi 4,2 % dari pembangkit konvensional batubara memiliki efisiensi 38,8 %, hal ini membuktikan bahwa pembangkit IGCC dari segi teknis lebih unggul jika dibandingkan dengan teknologi konvensional (PF+FGD). Hal ini disebabkan karena keberadaan proses gasifikasi, sehingga energi yang terkandung dalam batubara dapat digunakan secara efektif pada turbin gas dan penggunaan HRSG untuk membentuk suatu daur kombinasi antara turbin gas dan turbin uap.

4.2 Biaya Sistem Pembangkitan

Dari segi ekonomi selalu diinginkan untuk mengembangkan pembangkitan sistem tenaga listrik dengan penambahan plant-plant yang murah pembangunannya dan menghasilkan tenaga listrik dengan biaya rendah. Maka dalam hal ini ada dua hal yang harus dipertimbangkan, yaitu:

- a. Capital Investment Cost, dinyatakan dalam US \$/kW, merupakan besarnya investasi modal yang diperlukan untuk membangun sebuah power plant.
- b. Power Generating Cost, dinyatakan dalam mills/kWh (1 mills = 1/1000 mata uang), terdiri dari biaya-biaya yang berhubungan dengan investasi modal awal pada sebuah power plant, biaya bahan bakar dan biaya operasi/perawatan (O/M Cost).

Untuk lebih lanjutnya, power generating cost dapat dibagi menjadi dua kategori, yaitu biaya tetap (Fixed Cost) dan biaya tidak tetap (variabel Cost).

Biaya tetap berkaitan dengan pengeluaran untuk peralatan yang dipakai pada suatu periode waktu, seperti boiler atau reaktor dan bersifat independen terhadap besar tenaga listrik yang dihasilkan oleh power plant. Sedangkan biaya tidak tetap berkaitan dengan pengeluaran untuk barang-barang dan service yang dikonsumsi dalam periode waktu pendek dan tergantung pada besar tenaga listrik yang dihasilkan.

4.2.1 Metode Pembandingan Biaya

Pembandingan antara berbagai alternatif teknologi konversi untuk membangkitkan tenaga listrik biasanya dilakukan dengan memperhitungkannya sampai sambungan listrik memasuki jaringan transmisi dan disebut sebagai biaya loko rel jaringan (Busbar Cost), hanya saja dalam pembahasan nanti biaya ini dimasukkan kedalam biaya tak terduga (*contingency*) dari unsur biaya modal. Biaya pembangkit tenaga listrik yang diperhitungkan meliputi biaya-biaya investasi modal, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan.

Pada umumnya ada tiga cara pokok perhitungan biaya-biaya pembangkitan. Untuk kesederhanaan proses pembandingan biaya pembangkitan berbagai jenis pembangkit tenaga listrik, maka metode pembangkitan tahunan yang akan dipakai pada perhitungan nanti.

Penggunaan metode pembangkitan tahunan akan memberikan petunjuk perbandingan yang jelas dari suatu persaingan yang kuat antara alternatif pembangkit listrik berdasarkan jenis teknologi konversi sumber

pembangkitan per kWh biasanya dibagi dibagi menjadi tiga komponen biaya pokok, yaitu:

- Biaya Modal (capital Cost)
- Biaya Bahan Bakar (Feul Cost)
- Biaya Operasi dan Pemeliharaan (O&M Cost)

Persamaan biaya pembangkitan dengan metode pembangkitan tahunan yang disederhanakan dapat dinyatakan dengan rumus berikut:

$$k_1 = CC + Fc + Gs$$

$$k_1 = \left\{ \frac{fs.Ps}{mTo} + \frac{860.Ui}{\eta} + \frac{O \& M Cost}{m.To} \right\}$$

$$fs = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Dengan variabel sebagai berikut:

k_1	= Biaya pembangkitan (mills/kWh)
fs	= Faktor pengembalian modal
Ps	= Biaya investasi (\$/kW)
m	= Faktor manfaat tahunan (decimal)
T_o	= Jam kalender (8670/tahun)
U_i	= Biaya bahan bakar (\$/kCal)
η	= Effesiensi pembangkit
i	= Discount rate (%/tahun)
n	= Umur ekonomis
Gs	= Biaya operasi dan pemeliharaan (mills/kWh)
O&M Cost	= Biaya O&M dalam setahun (\$/Kw.tahun)
$m.T_o$	= Jam operasi setahun (hours) = AF.8760

AF = Available faktor = $1.0 - (FO+SO/52)$

Dimana FO = Force outage (%)

SO = Schedule outage (minggu/tahun)

Dan didapatkan : $E = P.m.T_o$

Dimana,

E = Pembangkitan energi setahun (kWh/tahun)

P = Daya terpasang (kW)

4.2.2 Prinsip Biaya Terendah

Dalam proses perencanaan pemilihan pusat pembangkit yang optimal bagi penyediaan tenaga listrik dari berbagai kombinasi teknologi konversi sumber daya energi, perusahaan listrik negara(PLN) umumnya berpegang atas dasar prinsip biaya terendah (fungsi sasaran biaya minimum) menurut rumus.

$$\text{Min} \Rightarrow \text{PWV} \sum_{j=1}^t (CC + FC + O \& M)$$

Dimana

CC = Capital Cost (mills/kWh)

FC = Feul Cost (mills/kWh)

O&M = Operasi & Maintenance Cost (mills/kWh)

t = kurun waktu perencanaan

Dengan syarat batas:

1. Pemenuhan prakiraan beban
2. Tingkat keandalan tertentu yang dipenuhi
3. Persyaratan lingkungan dan sebagainya

Artinya proses optimasi ini didasarkan atas upaya untuk meminimalkan nilai tunai (*present worth value*) seluruh biaya selama kurun waktu perencanaan. Seluruh biaya yang dimaksud adalah biaya-biaya yang terdiri atas unsur biaya modal (*capital cost*), biaya bahan bakar (*feul cost*) serta biaya pengoperasian dan pemeliharaan (O&M), yang memenuhi syarat batas dalam upaya memenuhi kebutuhan listrik tersebut.

4.3 Analisa Biaya Pembangkitan

Biaya pembangkitan total merupakan jumlah dari biaya modal, biaya operasi, dan biaya perawatan dan biaya bahan bakar. Perbandingan biaya pembangkit dari beberapa sistem pembangkit ditunjukkan pada tabel 4.1, dari tabel terlihat biaya pembangkitan termurah dari beberapa teknologi batubara bersih.

Aspek unik dari instalasi pembangkit IGCC diantara berbagai jenis pembangkit tenaga listrik adalah peralatannya yang lebih murah dengan performan yang lebih baik dari pada PLTU konvensional. Pembangkitan listrik batubara konvensional membutuhkan biaya yang besar persatuan energi yang dibangkitkan (*milss/kwh*).

Secara keseluruhan biaya pembangkitan per kWh sistem pembangkit AFBC, PFBC dan IGCC lebih murah dan ekonomis rata-rata 12,41%

dibanding pembangkit batubara konvensional dengan peralatan desulfurisasi.

4.3.1 Biaya Investasi Modal

Total modal investasi untuk pembangkit tenaga listrik meliputi biaya langsung, biaya tidak langsung, biaya kepemilikan dan biaya suku cadang (biaya sebelum produksi), biaya tak terduga, kenaikan harga dan dana yang dipakai selama masa konstruksi.

