

## **KAJIAN TEKNIS PEMBANGKIT LISTRIK BERBAHAN BAKAR FOSSIL**

---

**Cahyadi**

Balai Besar Teknologi Energi (B2TE), BPPT  
Kawasan PUSPIPTEK, Setu, Tangerang Selatan, 15314.  
email : cahyadi\_mail@indo.net.id

### **ABSTRAK**

Jenis pembangkit minyak dan gas yaitu PLTU Minyak, PLTG dan PLTGU, serta PLTD, masih ada di beberapa tempat di P.Jawa dan Bali. Selain PLTU minyak, PLTU batubara telah banyak dibangun di Indonesia, karena bahan bakar batubara saat ini lebih ekonomis. PLTU minyak dengan biaya pembangkitan yang mahal serta emisi tinggi perlu digantikan dengan PLTU batubara, atau pada PLTU minyak existing digantikan dengan bahan bakar cair alternatif seperti batubara cair atau DiMethyl Ether (DME) yang berasal dari batubara. PLTD masih digunakan terutama pada daerah yang terisolasi/kepulauan. PLTD dg biaya pembangkitan yang semakin mahal ini dan emisi tinggi perlu dilakukan fuel switching dengan bahan bakar alternatif seperti gas atau DME batubara cair. Pengembangan lebih lanjut gasifikasi batubara yang dapat mensuplai PLTGU (IGCC) dan gasifikasi batubara untuk bahan bakar cair seperti DME, agar dapat mengurangi pemakaian BBM dan gas alam yang cadangannya semakin menipis, baik untuk sektor kelistrikan, transportasi dan industri kimia seperti pupuk. Program 10.000 MW harus memasukkan PLTU ultra/supercritical khususnya pada PLTU skala besar (400-600MW), agar diperoleh PLTU dengan efisiensi tinggi dan emisi yang rendah terutama pengurangan emisi CO<sub>2</sub>. Pemerintah perlu menjaga sumberdaya batubara, agar ekspor dapat dibatasi dan lebih banyak untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, karena cadangan gas alam dan minyak bumi tidak dapat mencukupi kebutuhan dalam negeri.

**Kata kunci** : Pembangkit listrik, PLTU minyak, PLTGU, PLTD, PLTU batubara, supercritical

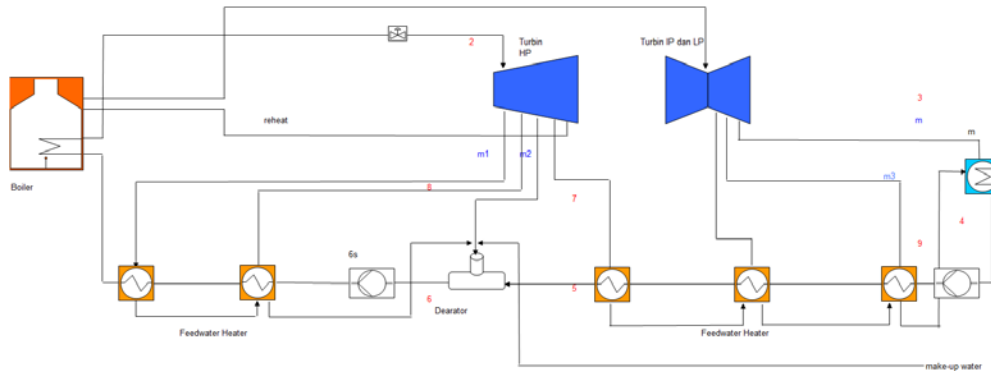
### **ABSTRACT**

Types of oil and gas fired power plant such as PLTU oil, PLTGU and PLTD, are available in several places in Java and Bali. In addition to oil fire power plant, many coal fired power plant have been built in Indonesia, the fuel cost of coal is currently more competitive. Fuel oil fired power plant with high generating cost and high-emissions need to be replaced by coal power plant, or the fuel switching in existing oil fuel power plant with alternative liquid fuels such as coal liquefaction or DiMethyl Ether (DME). Diesel power plant is still used, especially in isolated regions / islands. Diesel generation cost is increasingly expensive and high-emission need to be done fuel switching with alternative fuels such as coal gas or liquid DME. Further development of coal gasification that can supply PLTGU and gasification of coal to liquid fuels such as DME, in order to reduce oil fuel consumption and to keep natural gas reserves for the electricity, transportation and industrial chemicals sectors such as fertilizers. In 10,000 MW power plant program must include ultra / supercritical coal power plant especially on large-scale power plant (400-600MW), in order to obtain power plant with high efficiency and low emissions, especially CO<sub>2</sub> emissions reduction. The government needs to keep the coal resources, with controlling the coal export and more supply the coal for domestic demand, because natural gas reserves and oil can not sufficient domestic demand.

