

# PROSPEK PEMBANGKIT LISTRIK DAUR KOMBINASI GAS UNTUK Mendukung DIVERSIFIKASI ENERGI

Oleh:  
Ir. Agus Sugiyono<sup>\*)</sup>

## INTISARI

PLN sebagai penyedia tenaga listrik yang terbesar mempunyai kapasitas terpasang sebesar 8,53 GW dengan berbagai jenis pembangkit. Di antara pembangkit tersebut, pangsa yang terbesar adalah PLTU sebesar 40,06 %, diikuti PLTA sebesar 23,09 %, PLTD pangsa adalah sebesar 20,74 %, PLTG sebesar 14,46 % dan yang paling kecil pangsa adalah PLTP sebesar 1,64 %. Sedangkan pangsa PLTG sebesar 14,46 % terdiri atas 1.232,92 MW berbahan bakar HSD dan sebesar 230,77 MW menggunakan gas bumi.

Untuk lebih meningkatkan penggunaan gas bumi dalam pembangkit tenaga listrik, PLN telah merencanakan pembangunan PLTGU. Berdasarkan Model MARKAL, pembangunan PLTGU juga ekonomis untuk Jawa karena cadangan gas bumi cukup besar dan sudah ada jaringan pipanya. Pangsa pembangkit tenaga listrik dengan PLTGU meningkat pada REPELITA VII dan REPELITA VIII. Pada REPELITA IX pangsa menurun karena pada saat itu harga gas bumi mahal.

PLTGU dapat dioperasikan sebagai pembangkit untuk beban dasar maupun beban puncak. Di samping itu, dengan merenovasi PLTG yang sudah ada menjadi PLTGU dapat menambah daya listrik sebesar 50 % tanpa menambah bahan bakar sehingga biaya pembangkitannya dapat ditekan dan PLTGU dapat bersaing bila dibandingkan dengan pembangkit listrik lainnya. Keuntungan lain dari PLTGU adalah efisiensi panasnya dapat mencapai 42 % dan waktu pembangunannya relatif singkat.

## 1. PENDAHULUAN

Tenaga listrik merupakan salah satu faktor yang penting dalam pembangunan suatu negara. Hal ini terlihat bahwa kemajuan suatu negara dapat diukur dari konsumsi tenaga listrik per kapita negara tersebut.

Di Indonesia kebutuhan tenaga listrik dari tahun ke tahun terus meningkat. Sejalan dengan peningkatan kebutuhan tenaga listrik tersebut, produksi tenaga listrik juga terus meningkat. Pada akhir PELITA IV produksi tenaga listrik mencapai 46,81 TWh dan sebesar 54,34 % disediakan oleh PLN, yang terdiri atas produksi sendiri sebesar 24,49 TWh dan pembelian sebesar 0,94 TWh. Peningkatan produksi tenaga listrik terlihat dari meningkatnya produksi per kapita dari 150,1 kWh/kapita pada akhir PELITA III menjadi 261,8 kWh/kapita pada tahun akhir PELITA IV [3].

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, PLN membangkitkan tenaga listrik dengan berbagai jenis pembangkit. Besarnya kapasitas terpasang PLN sampai bulan Maret 1989 mencapai 8,53 GW dengan pangsa yang tertinggi adalah PLTU sebesar 40,06 %, diikuti PLTA sebesar 23,09 %, PLTD sebesar 20,74 %, PLTG sebesar 14,46 % dan yang paling kecil pangsa adalah PLTP sebesar 1,64 %. Kapasitas terpasang PLTU keseluruhan sebesar 3.416,95 MW. Yang mempergunakan bahan bakar MFO sebesar 2.086,25 MW, sedangkan yang mempergunakan bahan bakar batubara sebesar 1.330,70 MW. PLTD berkapasitas terpasang sebesar 1.769,02 dengan bahan bakar yang digunakan meliputi HSD, IDO, dan MFO. Kapasitas terpasang PLTD dengan masing-masing bahan bakar adalah sebesar 1.701,52 MW dengan HSD, 42,31 MW dengan IDO, dan sebesar 25,20 MW dengan MFO. Untuk PLTG, kapasitas terpasangnya sebesar 1.232,68 MW dan yang mempergunakan bahan bakar HSD sebesar 1.022,92 MW serta sisanya sebesar 230,77 MW menggunakan gas bumi [7]