Tabel 4.1 Perbandingan Biaya Pembangkitan Total Dari Beberapa Sistem Pembangkit (Nilai Uang 1991)²⁷

		PF+FGD 200 MW	AFBC 200 MW	PFBC 200 MW	IGCC 250 MW	CCGT 240 MW
Biaya Modal	(mills/kWh)	38,25	32,05	31,37	32,72	12,27
Biaya Bahan Bakar	(mills/kWh)	14,01	13,72	13,13	12,64	16,60
Biaya O&M	(mills/kWh)	11,66	11,16	10,33	10,83	4,00
T. B. Pembangkitan	(mills/kWh)	63,92	56,93	54,83	56,19	32,87
Referensi:						
FO	(%)	13	13	13	13	7
SO	(Minggu/Tahun)	8	8	8	8	4
Waktu konstruksi		5	5	5	5	3
Biaya modal investasi tot.	(\$/kW)	1.892,4	1.585,3	1.552,1	1618,5	622,5
Umur ekonomis	(tahun)	25	25	25	25	15
Faktor manfaat	(%)	72	72	72	72	85
Faktor pengembalian modal		0,1275	0,1275	0,1275	0,1275	0,1468
Discount rate	(%/tahun)	12	12	12	12	12
Jenis bahan bakar		batubara	batubara	batubara	batubara	gas
Harga bahan bakar		33,5	33,5	33,5	33,5	2,53
		(\$/Ton)	(\$/Ton)	(\$/Ton)	(\$/Ton)	(\$/ MCF)
Effisiensi panas	(%)	38,8	39,6	41,4	43	52

²⁷ Opcit. Dior Tamara.P, hal. 81

Dalam perhitungan biaya modal (capital cost), tingkat suku bunga (discount rate) ditetapkan sebesar $i = 12\%$. Unsur biaya modal (capital Cost) dihitung dengan rumus:

$$\text{Capital Cost (CC)} = \frac{fs.Ps}{m.To}$$

Dimana:

$$f_s = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$n = 25$$

$$f_s = 0,1275$$

$$m = \text{faktor manfaat} = 72\%$$

$$To = \text{jam kalender} = 8760 \text{ (} 24 \times 365 \text{ hari dalam 1 tahun)}$$

Sehingga diperoleh capital cost pembangkit IGCC

$$\begin{aligned} \text{CC} &= \frac{fs.Ps}{m.To} \\ &= \frac{0,1275 \times 1.618,5}{0,72 \times 8760} \\ &= 0,03272 \text{ \$/kWh} \\ &= 32,72 \text{ (mills/kWh)} \end{aligned}$$

4.3.2 Biaya Bahan Bakar (Fuel Cost)

Biaya bahan bakar (mills/kWh) ditentukan dengan persamaan:

$$F_c = \frac{860.Ui}{\eta}$$

dimana :

U_i = harga bahan bakar (\$/satuan energi)
 = harga bahan bakar batubara (1991) = 33,5 \$/ton.
 dengan kandungan panas 5300 kcal/kg.

η = efisiensi pembangkit (%) = 43%

maka besarnya biaya bahan bakar (feul cost) pembangkit IGCC adalah:

$$F_c = \frac{860 \cdot U_i}{\eta}$$

$$= \frac{860 \times \frac{33,5}{5300 \times 10^3}}{0,43}$$

$$= 0,01264 \text{ \$/kWh}$$

$$= 12,64 \text{ mills/kWh}$$

4.3.3 Biaya Operasi&Perawatan (O&M Cost)

Biaya operasi dan perawatan terdiri dari dua komponen, yaitu biaya tetap (yang tidak berhubungan dengan output listrik) dan biaya variabel (yang berhubungan dengan output listrik). Biaya O&M tetap (\$/kW tahun) adalah tergantung kepada jenis bahan bakar, kapasitas pembangkit dan teknologi yang digunakan. Sedangkan biaya O&M varibel berhubungan dengan pengoperasian pembangkit dan faktor yang mempengaruhi adalah pemeliharaan, gaji karyawan dan desain pembangkit.

Unsur biaya O&M (mills/kWh) ditentukan dengan rumus:

$$G_s = \frac{O \& M \text{ Cost}}{m.To}$$

dimana :

O&M cost = Biaya O&M dalam setahun (\$/Kw/tahun) = 68,307 \$/kWh/ tahun

m = faktor manfaat =72 %

To = jam kalender = 8760 (24 x 365 hari dalam 1 tahun)

Maka biaya operasi dan maintenance total Gs pembangkit adalah:

$$Gs = \frac{68,307}{0,72 \times 8760}$$

$$= 0,01083 \text{ \$/kWh}$$

$$= 10,83 \text{ mills/kwh}$$

4.4 Analisa Dampak Lingkungan Pembangkit

Masalah lingkungan saat ini sudah menjadi bahan perhatian yang serius oleh pemerintah terlebih lagi pemanfaatan bahan bakar fosil terutama batubara untuk pembangkit listrik di Indonesia semakin diperbesar dan khususnya di pulau Jawa. Indikasi ini memberikan dampak yang buruk terhadap lingkungan, karena pembangkit batubara menghasilkan emisi yang cukup besar dibandingkan dengan jenis pembangkit yang lain. Untuk mengurangi dampak yang ditimbulkan tersebut maka pemanfaatan teknologi batubara bersih yaitu IGCC diharapkan dapat menggantikan teknologi PLTU batubara konvensional.

Dengan meningkatnya penggunaan batubara dan standar lingkungan hidup yang makin baik, tetap dibutuhkan teknologi batubara bersih. Standar tersebut mengacu kepada Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup

No. : KEP-13/MENLH/31995 dan khusus untuk PLTU batubara dirangkumkan pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Baku Mutu Emisi Pembangkit PLTU Batubara²⁸

No	Parameter	Batas Maksimum (mg/m ³)	
		Berlaku Effektif Tahun 1995	Berlaku Effektif Tahun 2000
1	Total Partikel	300	150
2	Sulfur Dioksida(SO ₂)	1500	750
3	Nitrogen Oksida (NO ₂)	1700	850
4	Opacity	40%	20%

Performa lingkungan teknologi IGCC ditunjukkan pada tabel 4.3. Pada tabel tersebut dapat dilihat bahwa dengan menggunakan teknologi IGCC sekitar 99% dari kandungan sulfur dalam batubara dapat dihilangkan sebelum pembakaran, NO_x dapat dikurangi sebesar 120-300 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ dan kadar karbon dioksida CO₂ dapat dikurangi sebesar 0,78 kg/kWh, dibandingkan dengan PLTU konvensional (PF+FGD) kadar sulfur yang dihasilkan 90%, NO_x sebesar 500-650 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, kadar CO₂ sebesar 0,87 kg/kWh.

Dengan tingkat emisi yang rendah maka dengan pemanfaatan teknologi IGCC dapat mencegah terjadinya hujan asam karena emisi SO₂ dan NO_x serta dapat mencegah pemanasan global karena emisi CO₂.

²⁸ Opcit. Agus Sugiyono. hal. 5

Tabel 4.2 Data Dampak Lingkungan Berbagai Sistem Pembangkit²⁹

Teknologi	Ukuran Nominal (MW)	CO ₂ (kg/kWh)	Pengurangan SO _x (%)	Emisi NO _x (g/m ³)	Partikel Debu (g/m ³)
PF+FGD	200	0,87	90	500-650	50
AFBC	200	0,86	90	100-300	-30
PFBC	200	0,82	90	150-300	-10
IGCC	250	0,78	99	120-300	diabaikan
Natural Gas CC	240	0,42	diabaikan	100-200	diabaikan

4.5 Prospek Penerapan Teknologi IGCC Untuk Menanggulangi Dampak Emisi PLTU Batubara Di Pulau Jawa

Pembangunan PLTU batubara di Jawa sejak awal tahun 1980-an semakin meningkat, dimulai dari PLTU Suralaya yang nantinya akan mempunyai kapasitas total 3400 MW, PLTU Paiton (PLN) 2 x 400 MW yang akan ditambah lagi 2 x 400 MW, PLTU Paiton (Swasta) 4 x 600 MW. Sedang dalam perencanaan PLTU Tanjung Jati A (Swasta) 2 x 600 MW, PLTU Tanjung Jati B (Swasta) 2 x 600 MW, PLTU Jawa Barat - Cilegon (Swasta) di 2 lokasi masing-masing 400 MW, PLTU Jabar (Swasta) 2 x 600 MW, PLTU LSWR (Swasta) 2 x 200 MW akan banyak menimbulkan permasalahan lingkungan di pulau Jawa. Di samping itu Jawa juga dipadati dengan berbagai industri yang menimbulkan permasalahan lingkungan.