**Keyword** : Power plant, oil fired power plant, combine cycle power plant, diesel power plant, coal fired power plant, supercritical

## 1. PEMBANGKIT LISTRIK BERBAHAN BAKAR FOSIL

### 1.1. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)



**Gbr. 1. Tipikal siklus uap PLTU dengan turbin reheat**

Steam Generator dan Turbin uap boiler merupakan pembangkit uap yang digunakan untuk mensuplai kebutuhan turbin uap. Turbin uap mengkonversi energi pada uap menjadi energi rotasi mekanik. Turbin uap dapat meliputi beberapa stage. Masing-masing stage dapat digbr.kan dengan menganalisis steam expansion dari tekanan tinggi ke tekanan yang lebih rendah. Pada PLTU, ada dua tipe turbin uap, yaitu: non-reheat dan reheat. Non-reheat turbine biasanya digunakan untuk PLTU skala kecil-menengah yaitu hingga 65-70MW, sedangkan tipe reheat untuk PLTU diatas 100MW. Pada tipe reheat, turbin dapat dibedakan beberapa tahap/stage yaitu HP (High pressure), IP (Intermediate Pressure) dan LP (Low Pressure). Pada turbin non-reheat, tahapnya hanya HP saja dan uap keluarannya sudah saturated langsung dimasukkan kedalam kondensor. Pada Turbin reheat keluaran uap dari HP (High Pressure) masih superheated dan harus dinaikkan tekanan dan temperatur di boiler (bagian reheater) kemudian diumpankan kembali ke turbin tahap IP dan LP, keluaran dari LP yang dimasukkan kedalam kondensor. Pada turbin tipe reheat, maka boiler yang digunakan harus mempunyai reheater.

Balance of Plant (BOP) diperlukan untuk interkoneksi proses siklus uap dan antara satu komponen proses utama satu dengan lainnya, seperti Deaerator, Boiler Feed Pump, Plant water system, Condenser, dll. Pada PLTU skala besar, diperlukan beberapa feedwater heater untuk menaikkan temperatur air masuk ke boiler. Semakin tinggi temperatur masuk boiler, akan menaikkan efisiensi PLTU secara keseluruhan. Pada PLTU skala besar 400 keatas umumnya menggunakan 7-8 feedwater heater.

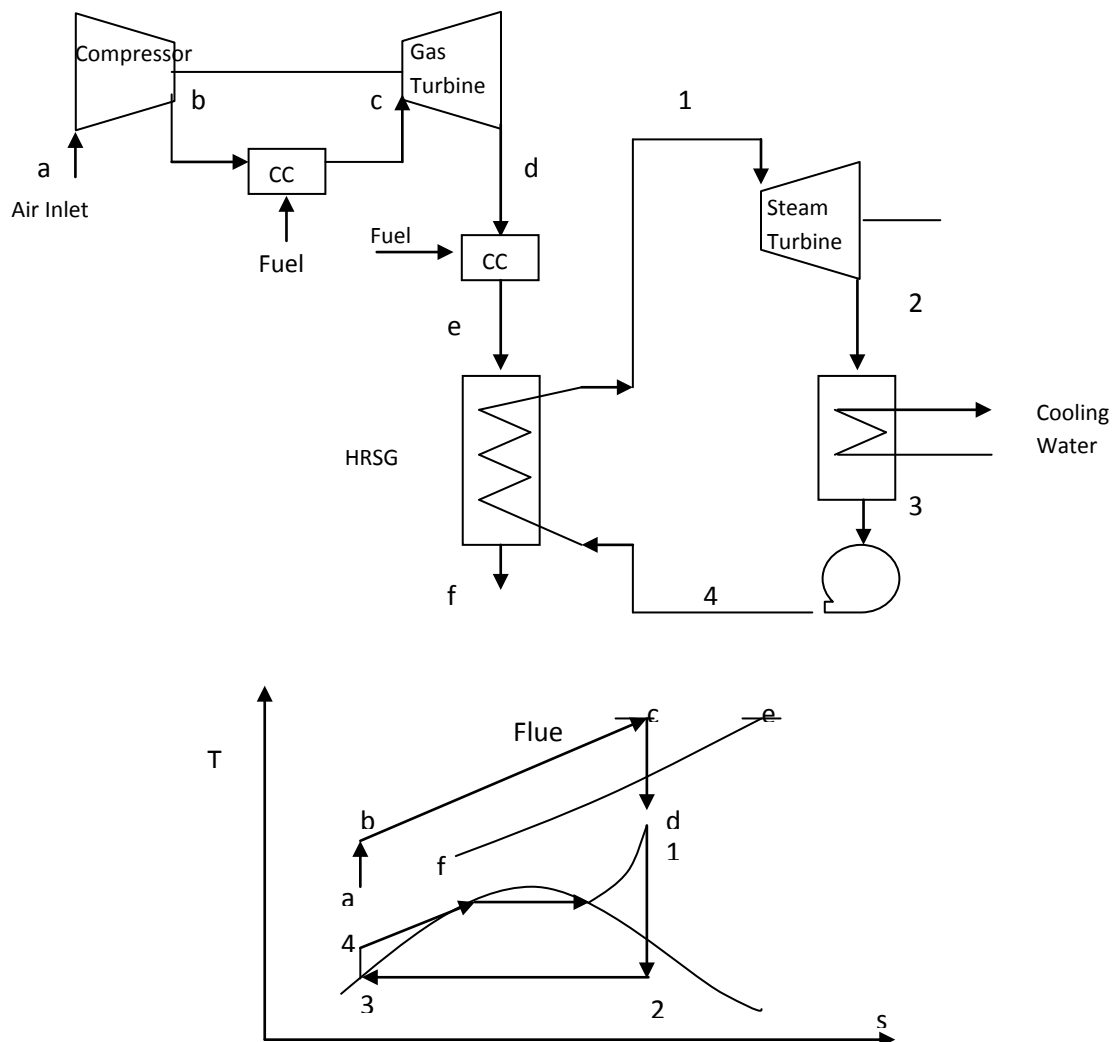
Cooling water (air pendingin) diperlukan untuk dibantu proses kondensasi uap keluaran dari turbin pada condenser. Air pendingin ini dipompakan kedalam condenser. Buangan air