Meskipun pangsa gas bumi untuk pembangkit tenaga listrik saat ini masih sangat rendah tetapi besarnya potensi gas bumi Indonesia memungkinkan untuk mengembangkan PLTG. Di samping itu didukung adanya teknologi pembangkit yang mempunyai efisiensi

<sup>\*)</sup> Staf Model Energi BPP Teknologi

yang tinggi seperti pembangkit listrik daur kombinasi gas (PLTGU), maka besar kemungkinan menggunakan gas bumi untuk pembangkit tenaga listrik dapat lebih ditingkatkan. Dengan demikian dapat lebih menganekaragamkan pemanfaatan gas bumi untuk pembangkit listrik.

Makalah ini dimaksudkan untuk memberi gambaran keuntungan-keuntungan yang akan diperoleh bila menggunakan PLTGU untuk pembangkit listrik serta kendala yang mungkin dihadapi.

## 2. PROSPEK PLTGU

### 2.1. Penggunaan Tenaga Listrik

Prospek penggunaan listrik menurut Model MARKAL dengan menggunakan skenario tinggi dan fungsi obyektif biaya minimum untuk berbagai sektor ditunjukkan pada Tabel 1. Penggunaan ini tidak termasuk rugi-rugi dan penggunaan untuk keperluan pembangkit sendiri.

Tabel 1. prospek Penggunaan Tenaga Listrik [1]

No.	Sektor	PELITA VI		PELITA VII		PELITA VIII		PELITA IX	
		TWh/Thn	%	TWh/Thn	%	TWh/Thn	%	TWh/Thn	%
1.	Industri Energi	5,30	7,65	5,80	6,14	6,48	5,02	7,20	4,04
2.	Industri Logam Dasar	5,10	7,36	7,31	7,74	10,00	7,75	13,63	7,65
3.	Industri Pupuk	1,48	2,13	1,79	1,90	2,20	1,71	2,70	1,52
4.	Industri Semen	2,63	3,80	3,26	3,45	4,04	3,13	5,03	2,82
5.	Industri Non-Ferrous Metal	7,24	10,45	7,86	8,33	8,43	6,53	9,17	5,15
6.	Penggunaan Akhir/Penggerak	25,60	36,95	36,45	38,61	52,54	49,73	77,32	43,39
7.	Rumah tangga	14,00	20,20	20,57	21,89	29,53	22,89	41,24	23,14
8.	Pemerintahan & Komersial	7,94	11,46	11,27	11,94	15,79	12,24	21,90	12,29
	TOTAL	69,29	100,00	94,41	100,00	129,01	100,00	179,19	100,00

(Skenario tinggi, fungsi obyektif biaya minimum, discount rate 12 %)

Dari tabel di atas terlihat bahwa penggunaan tenaga listrik untuk sektor industri dan untuk penggerak mempunyai pangsa yang paling tinggi. Dalam industri proses maupun manufaktur diperlukan kontinuitas pelayanan listrik untuk operasinya. Gangguan listrik beberapa menit saja dapat menimbulkan kerugian yang cukup besar,

sehingga perlu tersedia tenaga listrik dengan mutu yang baik dan keandalan yang tinggi.

### 2.2. Proyeksi PLTGU

Sesuai dengan program pemerintah untuk menunjang diversifikasi energi pada pembangkit listrik, PLN telah merencanakan pembangunan PLTGU. Di Jawa direncanakan pembangunan PLTGU di daerah Gresik sebanyak 3 unit dengan kapasitas total sebesar 900 MW. Unit 1 dan unit 2 diharapkan beroperasi pada tahun 1992/1993 sedangkan unit 3 pada tahun 1993/1994. Di Sumatera PLTGU akan dibangun di Medan dengan kapasitas 120 MW dan direncanakan beroperasi pada tahun 1990/1991, sedangkan di Kalimantan akan dibangun di Samarinda sebanyak 4 unit dengan kapasitas total 100 MW dan direncanakan beroperasi pada tahun 1993/1994 [3]

Proyeksi kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangkitkan dari REPELITA VI sampai dengan REPELITA IX menurut model MARKAL skenario tinggi dan fungsi obyektif biaya minimum ditunjukkan pada Tabel 2 dan Tabel 3.