Dengan melihat data penyebaran emisi di pulau Jawa akibat pembangkit listrik seperti yang ditunjukkan pada lampiran 1 hingga 8, sebaran emisi dari NO_x, SO₂, debu dan VHC untuk awal priode (REPELITA

²⁹ opcit. D.R L.M Panggabean, hal.79

V) berturut-turut dapat dilihat pada lampiran 1 hingga lampiran 4, sedangkan pada akhir priode dapat dilihat pada lampiran 5 sampai lampiran 8. Keadaan awal priode menunjukkan bahwa konsentrasi polutan SO_2 dan NO_x dari pembangkit listrik antara 0,5 - 5 mikrogram per meter kubik mencapai separoh dari wilayah pulau Jawa, untuk polutan SPM konsentrasi polutan antara 0,26-4,73 mikrogram terjadi disekitar PLTU Suralaya dan sekitar Tanjung Priok, sedangkan untuk polutan VHC seluruh wilayah pulau Jawa konsentrasinya belum mencapai 0,5 mikrogram.

Pada akhir priode REPELITA XI dengan memakai asumsi bahwa PLTU batubara untuk Jawa Barat dibangun di sekitar wilayah Sukabumi, maka konsentrasi semua polutan di sekitar Sukabumi terlihat cukup memperhatikan. Sedangkan seluruh wilayah daratan pulau Jawa rata-rata mempunyai konsentrasi antara 0,5-5 mikrogram per meter kubik.

Dari gambaran diatas, apabila teknologi pembangkit listrik yang akan dipakai pada masa mendatang tetap menggunakan teknologi konvensional tanpa mengandalkan teknologi pengendali emisi maka polusi akibat pembangkit listrik tidak akan terhindari. Oleh sebab itu maka para pengambil keputusan diharapkan segera mempertimbangkan untuk pemakaian teknologi pengendalian emisi untuk mencegah kerusakan lingkungan yang ditimbulkan oleh pemakaian energi.

Berdasarkan data-data lampiran 1-8 tersebut maka kita harus mulai memikirkan cara penanggulangan emisi dengan upaya pemakaian teknologi pengendalian emisi pembangkit listrik. Dalam hal ini teknologi pembangkit listrik IGCC sebagai salah satu teknologi batubara bersih kiranya patut

dipertimbangkan untuk menggantikan teknologi PLTU batubara konvensional.

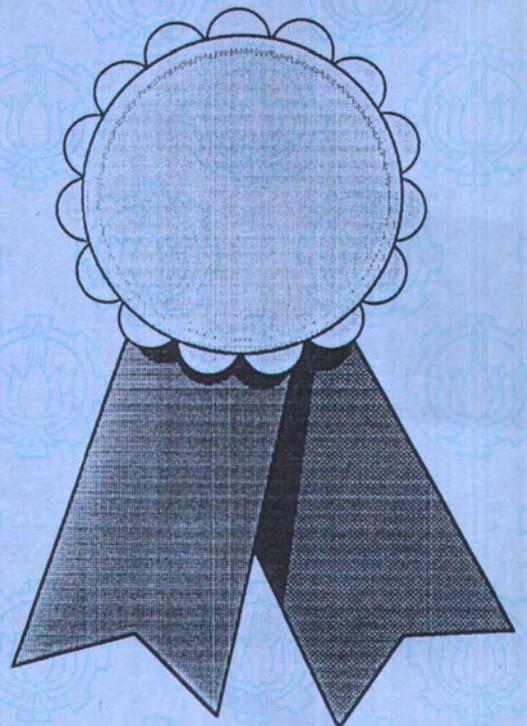
Pada gambar 4.1 dapat dilihat dari segi teknisnya pembangkit listrik IGCC memiliki efisiensi 43 % lebih tinggi bila dibandingkan dengan pembangkit PLTU teknologi konvensional yang hanya memiliki efisiensi 38,8 %. Dengan mengacu pada data tabel 4.1, dapat dilihat secara ekonomis, pembangkit listrik IGCC mempunyai biaya investasi sekitar 16,92 % lebih murah bila dibandingkan dengan PLTU batubara konvensional. Faktor lain yang menjadi pertimbangan penggunaan teknologi IGCC adalah ramah terhadap lingkungan, hal ini dapat dilihat pada data tabel 4.2.

Meskipun saat ini teknologi IGCC ini masih dalam taraf demonstrasi diharapkan sekitar tahun 2000 sudah dapat beroperasi secara komersial. Bahkan Wabash River IGCC Project sudah membuat pernyataan dapat beroperasi secara komersial mulai tahun 1995. Untuk Indonesia khususnya di pulau Jawa sekitar tahun 2015 PLTU batubara konvensional yang ada saat ini sudah habis masa gunanya sehingga penggunaan pembangkit listrik IGCC merupakan teknologi alternatif yang patut dipertimbangkan

“Karena sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan. Maka apabila kamu telah selesai (dari segala sesuatu urusan), kerjakan dengan sungguh-sungguh (urusan) yang lain, dan hanya kepada Tuhanmulah hendaknya kamu berharap ”

(Al Qura’an, Surah Al Insyirah: 5-8)

Bab V Penutup



BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil pembahasan tentang studi pemanfaatan Teknologi Daur Kombinasi Gasifikasi Batubara Terintegrasi untuk mereduksi Emisi SO₂, NO_x, CO₂, dan Fly Ash pada PLTU batubara di pulau Jawa, maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Penggunaan batubara sebagai energi alternatif pengganti energi minyak bumi yang semakin besar untuk pembangkitan tenaga listrik di masa mendatang nanti, merupakan langkah yang tepat, tetapi juga perlu diikuti dengan penguasaan teknologi batubara bersih mengingat pembangkit batubara adalah sumber pencemar utama terhadap lingkungan dibanding jenis pembangkit yang lain.
2. Pemanfaatan Teknologi Daur Kombinasi Gasifikasi Batubara Terintegrasi (IGCC) merupakan teknologi terobosan besar dalam teknologi pemanfaatan batubara abad ini di tinjau dari segi teknis memiliki efisiensi thermal sebesar 43%, secara ekonomis memiliki biaya investasi 1.618,5 \$/kW lebih murah sekitar 16,92% dari PLTU batubara konvensional dan secara lingkungan dapat menekan dampak emisi yang ditimbulkan hingga batas yang lebih rendah dari PLTU batubara konvensional yaitu 99% dari kandungan sulfur dalam batubara dapat dihilangkan sebelum pembakaran, NO_x dapat dikurangi sebesar 120-300