pendingin keluaran dari condenser dapat dialirkan ke sungai atau di umpan balik dengan menggunakan cooling tower untuk penurunan temperatur air.

Water treatment & demineralization plant systems dapat menggunakan air tanah atau air sungai sebagai alternatifnya. Water treatment plant didesain untuk keperluan pottable water dan service water, dan demineral water sebagai wake-up water untuk Boiler.

## 1.2. PLTG dan PLTGU

Pada PLTGU ini ada dua siklus yang terlibat untuk membuat kesetimbangan energi, yaitu: siklus Rankine dan Brayton. Siklus udara standar untuk gas turbine power plant mengacu pada siklus Brayton, dimana seperti siklus Rankine, terdiri dari dua reversible adiabatik dan dua reversible isobar, namun pada siklus ini tidak terjadi perubahan fasa.



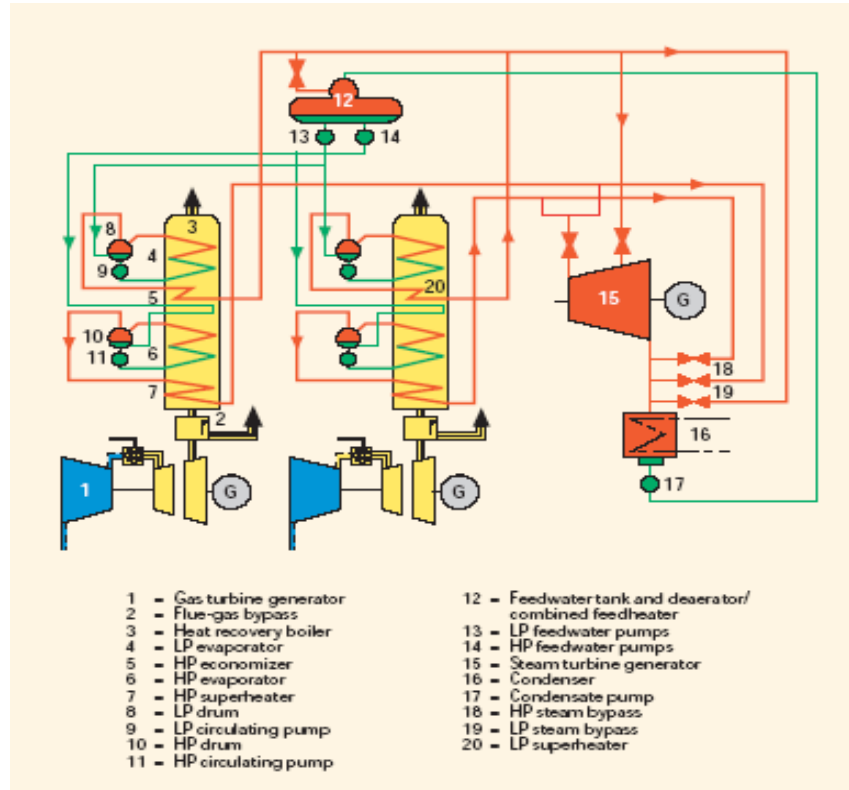
Gbr. 2. GT-ST combined cycle plant dengan pembakaran tambahan