Tabel 2. Proyeksi Pembangkit di Indonesia [1]

No.	Jenis Pembangkit	PELITA VI		PELITA VII		PELITA VIII		PELITA IX	
		GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
1.	PLTU Batubara	1,98	11,02	1,98	8,51	5,22	17,03	15,64	36,50
2.	PLTU Minyak	3,27	18,20	2,95	12,68	2,11	6,88	2,34	5,46
3.	PLTG	1,29	7,18	2,50	10,74	5,20	16,97	5,63	13,14
4.	PLTGU	3,08	17,14	6,58	28,28	7,38	24,08	7,38	17,22
5.	PLTD	3,49	19,42	2,93	12,59	2,05	6,69	2,04	4,76
6.	PLTA	4,39	24,43	5,86	28,18	7,65	24,96	7,68	17,92
7.	PLTP	9,47	2,62	0,47	2,02	1,04	3,39	2,14	4,99
	TOTAL	17,97	100,00	23,27	100,00	30,65	100,00	42,85	100,00

(Skenario tinggi, fungsi obyektif biaya minimum, discount rate 12 %)

Dari Tabel 2 terlihat bahwa kapasitas pembangkit PLTGU pada REPELITA VII meningkat sebesar 113,64 % dari REPELITA sebelumnya. Pada REPELITA VIII meningkat sebesar 12,16 % dan pada REPELITA IX tidak mengalami kenaikan. Hal ini disebabkan produksi gas bumi di Jawa pada REPELITA IX mengalami penurunan

karena berkurangnya cadangan gas bumi yang tersedia. Dengan penurunan produksi gas bumi dan penggunaan gas bumi tidak hanya digunakan sebagai pembangkit listrik tetapi juga digunakan sebagai bahan baku untuk industri maka untuk pembangkit tenaga listrik tidak tersedia lagi gas bumi dengan harga yang murah.

Bila dilihat pangsanya, pangsa kapasitas pembangkit PLTGU terhadap kapasitas pembangkit total pada REPELITA VI sebesar 17,14 %, REPELITA VII sebesar 28,28 %, REPELITA VIII sebesar 24,08 %, dan pada REPELITA IX sebesar 17,22 %.

Dengan banyaknya cadangan gas bumi di Jawa saat ini dan sudah tersedianya jaringan pipa gas maka prospek PLTGU hanya ekonomis untuk Jawa. Besarnya kapasitas pembangkit untuk Jawa Barat / Jawa Tengah dan Jawa Timur ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Proyeksi Kapasitas Pembangkit PLTGU di Jawa (GW) [1]

No.	Daerah	Pelita			
		VI	VII	VIII	IX
1.	Jawa Barat	1,24	3,53	3,53	3,53
2.	Jawa Tengah/Timur	1,84	3,06	3,85	3,85
	Total	3,08	6,59	7,38	7,38

(Skenario tinggi, fungsi obyektif biaya minimum, discount rate 12 %)

Proyeksi produksi tenaga listrik pada REPELITA VI sampai REPELITA IX menurut Model MARKAL ditunjukkan pada Tabel 4. Pangsa produksi tenaga listrik PLTGU terhadap total pembangkitan pada REPELITA VI sebesar 26,88 %. Pada REPELITA VII naik menjadi 42,23 %, sedangkan pada REPELITA VIII dan REPELITA IX pangsanya turun terhadap REPELITA sebelumnya, masing-masing menjadi 34,17 % dan 16,39 %.