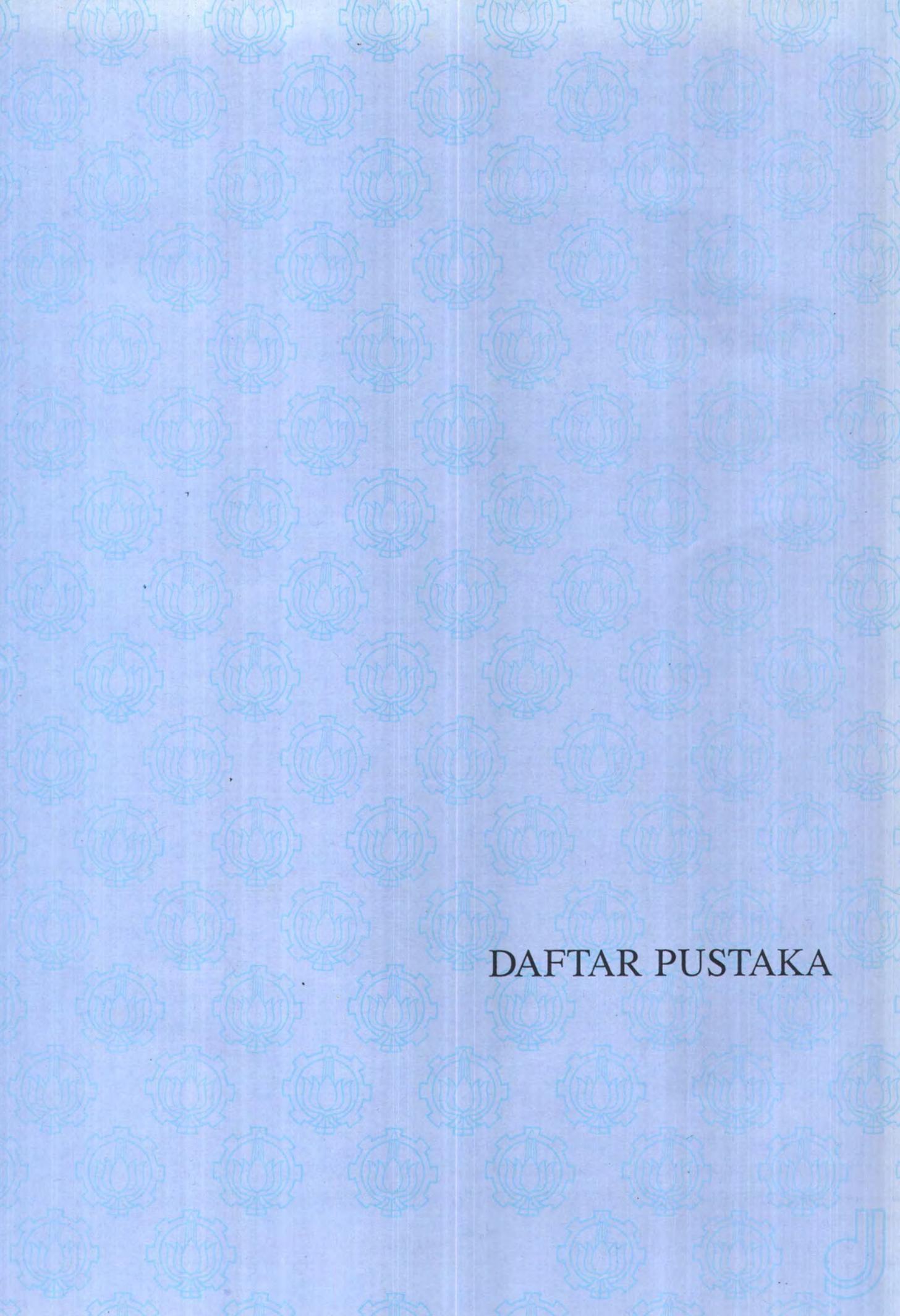
$\mu\text{g}/\text{m}^3$ dan kadar karbon dioksida CO_2 dapat dikurangi sebesar 0,78 kg/kWh dengan kapasitas pembangkit 250 MW, dibandingkan dengan PLTU konvensional *Pulverized Coal with Flue Gas Desulfurization* (PC+FGD), kadar sulfur yang dihasilkan 90%, NO_x sebesar 500-650 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, kadar CO_2 sebesar 0,87 kg/kWh dengan kapasitas pembangkit 200 MW.

3. Pembangkit Daur Kombinasi Batubara Terintegrasi (IGCC) 250 MW memiliki biaya Operasi&Pemeliharaan (O&M Cost) 10,83 mills/kwh lebih rendah sekitar 0.83 mills/kwh dengan pembangkit batubara konvensional (PC+FGD) 200 MW yang memiliki biaya operasi 11.66 mills/kwh.
4. Teknologi Daur Kombinasi Gasifikasi Batubara Terintegrasi (IGCC) memberikan dampak yang lebih positif terhadap lingkungan yaitu emisi gas buang yang dihasilkan seperti SO_2 , NO_x , CO_2 dan Fly Ash dapat dikurangi sampai pada tingkat di bawah ambang batas yang diijinkan. Oleh karena itu teknologi ini perlu dikaji mulai dari sekarang untuk diterapkan di Indonesia khususnya di pulau Jawa sebagai teknologi alternatif yang patut dipertimbangkan.
5. Masalah-masalah lingkungan, yaitu emisi gas buang dari turbin gas terutama pada partikulat dan SO_2 telah secara otomatis teratasi dengan adanya persyaratan turbin gas, yaitu dengan cara pembersihan gas hasil gasifikasi baik pada reaktor atau pada scrubber. Buangan abu yang berupa slag mudah diatasi dengan kolam quenching dibagian bawah reaktor.

6. Teknologi IGCC saat ini sedang dalam dalam taraf pengembangan dan diharapkan sudah beroperasi secara komersial dalam waktu dekat ini.

5.2 Saran-Saran

1. Dengan semakin pesatnya pembangunan PLTU batubara di pulau Jawa, maka pertimbangan lingkungan harus lebih diperhatikan untuk mengantisipasi peningkatan emisi polutan SO₂, NO_x, CO₂ dan Fly Ash yang dihasilkan pemanfaatan batubara.
2. Mengkaji ulang kembali pembangunan PLTU batubara di pulau Jawa dengan mempertimbangan aspek lingkungan sehingga pembangunan PLTU batubara dilengkapi dengan teknologi batubara bersih terhadap lingkungan.
3. Teknologi IGCC kiranya dapat dijadikan sebagai bahan pertimbangan sebagai teknologi alternatif untuk menggantikan teknologi PLTU batubara konvensional untuk menunjang keputusan menteri lingkungan hidup No.: KEP-13/MENLH/3/1995 sebagai usaha untuk mengurangi dampak lingkungan.