Efisiensi keseluruhan adalah 
$$\frac{W_{GT} + W_{ST}}{Q_1}$$

Dimana :

$$Q_1 = w_a c_{pg} (T_c - T_b + T_e - T_d)$$

$$W_{GT} = w_a [c_{pg} (T_c - T_d) - c_{pa} (T_b - T_a)]$$

$$W_{ST} = w_s (H_1 - h_2)$$


**Gbr. 3. Peralatan Utama Combined Cycle Plant**

Steam Generator (HRSG) merupakan pembangkit uap yang digunakan untuk mensuplai kebutuhan steam turbine. Ada dua tipe combined cycle yang dibedakan dari jenis HRSG, yaitu: CC plant dengan pembakaran terbatas dan CC plant dengan pembakaran maksimum. CC plant dengan pembakaran terbatas bertujuan untuk menaikkan temperatur exhaust gas turbine hingga 800° hingga 900 °C. Hal ini menaikkan kondisi uap dan mengakibatkan peningkatan efisiensi steam cycle. Pada CC plant pembakaran maksimum, dilakukan pembakaran bahan bakar semaksimal mungkin tergantung availibilitas kandungan oksigen pada keluaran gas turbine. Steam cycle biasanya menggunakan tipe konvensional dengan reheat dan regeneration. Keluaran gas turbine yang panas digunakan sebagai udara

pembakaran dan air preheater tidak diperlukan, namun fresh air fan juga disediakan apabila GT tidak beroperasi sehingga meningkatkan availibitas unit. Namun, pembakaran yang terlalu besar pada CC plant akan menaikkan temperatur inlet GT yang dapat mengakibatkan penurunan efisiensi. Oleh karena itu aplikasinya sangat terbatas dan lebih disukai menggunakan CC plant yang ringkas seperti pada tipe pembakaran terbatas.

Gas Turbine mengkonversi energi dengan menggunakan gas hasil pembakaran sebagai medium fluida untuk menggerakkan blade/sudu yang akan memproduksi energi rotasi mekanik, sehingga dikategorikan sebagai internal combustion plant. Tidak seperti reciprocating internal combustion engine, gas turbine merupakan alat dengan laju yang steady state dan sudu dikenakan temperatur gas yang tertinggi.

Steam Turbine: mengkonversi energi pada uap menjadi energi rotasi mekanik. Mesin akan dipilih dari sejumlah sistem siklus yang ada. Turbin uap dapat meliputi beberapa stage. Masing-masing stage dapat digbr.kan dengan menganalisis steam expansion dari tekanan tinggi ke tekanan yang lebih rendah. Uap dapat merupakan wet, submerged, dry atau superheated.

Balance of Plant (BOP) diperlukan untuk interkoneksi proses antara GT dan ST cycle dan antara satu komponen proses utama satu dengan lainnya, seperti Deaerator, Boiler Feed Pump, Plant water system, Condenser, Compressor, dll.

Cooling water (air pendingin) diperlukan untuk dibantu proses kondensasi uap keluaran dari turbin pada condenser. Air pendingin ini dipompakan kedalam condenser. Buangan air pendingin keluaran dari condenser dapat dialirkan ke sungai atau di umpan balik dengan menggunakan cooling tower untuk penurunan temperatur air.

Water treatment & demineralization plant system dapat menggunakan air tanah atau air sungai sebagai alternatifnya. Water treatment plant didesain untuk keperluan pottable water dan service water, dan demineral water sebagai wake-up water untuk HRSG.

Fuel handling system akan didesain berdasarkan kondisi dan jenis bahan bakar. Apabila berbahan bakar gas perlu dilihat kondisi tekanan gas apakah mencukupi untuk disuplai ke GT atau perlu gas compressor tambahan. Untuk BBM perlu diperhitungkan ukuran dan piping dari tangki timbun. Selain itu, GT perlu dilengkapi dual fuel system apabila diinginkan dapat membakar gas dan BBM.

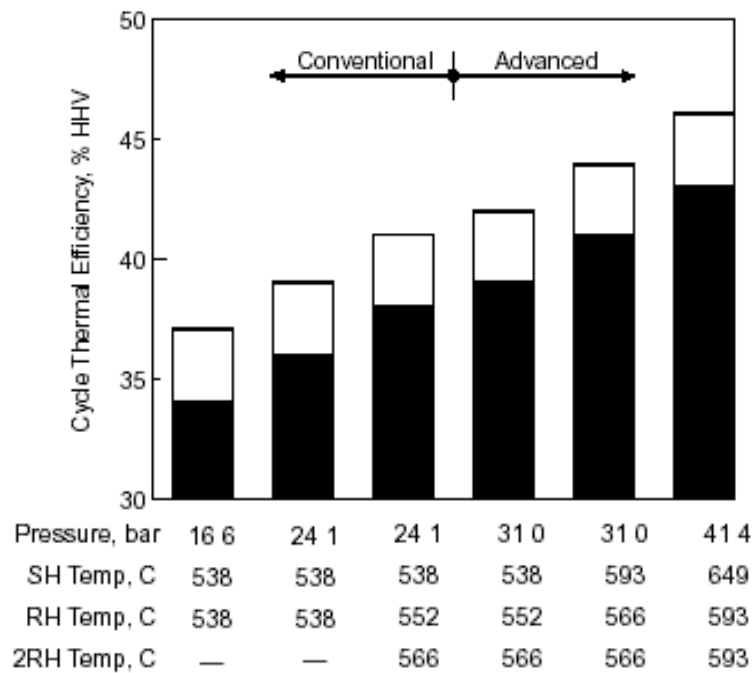
## **2. KINERJA PEMBANGKIT LISTRIK SECARA UMUM**