Meskipun besarnya kapasitas pembangkitan PLTGU pada REPELITA IX tetap, tetapi besarnya produksi tenaga listrik berkurang. Penurunan ini karena PLTGU yang beroperasi pada awal REPELITA VI sudah tidak dapat beroperasi sesuai kapasitas instalasinya.

Tabel 4. Proyeksi Produksi Tenaga Listrik [1]

No.	Jenis Pembangkit	PELITA VI		PELITA VII		PELITA VIII		PELITA IX	
		GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
1.	PLTU Batubara	11,91	14,77	12,01	10,93	32,35	21,46	97,57	46,44
2.	PLTU Minyak	12,10	15,00	9,12	8,31	12,86	8,53	14,36	6,83
3.	PLTG	4,55	5,64	5,68	5,17	7,00	4,64	9,83	4,68
4.	PLTGU	21,68	26,88	46,41	42,23	54,51	34,17	34,45	16,40
5.	PLTD	9,46	11,73	7,86	7,15	5,29	3,51	5,20	2,47
6.	PLTA	17,67	21,91	25,52	23,22	35,37	23,46	36,02	17,14
7.	PLTP	3,28	4,07	3,28	2,98	6,37	4,23	12,69	6,04
	TOTAL	80,65	100,00	109,89	100,00	150,75	100,00	210,12	100,00

(Skenario tinggi, fungsi obyektif biaya minimum, discount rate 12 %)

### 3. TEKNOLOGI PLTGU

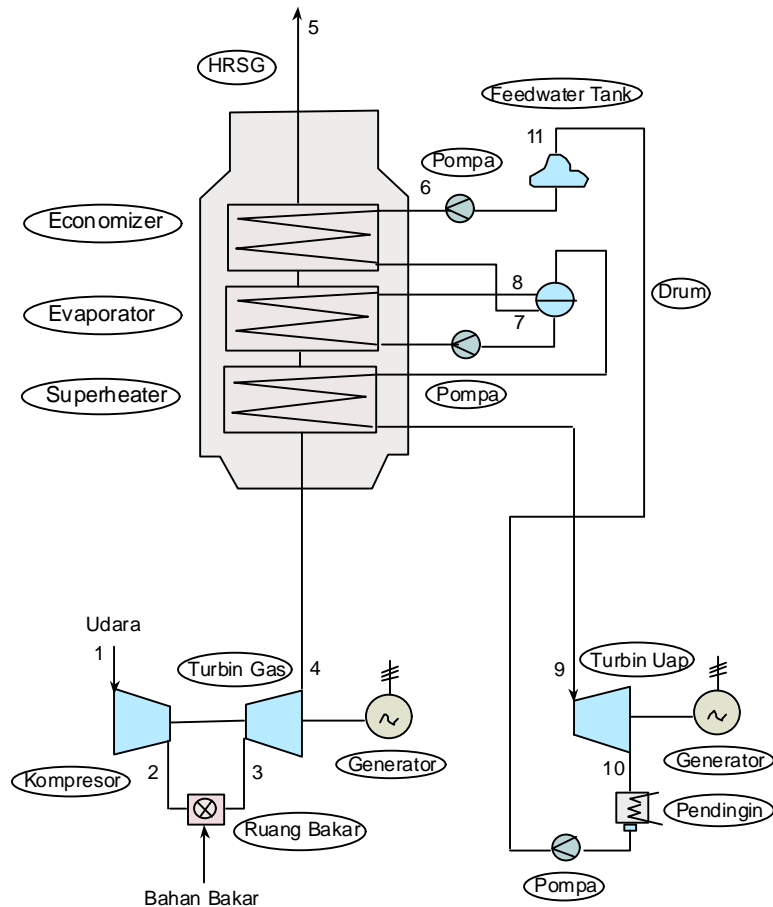
#### 3.1. PLTGU dari PLTG

PLTGU merupakan gabungan PLTG dan PLTU. PLTGU dapat dibuat dengan merenovasi PLTG yang sudah ada yaitu dengan menambah PLTU dan menggunakan *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG). Hal ini dimungkinkan karena gas buang PLTG masih mempunyai suhu yang cukup tinggi sehingga masih mengandung energi panas yang cukup besar.