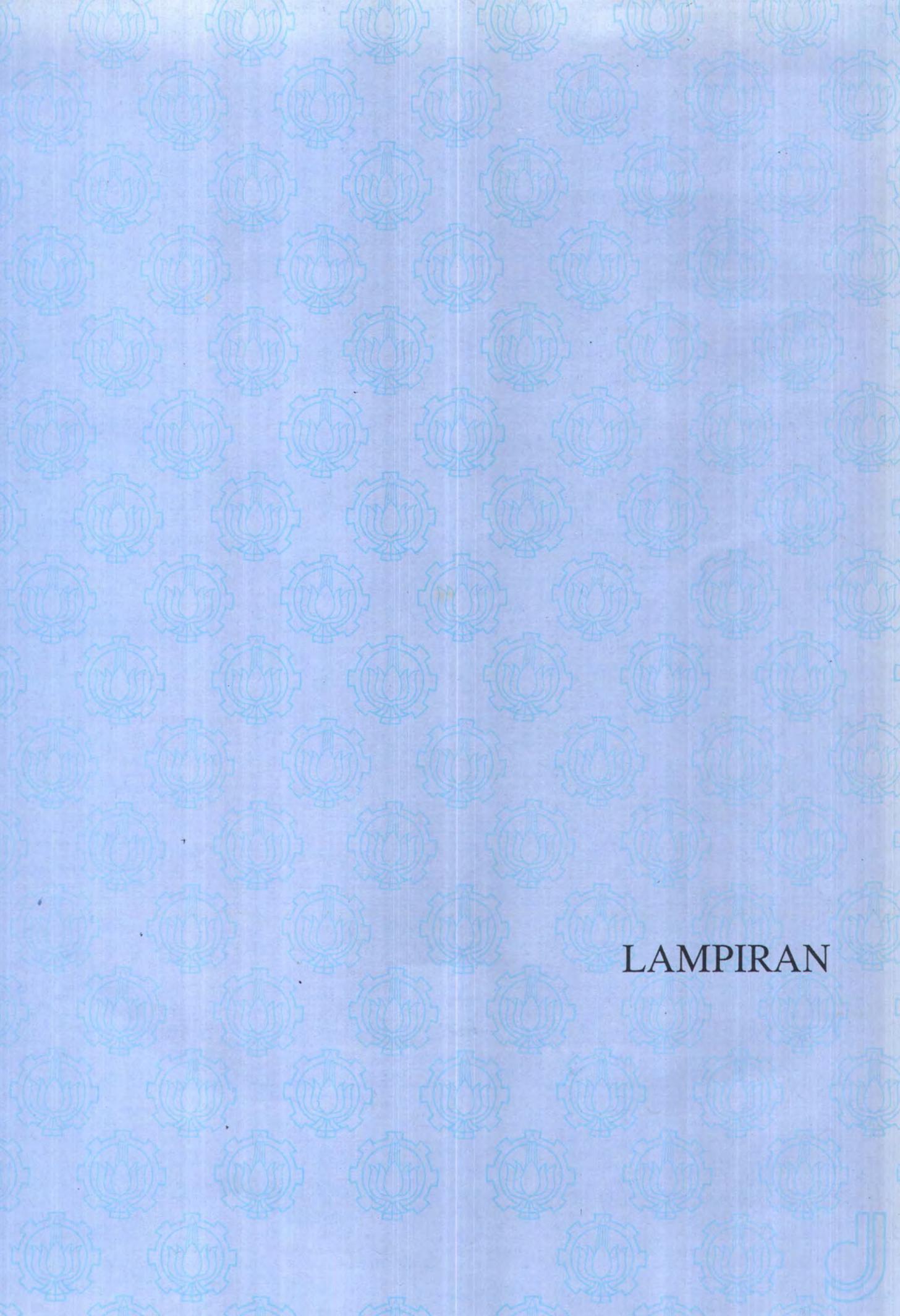


DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR PUSTAKA

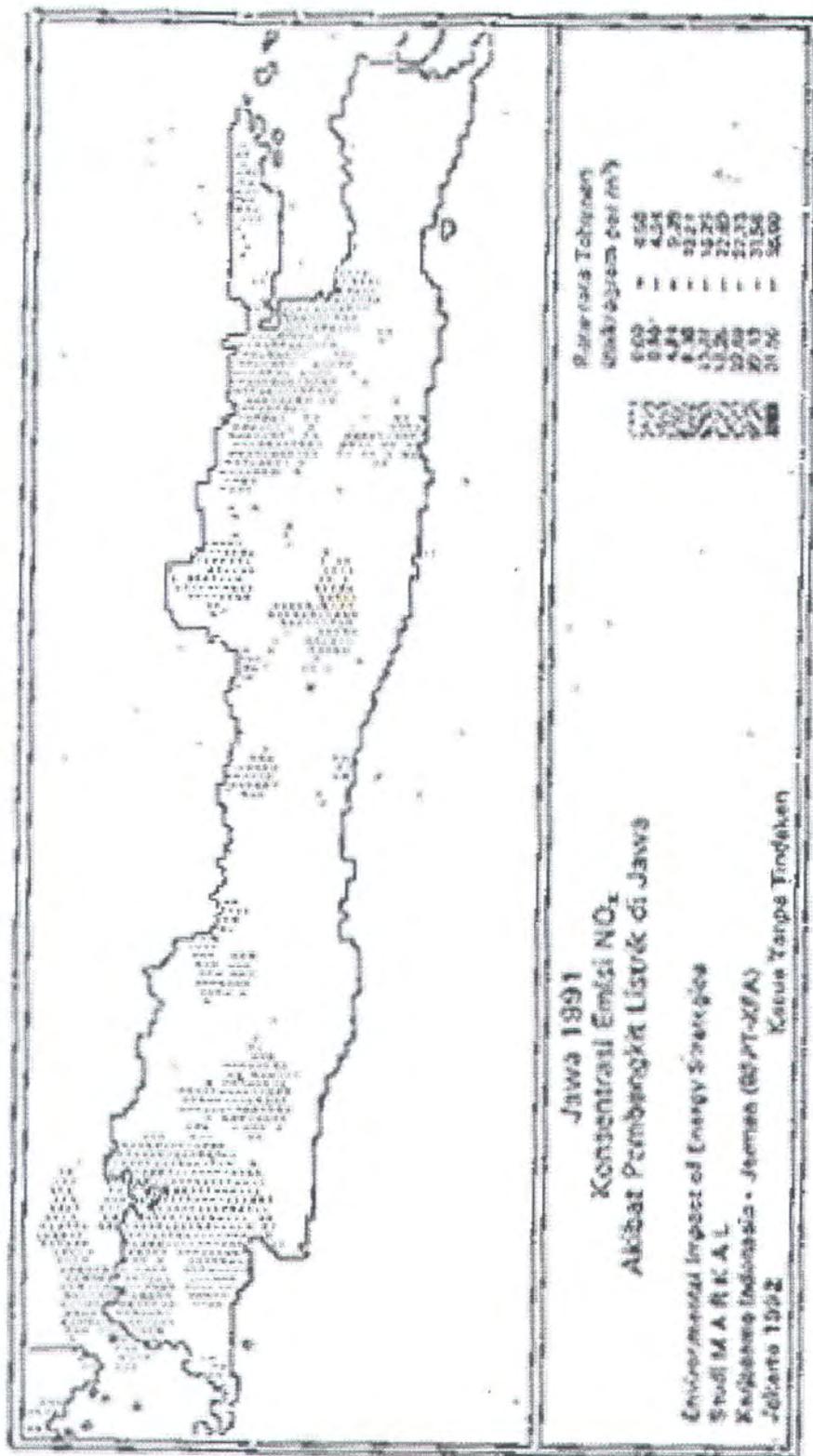
1., **Coal Gasification Technology**, Flour Engineers And Constructors, Inc, Flour Utah, Inc, April 1976.
2., **Combined Cycle Technical Presentation**, Westinghouse Electric Corporation Cumbustion Turbin System Division Mitsubishi Heavy Industries, Ltd, April 1984.
3., **International Journal Energy Research**, Vol.18 No. 1-4, 1994
4., **Perusahaan-Perusahaan Listrik Eropa Memerangi Emisi Gas Rumah Kaca**, Majalah Elektro Indonesia No.11, Thn III, Juni/Juli 1996.
5., **Teknologi Irradiasi Electron Beam; Mereduksi Emisi NO_x dan SO_x Pada PLTU Batubara**, Majalah Elektro Indonesia, No. 15, Thn. III, April/Mei 1997
6. Achmad Prijono, **Indonesia's Economic Development Objectives And The implications Towards Application Of Clean Coal Tecnology**, Majalah Elektro Indonesia, No. 4, Thn I, Maret/April 1995.
7. Acmad Prijono, **Indonesian Coal Resources; Some Options For an Effective Utilization of Their Potentials to Cope With Future Massive Energy Demands**, Majalah Elektro Indonesia, No. 2, Thn. I, Oktober 1994
8. Achmad Prijono, **Too Strict Emision Standards Push Electricity Prices Unnecessarily Upwards and May Inhibit Indonesian Coal Mine Development Plans**, Majalah Elektro Indonesia, No. 16, Thn. IV, Juni/Juli 1997-10-01
9. Adi Sasongko, **Tinjauan Teknis dan Kehandalan Pembangkit Siklus Ganda (Combine Cycle)**, Majalah Elektro Indonesia, No.10, Thn. II, April/Mei 1996
10. Agus Sugiyono, Ir, **Teknologi Daur Kombinasi Gasifikasi Batubara Terintegrasi**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1996
11. Agus Sugiyono, Ir, **Prospek Pembangkit Listrik Daur Kombinasi Gas Untuk Mendukung Diversifikasi Energi**, Hasil-hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1995

12. Agus Cahyono Adi, **Penyebaran Emisi Dari Pembangkit Listrik Pulau Jawa**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1992
13. Endang Suarna, **Penggunaan Teknologi Pengendalian Emisi SO_x, NO_x dan Partikel Debu Pada Pembangkit Listrik Batubara**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1993
14. F.R Syarifuddin Ismail, Dr, **Bahan Bakar Bersih Dari Batubara dan Kemungkinan Penerapannya Pada Batubara Indonesia**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1993
15. G.H Grohoved, et-al, **Low Rank Coal Technology (Lignite and Subbituminus)**, Noyes Data Corporation, Ney Jersey. 1982
16. Hariana, **Pemakaian Turbin Gas Untuk Meningkatkan Unjuk Kerja Power Cogeneration**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1993
17. Herman Agustiawan, Ir, **Reaktor Satu Dimensi Sebagai Sarana Penelitian Karakteristik Pembakaran Batubara: Waktu Penyalaan, Waktu Habis Terbakar, Serta Efisiensi Pembentukan Gas SO₂ dan NO₂**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1993
18. Irawan Rahardjo, **Kontrol Emisi NO_x Dari Turbin Gas**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1993
19. M. Youvial. MMSChE, **Fluidasi Cepat Sebagai Unit Operasi Gasifier Pada Sistem IGCC**, Hasil Seminar KNI-WEC, BPPT. 1994.
20. Racmat Mulyadi et-al, **Teknologi Batubara Bersih Menggunakan Batubara Muda Dalam Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Menunjang Pembangunan Yang Berkelanjutan**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1996
21. Sugihono, **Studi Harga Jual pembangkit Listrik Skala Kecil Swasta&Koperasi (PSKK) Dengan Bakar Batubara, Gas Alam dan Minyak Bumi, Berteknologi STIG**, Makalah Seminar Elektro ITS, 1996.
22. Sumartono, Ir, **Penerapan Teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap Dalam Rangka Menunjang Program Kelistrikan**, Hasil-hasil Lokakarya Energi, 1995.
23. Wisnu Arya Wardana, **Polutan Radioaktif Dari Batubara**, Majalah Elektro Indonesia No. 13, Thn.III, Desember 1996.
24. Yudiartono, **Perkembangan Teknologi Turbin Uap Untuk Pembangkit Listrik Dan Sektor Industri**, Hasil-Hasil Lokakarya Energi, BPPT, 1993