Efisiensi pembangkit listrik atau heat rate dipengaruhi oleh disain boiler dan turbine, ukuran, bahan bakar, kondisi unit dan operasional, dan kondisi ambien. Pembangkit listrik batubara umumnya menggunakan pulverized coal boiler. PLTU supercritical beroperasi diatas temperatur dan tekanan kritis air 374 °C (705°F) 221 bar (3210 psia) dimana air hanya berada dalam fase gas. PLTU Subcritical pada awal sejarahnya hanya memiliki efisiensi 33 % hingga 34 %, namun saat ini dengan adanya peningkatan pada turbin uap dan sistem feedwater heater, maka efisiensi dapat mencapai 38-40 %. PLTU supercritical dapat meningkatkan efisiensi 3-5 % dari subcritical.

**Tabel 1. Perbandingan Kinerja PLTU Batubara konvensional dan moderen [Burr,1999]**

Jenis PLTU batubara	Tekanan Uap (barg)	Temperatur uap (°C)	Heat rate (kcal/kWh)
PLTU Subcritical	165	538/538	2,269
PLTU Supercritical	241	565/565	2,142
Ultra-Supercritical (expected in 2010)	310	593/593/593	2,063

Table 1 summarizes heat rate data for the 25 best performing utility coal-fired plants, and 50 best performing utility company coal-fired fleets in the U.S [4].



**Gbr. 4. Efisiensi PLTU batubara konvensional dan ultra/supercritical [Burr, 1999]**

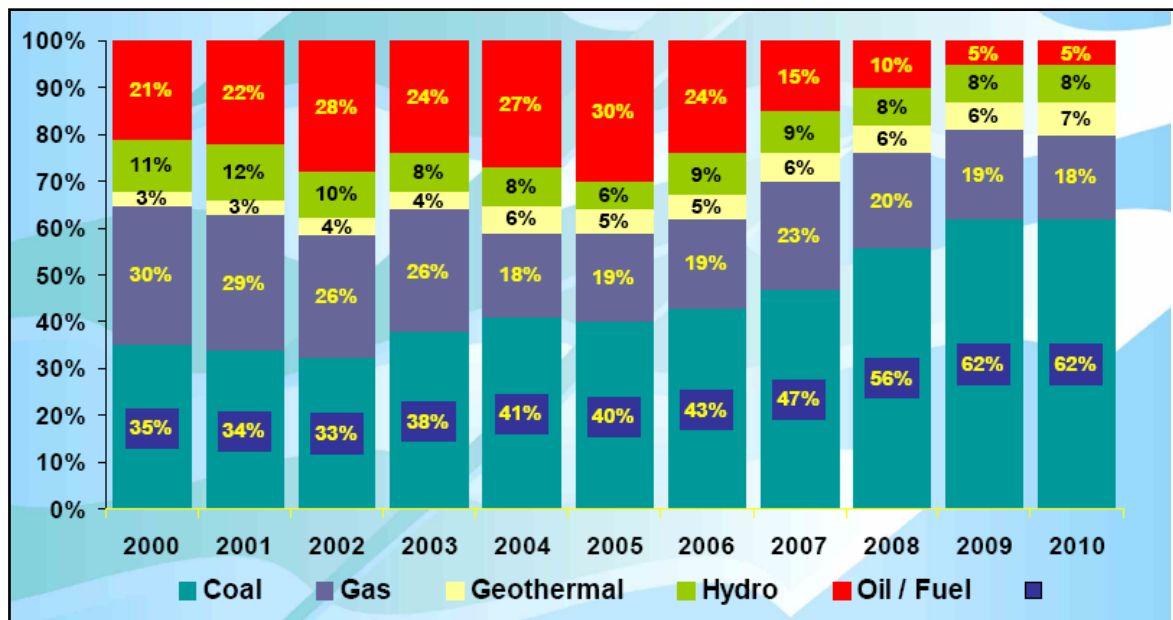
Berdasarkan perbandingan beberapa pembangkit listrik, menunjukkan bahwa PLTU batubara dan PLTGU memberikan efisiensi yang tinggi. Kinerja PLTG hanya 22-28 % saja. PLTG yang ada saat ini memungkinkan ditingkatkan (repowering) dengan menambah HRSG (Heat Recovery Steam Generator) agar kinerjanya dapat meningkat.