Diagram balok dari sistem PLTGU ditunjukkan pada Gambar 1. Sistem ini terdiri atas tiga bagian yaitu PLTG, HRSG, dan PLTU. Pada bagian PLTG, kompresor berfungsi untuk menaikkan tekanan udara sebelum masuk ke ruang bakar. Bahan bakar (gas bumi) dan udara yang bertekanan tinggi dibakar di ruang bakar. Gas hasil pembakaran yang bertekanan tinggi dan bertemperatur tinggi disalurkan ke turbin gas untuk menggerakkan generator pembangkit tenaga listrik.

Gas buang dari PLTG dimanfaatkan untuk membangkitkan uap *superheater* dengan menggunakan HRSG. HRSG terdiri atas *economizer*, *evaporator*, dan *superheater* yang merupakan penukar kalor serta drum dan *feed water tank*. Uap *superheater* yang keluar dari HRSG dialirkan ke dalam turbin uap untuk menggerakkan generator pembangkit tenaga listrik. Pendingin digunakan untuk mendinginkan

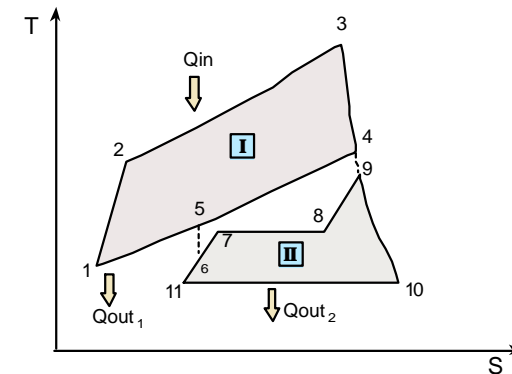
uap keluaran turbin uap dan kemudian dengan menggunakan pompa dialirkan ke dalam *feed water tank*.



Gambar 1. Diagram PLTGU [8]

Diagram TS yang menggambarkan keseluruhan proses ditunjukkan pada Gambar 2. Diagram I menyatakan daur Rankine untuk turbin gas dan diagram II menyatakan daur Rankine untuk turbin uap.

Disamping bentuk sederhana tersebut, dapat juga ditambah dengan proses pembakaran untuk menaikkan temperatur gas buang dari PLTG sebelum masuk HRSG.



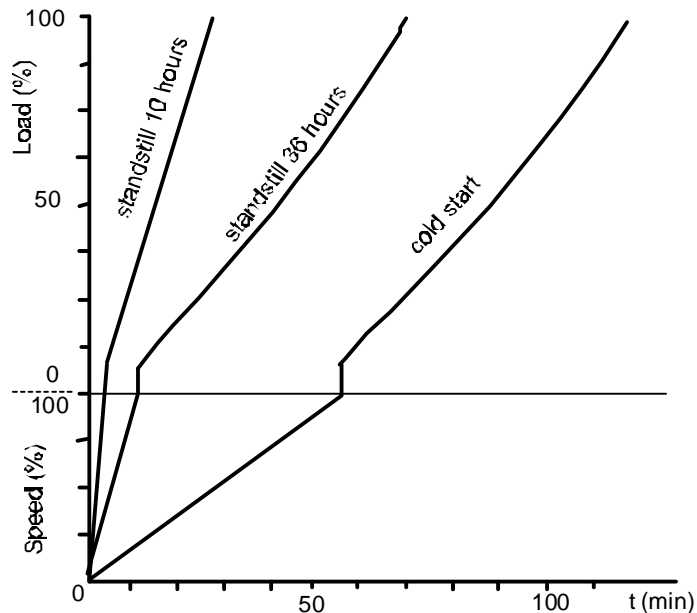
Gambar 2. Diagram TS dari PLTGU [8]

### 3.2. Keuntungan PLTGU

Dengan menggunakan daur kombinasi gas dapat diperoleh dua keuntungan utama yaitu: dapat menambah daya listrik dan dapat menghemat biaya bahan bakar. Penambahan daya listrik tanpa menambah bahan bakar juga berarti akan menaikkan efisiensi termal sistem dan dapat dinaikkan dari sekitar 24 % menjadi sekitar 42 %. Besarnya peningkatan efisiensi ini tergantung dari temperatur air pendingin yang digunakan pada PLTU dan besarnya temperatur gas buang PLTG. Makin dingin temperatur air pendingin dan semakin tinggi temperatur gas buangnya maka peningkatan efisiensinya juga semakin besar.