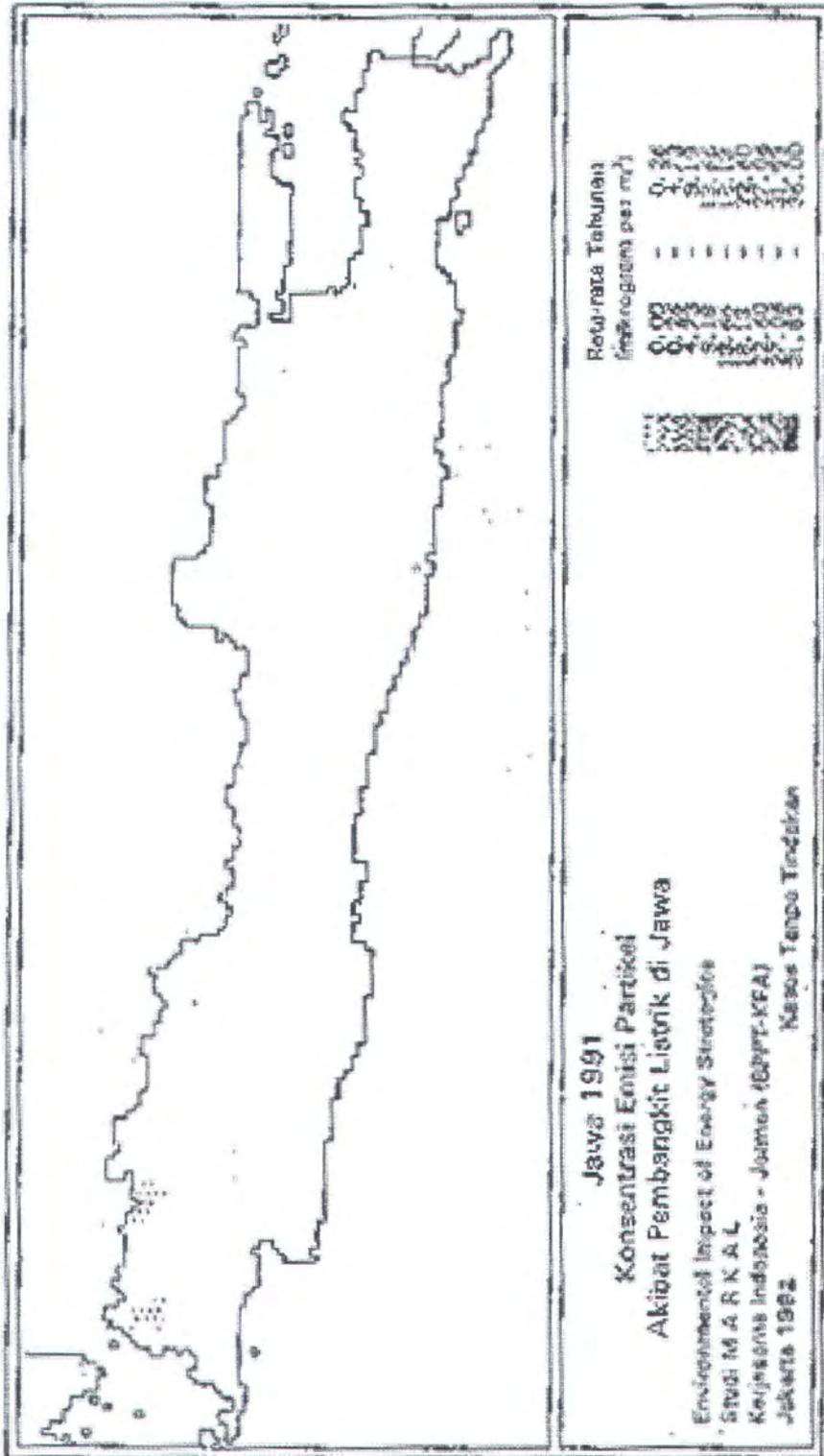


LAMPIRAN

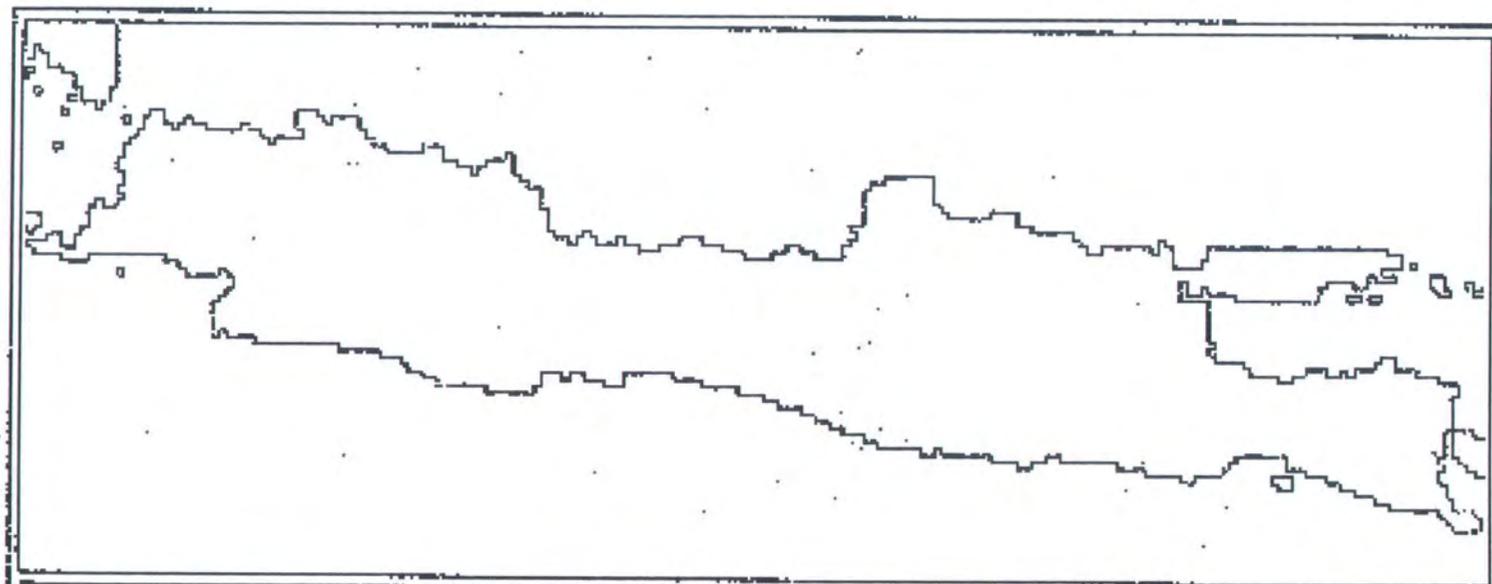
Lampiran 1



Lampiran 3



Lampiran 4

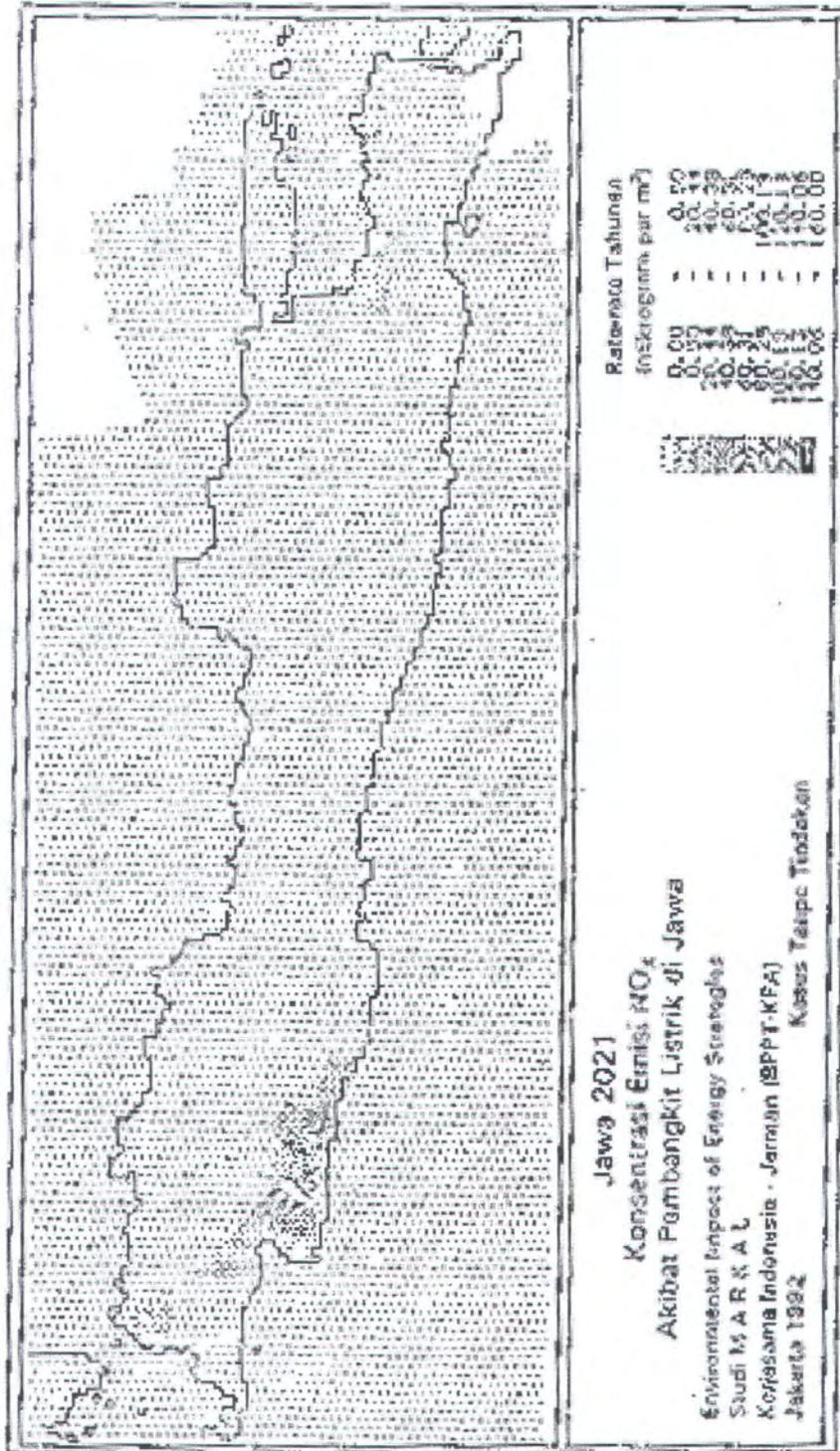


Jawa 1991