**Tabel 2. Perbandingan beberapa efisiensi beberapa jenis pembangkit listrik**  
 [Nag,PK, 2002], [Burr, 1999]

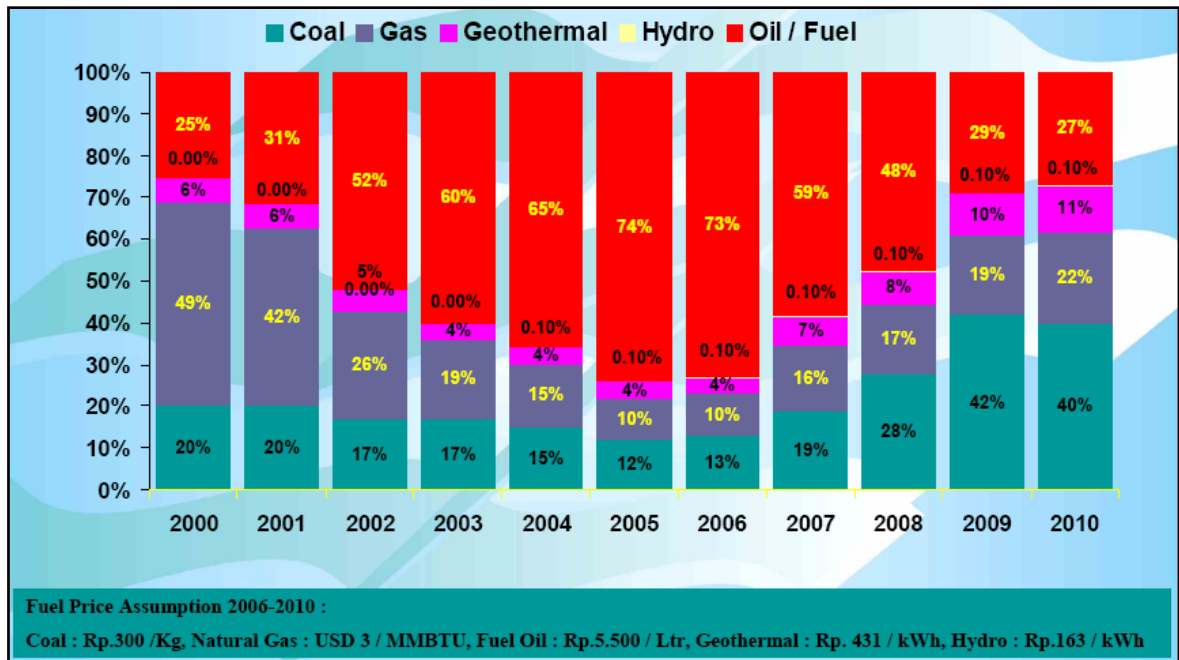
Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Thermal Efisiensi (%)
PLTU batubara (ultra/supercritical)	400-600	40-45
PLTU batubara (subcritical)	200-800	30-40
PLTN	500-1000	31-34
Gas Turbine (PLTG)	50-100	22-28
Combined Cycle (PLTGU)	300-600	36-50
PLTD	1-30	27-30

### 3. STATUS PEMBANGKIT LISTRIK DI INDONESIA SAAT INI

Penggunaan bahan bakar untuk pembangkit listrik di PLN tahun 2007 adalah 47 % batubara, 15 % minyak, 23 % gas dan 6 % geothermal. Namun, dari segi biaya bahan bakar tahun 2007, 59 % minyak, 19 % batubara, 7 % geothermal dan 16 % gas.



**Gbr. 5. Presentase jenis bahan bakar untuk pembangkit listrik di PLN**  
 [Tony.A, 2006]



Gbr. 6. Presentase biaya bahan bakar untuk pembangkit listrik di PLN [Tony.A, 2006]

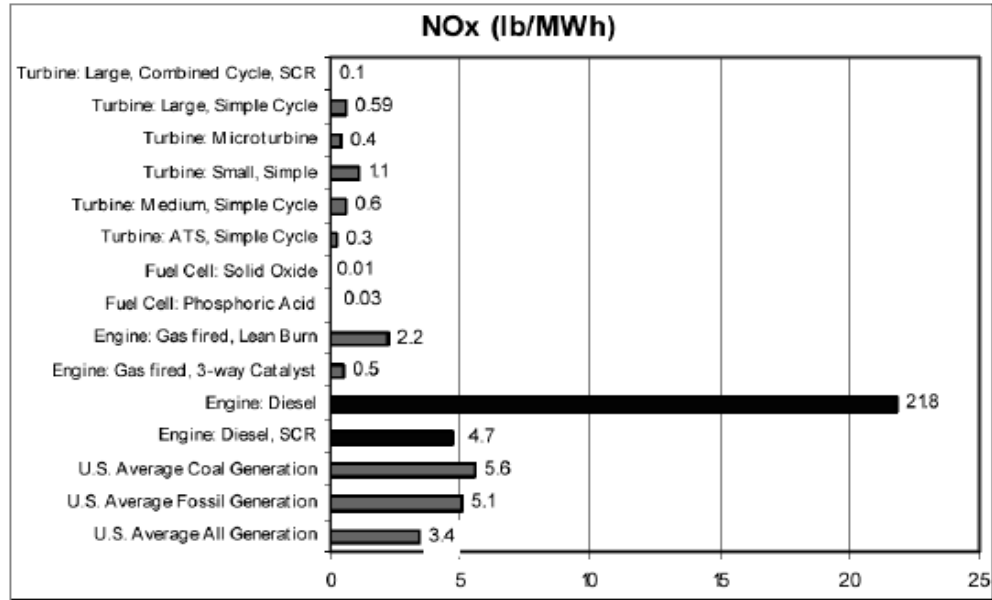
#### 4. PERBANDINGAN EMISI PEMBANGKIT LISTRIK