Alasan lain pemilihan PLTGU adalah waktu konstruksi yang cepat sehingga bila ada lonjakan permintaan tenaga listrik yang harus dipenuhi dalam waktu singkat dapat dibangun PLTGU secara bertahap. Tahap pertama dibangun PLTG untuk memenuhi lonjakan permintaan, sedangkan HRSG beserta PLTU dibangun dan dioperasikan kemudian bila permintaan tenaga listrik sudah meningkat.

PLTGU dapat dioperasikan sebagai pembangkit untuk beban puncak maupun untuk beban dasar. Sebagai pembangkit untuk beban dasar yang perlu diperhatikan adalah kontinuitas air pendingin, sedangkan sebagai pembangkit untuk beban puncak perlu dipertimbangkan waktu *start-up* dari PLTGU. PLTG mempunyai waktu *start-up* yang cepat sedangkan untuk PLTU mempunyai waktu *start-up* yang lambat bila dalam kondisi *cold start-up*. Sehingga untuk melayani beban puncak perlu beroperasi secara *warm start-up*.



Gambar 3. Diagram *Start-Up* dan Pembebanan PLTU [8]

### 3.3. Biaya Pembangkitan

Pada PLTGU, tenaga listrik yang dihasilkan PLTU besarnya tergantung dari energi termal gas buang PLTG. Secara kasar tenaga listrik yang dihasilkan PLTU sebesar 50 % dari tenaga listrik yang dibangkitkan PLTG. Dengan demikian, dengan PLTGU didapat tambahan tenaga listrik sebesar 50 % dari pada hanya menggunakan PLTG tanpa menambah biaya bahan bakar [5][8].

Biaya pembangkitan PLTGU sedikit lebih mahal bila dibandingkan dengan pembangkit PLTU batubara tetapi masih lebih murah dibandingkan dengan pembangkit listrik termal lainnya. Berdasarkan harga konstan US \$ (1980), biaya pembangkitan untuk PLTU batubara sebesar 34,41 mills/kWh, untuk PLTU minyak sebesar 46,06 mills/kWh, PLTP sebesar 51,67 mills/kWh, untuk PLTD sebesar 70,94 mills/kWh, dan untuk PLTGU sebesar 35,52 mills/kWh bila harga gas bumi sebesar 2,53 \$/MMBTU [6]. Perlu diingat bahwa biaya pembangkitan ini tergantung dari harga bahan bakar yang digunakan.

Saat ini harga gas bumi ditetapkan secara kasus demi kasus. Untuk industri pupuk harga gas bumi antara 0,24 - 1,0 US \$/MMBTU, untuk industri baja antara 0,65 - 2,0 US \$/MMBTU, untuk pembangkit listrik antara 2,53 - 3,0 US \$/MMBTU. Sedangkan untuk keperluan gas kota berharga Rp. 3.500/MMBTU. Dengan harga gas bumi untuk pembangkit listrik sebesar 2,53 US \$/MMBTU dan dengan menggunakan konversi 1 MMBTU =  $252,1 \times 10^3$  kcal maka biaya pembangkitan PLTGU sebesar 35,52 mills/kWh yang terdiri atas biaya modal 13,68 mills/kWh, biaya bahan bakar 20,56 mills/kWh, serta biaya operasi dan perawatan sebesar 1,28 mills/kWh. Bila harga gas bumi sebesar 3,0 US \$/MMBTU maka biaya bahan bakarnya 24,37 mills/kWh. Ini berarti dengan kenaikan harga gas bumi sebesar 18,57 % akan menaikkan biaya pembangkitan sebesar 10,73 %.