 Konsentrasi Emisi Hidro Karbon
 Akibat Pembangkit Listrik di Jawa
 Environmental Impact of Energy Strategies
 Studi M A R K A L

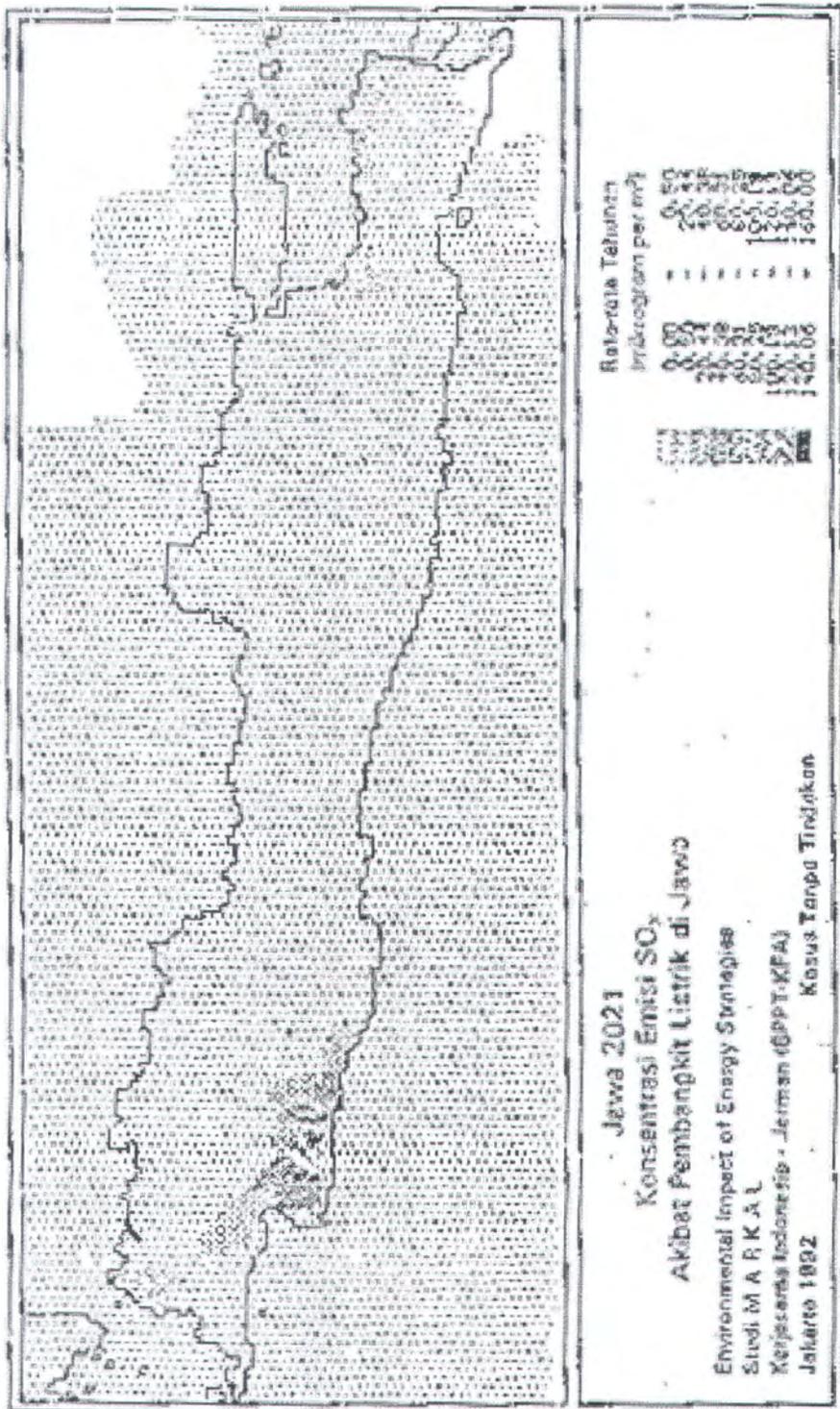
Rata-rata Tahunan
 (mikrogram per m³)