PLTU, PLTG, PLTG/PLTGU dan PLTD menggunakan proses pembakaran dalam konversi energi dari bahan bakar ke energi listrik. Dalam proses pembakaran memiliki hasil sampingan yaitu emisi gas dan partikulat. Pada bagian ini dijelaskan perbandingan emisi masing-masing pembangkit listrik.

Pada Gbr. 7 dapat dilihat perbandingan laju emisi NO<sub>x</sub> masing-masing pembangkit listrik di US. Pembangkit listrik PLTD menghasilkan emisi NO<sub>x</sub> paling tinggi yaitu 21,8 lb/MWh. Apabila menggunakan SCR (alat kontrol polusi NO<sub>x</sub>) dapat ditekan hingga 4,7 lb/MWh. Penggunaan bahan bakar gas baik pada PLTG berkisar 0,6 lb/MWh. Sedangkan PLTU batubara maksimum 5,6 lb/MWh.

Berdasarkan data di US tahun 2005, Pada Tabel 3 dapat dilihat perbandingan laju emisi CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> dan NO<sub>x</sub> masing-masing pembangkit listrik. Pembangkit listrik batubara menghasilkan emisi CO<sub>2</sub> paling tinggi yaitu 2.249 lb/MWh, dibandingkan pembangkit listrik minyak dan gas. Pembangkit listrik bahan bakar gas menghasilkan emisi SO<sub>2</sub> dan NO<sub>x</sub> paling rendah 0,1 lb/MWh dibandingkan bahan bakar batubara dan minyak.





Gbr. 7. Perbandingan emisi NOx berdasarkan jenis pembangkit

Tabel 3. Perbandingan Laju Emisi Pada Pembangkit Listrik di US [Brien, 2005]

Bahan Bakar	CO2 (lb/MWh)	SO2 (lb/MWh)	NOx (lb/MWh)
Batubara	2.249	13	6
Minyak	1.672	12	4
Gas	1.135	0.1	1.7

Berdasarkan pengukuran di beberapa pembangkit listrik dapat dilihat laju emisinya. Untuk PLTD menunjukkan laju emisi yang paling tinggi dibandingkan pembangkit lain, namun untuk SO<sub>2</sub> cukup rendah dibandingkan lainnya. Emisi partikulat PLTD adalah tinggi karena berasal dari sootnya atau karbon tidak terbakar yang tinggi. Untuk PLTU batubara dan minyak (MFO/residu), emisi SO<sub>2</sub> bergantung kandungan sulfur di bahan bakar dan ada tidaknya FDG. Pada PLTG dan PLTD, emisi SO<sub>2</sub> umumnya rendah karena kandungan bahan bakar solar/gas mengandung sulfur yang sangat rendah. Untuk PLTG, apabila menggunakan gas alam, biasanya dilewatkan scrubber untuk menurunkan kandungan sulfur di gas alam sebelum diumpankan ke turbin gas.

## 5. PERMASALAHAN PEMBANGKIT LISTRIK SAAT INI

Kekurangan pasokan listrik saat ini karena 10 tahun terakhir pembangunan pembangkit baru sangat minim. Krisis ekonomi tahun 1998 menghentikan rencana pembangunan 26 pembangkit listrik swasta, yang saat itu telah disetujui. Meskipun kemudian pemerintah

memutuskan untuk melanjutkan 21 proyek, target penyelesaian pembangunannya meleset dari jadwal. Dari 26 sistem besar kelistrikan di Indonesia saat ini, hanya enam yang berstatus normal, termasuk sistem Jawa Bali. Lima defisit, yaitu termasuk Kalimantan Timur, Sumatera Utara, Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah, dan Sulawesi Tenggara. Sisanya, 15 sistem, dalam keadaan siaga, atau dengan kata lain, cadangan pas-pasan dengan daya pembangkit yang ada. Apabila terjadi gangguan atau pemeliharaan, statusnya turun menjadi defisit. Dalam satu dekade ini sistem Jawa Bali, yang menyerap 80 persen dari keseluruhan produksi listrik nasional, hanya mendapatkan tambahan pembangkit baru 3.300 megawatt. Idealnya, tambahan daya dari pembangkit baru agar sistem bisa berjalan tanpa gangguan 1.000 MW per tahun.