Dengan merenovasi PLTG yang sudah ada dan dioperasikan menjadi PLTGU dapat diperoleh penghematan biaya bahan bakar. Sebagai contoh dari data PLN sampai bulan Maret 1989, besarnya kapasitas pembangkit PLTG yang berbahan bakar gas bumi sebesar 230,80 MW. Dengan mengoperasikan PLTG tersebut menjadi PLTGU

akan didapat tambahan daya sebesar 50 % atau sebesar 115,40 MW. Jika PLTGU tersebut beroperasi sebagai beban dasar dan dengan mengambil faktor kapasitas sebesar 64 % maka waktu operasi sebesar 5696,40 jam per tahun. Sehingga diperoleh tambahan tenaga listrik sebesar  $646.978,56 \times 10^3$  kWh/tahun. Bila energi tersebut dibangkitkan dengan PLTG yang mempunyai efisiensi panas sebesar 24 % dan dengan mengambil konversi  $1 \text{ kWh} = 23,414 \times 10^{-3}$  MMBTU maka besarnya gas bumi yang dibutuhkan sebesar:

$$646.978,56 \times 10^3 \text{ kWh/tahun} \times 23,414 \times 10^{-3} \text{ MMBTU/kWh} = 15.148.356 \text{ MMBTU/tahun}$$

Dengan mengambil harga gas bumi untuk keperluan pembangkit tenaga listrik sebesar 2,53 US \$/MMBTU maka diperoleh penghematan biaya bahan bakar sebesar 38,33 juta US \$ setiap tahunnya.

#### 4. PENUTUP

Dari pembahasan sebelumnya dapat disimpulkan bahwa penggunaan PLTGU dapat mengurangi biaya pembangkitan listrik bila dibandingkan dengan menggunakan PLTG saja. Hal ini dapat dipahami karena dengan menambahkan HRSG dan PLTU dapat meningkatkan tenaga listrik yang dihasilkan tanpa menambah bahan bakar serta meningkatkan efisiensi panas dari sekitar 24 % untuk PLTG menjadi sekitar 42 % untuk PLTGU.

Berdasarkan harga gas bumi sekarang ini, PLTGU masih dapat bersaing biaya pembangkitannya bila dibandingkan dengan pembangkit listrik termal lainnya. Di samping itu waktu pembangunan PLTGU yang cepat merupakan hal yang mendorong dipilihnya PLTGU, khususnya untuk memenuhi lonjakan permintaan tenaga listrik.

Dengan kemungkinan pengembangan PLTGU yang cukup besar dan teknologi PLTGU di Indonesia masih belum pernah digunakan maka perlu dipersiapkan tenaga trampil. Pembangunan PLTGU dalam

waktu dekat ini diharapkan akan memberi pengalaman dalam pengoperasian dan perawatan PLTGU.

#### 5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] BPPT-KFA, *Energy Strategies, Energy R+D Strategies, Technology Assessment for Indonesia: Optimal Result*, Mei 1988.
- [2] BPPT-KFA, *Energy Strategies, Energy R+D Strategies, Technology Assessment for Indonesia: The Indonesian Electricity Sector*, Januari 1988.
- [3] Departemen Pertambangan dan Energi, *Repelita V Sektor Pertambangan dan Energi*, 1 April 1989.
- [4] Dr. Ing. Nengah Sudja, *Prospek Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik PLN*, Lokakarya Energi 1989, KNI-WEC, Agustus 1989.
- [5] Hans Rudolf Gubser, *The Combined Cycle Power Plant*, 4<sup>th</sup> Conference on Electric Power Supply Industry, Vol.2, Bangkok 1982.
- [6] PLN, *Alternativs Financial Cost of Some Generation*, October 1989.
- [7] PLN, *Realisasi Kapasitas Terpasang Seluruh Indonesia*, Maret 1989.
- [8] Tap Kumnungsuk and Kasem Nakmual, *Combined Cycle*, 4<sup>th</sup> Conference on Electric Power Supply Industry, Vol.2, Bangkok 1982.