CO	CO ₂	SO ₂	NO _x
0-10	0-10	0-10	0-10

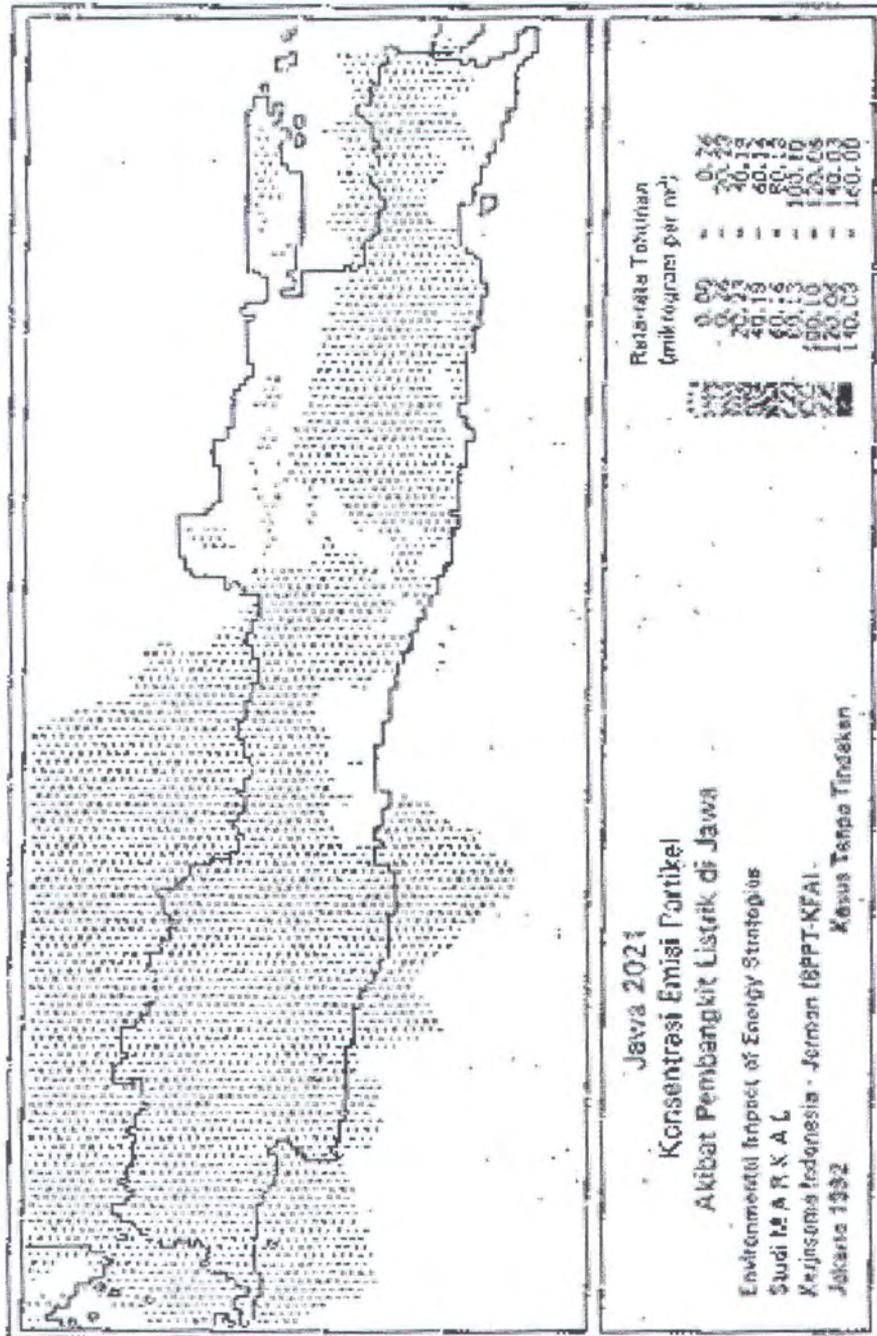
Lampiran 5



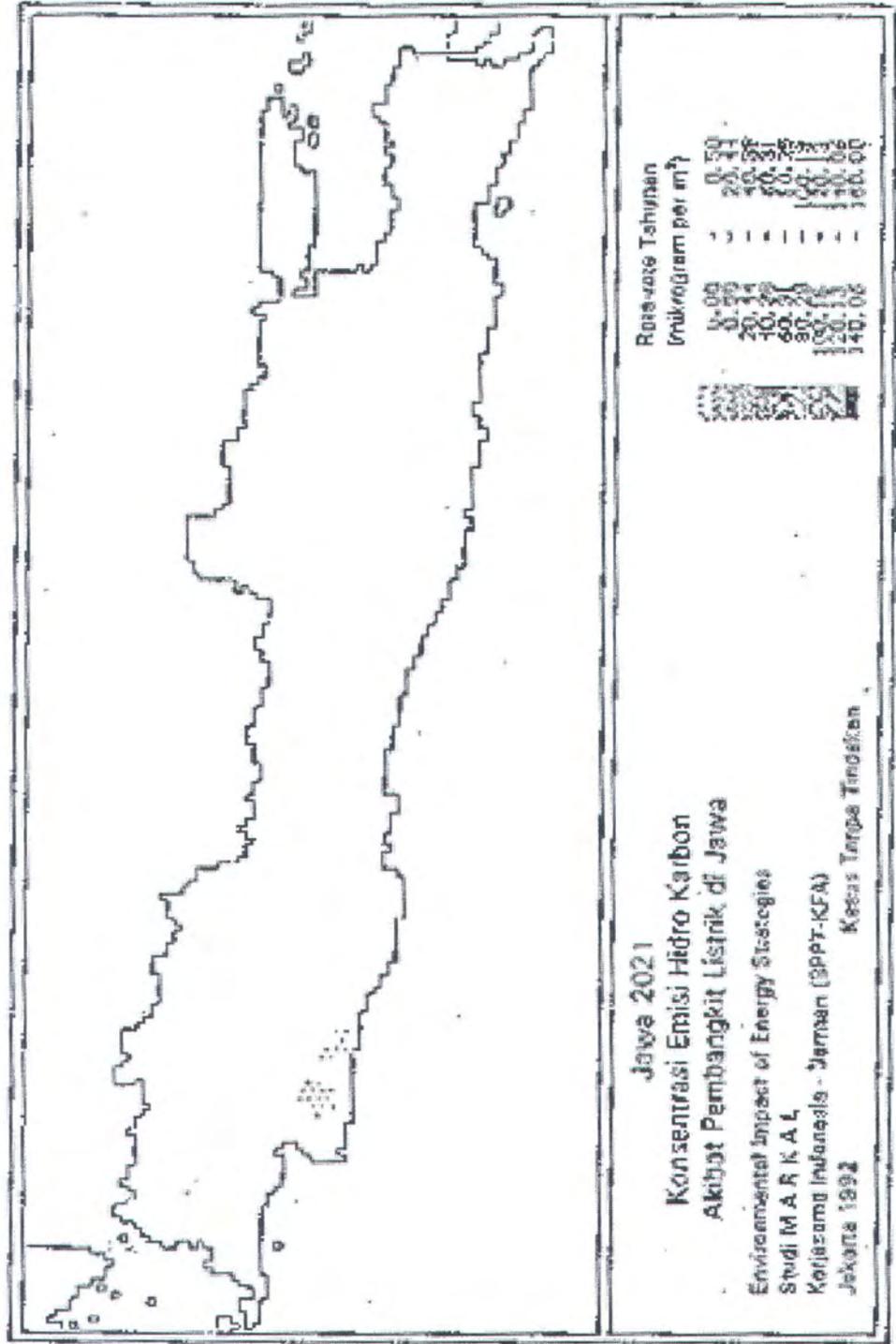
Lampiran 6



Lampiran 7



Lampiran 8



BIODATA



Syukriyadin, dilahirkan sebagai anak pertama dari tiga bersaudara di Takengon – Aceh Tengah pada tanggal 20 Agustus 1971 dari pasangan Ayahanda Agussalim Buchari dan Bunda Rohana. Penulis terdaftar dan benar-benar sah sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Elektro, FTI ITS.

Pendidikan Formal Yang Telah Ditempuh:

✉ . SD Negeri No. 4 Takengon	1978 - 1984
✉ . SMP Negeri No. 2 Takengon	1984 - 1987
✉ . SMA Negeri No. 2 Takengon	1987 - 1990
✉ . Politeknik Engineering Universitas Syiah Kuala – Aceh	1990 - 1993
✉ . Institut Teknologi Sepuluh Nopember Elektro ITS - Surabaya	1994 - 1998