Perkiraan kebutuhan itu dengan asumsi, kebutuhan beban puncak 16.000 MW ditambah pertumbuhan konsumsi listrik 6,3 persen per tahun, dan cadangan daya 30 persen. Padahal, daya mampu hanya 17.000 MW.

Pada tahun 2009 tambahan daya dari pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa hanya 2.000 MW, sementara kebutuhan tambahan daya baru pada tahun 2009 mencapai 9.000 MW. Kenyataannya, tambahan daya dari pembangkit-pembangkit baru yang masuk setelah tahun 2004 pun kurang dari kapasitas. Pembangkit Listrik Tenaga (Gas dan Uap (PLTGU) Cilegon tidak bisa beroperasi maksimal karena kekurangan gas. Meskipun kapasitasnya 740 MW, Cilegon hanya dioperasikan 450 MW.

Hal serupa terjadi pada PLTGU Muara Tawar yang berkapasitas 740 MW. Pembangkit itu harus dioperasikan dengan bahan bakar minyak karena kekurangan pasokan gas. PLTU Cilacap yang dioperasikan swasta, ataupun PLTU Tanjung Jati B dan PLTU Paiton yang dioperasikan PLN, beberapa kali nyaris berhenti operasi karena kekurangan pasokan batu bara.

Meskipun terlambat, pilihan membangun pembangkit non BBM harus dilakukan untuk mengurangi beban subsidi. Sekitar 41 persen dari total kapasitas terpasang PLN atau sekitar 8.900 MW masih menggunakan BBM. Dengan asumsi untuk menghasilkan 1 kWh dibutuhkan 0,3 liter BBM, kebutuhan biaya BBM PLN tahun ini Rp 65,3 triliun, hampir 50 persen dari rencana biaya operasi perseroan.

Sebagai perbandingan biaya per kWh listrik yang dibangkitkan dengan BBM adalah Rp 1.650-Rp 2.475 per kWh, gas Rp 180-Rp 452 per kWh, batu bara Rp 158-Rp 259 per kWh, sedangkan panas bumi Rp 178-Rp 541 per kWh.

Cadangan bahan bakar lain, seperti batu bara, gas alam, dan panas bumi, memang tersedia. Cadangan gas alam diperkirakan 134 triliun kaki kubik, batu bara 2,5 miliar ton, dan panas bumi 27 gigawatt ekuivalen. Namun pada kenyataan, pembangkit kesulitan memperoleh gas dan batubara. Pengembangan panas bumi juga jalan di tempat. PLTGU Cilegon,

misalnya, kontrak dengan CNOOC untuk pasokan gas sebesar 80 juta kaki kubik per hari, realisasinya hanya 45 juta kaki kubik per hari.

Pada saat ini, dari 5.000 MW kapasitas PLTG dan PLTGU yang ada di Indonesia, hanya 2.000 MW yang bisa memakai gas. Permintaan gas di dalam negeri meningkat pesat, sedangkan pasokannya terbatas, sehingga harga gas cenderung naik dan PLN cenderung tidak sanggup mengejar kenaikan tersebut.

Harga jual gas untuk pembangkit 4 dollar AS per MMBTU. Harga itu masih di bawah harga jual gas kepada industri yang mencapai 6 dollar AS per MMBTU. Kondisi serupa terjadi dengan batu bara. Meskipun pemerintah mengatakan cadangan besar dan pasokan untuk proyek percepatan pembangkit menggunakan batu bara kalori rendah (low rank coal), tetap ada kekhawatiran melihat pesatnya permintaan batu bara di luar negeri.

PT PLN telah merencanakan membangun terminal penerima gas alam cair di Banten, sejak 2001, untuk mengantisipasi penambahan daya PLTGU yang ada, seperti Tanjung Priok dan Muara Karang, maupun yang dibangun kemudian, yaitu Cilegon dan Muara Tawar. Namun, proyek itu tidak kunjung terealisasi karena pasokan gas dari Kalimantan Timur maupun Papua difokuskan untuk pasar luar negeri.

## **6. KESIMPULAN**

PLTU minyak dengan biaya pembangkitan yang mahal serta emisi tinggi perlu digantikan dengan PLTU batubara, atau pada PLTU minyak existing digantikan dengan bahan bakar cair alternatif seperti batubara cair atau DiMethyl Ether (DME) yang berasal dari batubara. PLTD masih digunakan terutama pada daerah yang terisolasi/kepulauan. PLTD dengan biaya pembangkitan yang semakin mahal ini dan emisi tinggi perlu dilakukan fuel switching dengan bahan bakar alternatif seperti gas atau DME batubara cair.

Pengembangan lebih lanjut gasifikasi batubara yang dapat mensuplai PLTGU (IGCC) dan gasifikasi batubara untuk bahan bakar cair seperti DME, agar dapat mengurangi pemakaian BBM dan gas alam yang cadangannya semakin menipis, baik untuk sektor kelistrikan, transportasi dan industri kimia seperti pupuk.

Program PLTU batubara 10.000MW serta program PLTU batubara lanjutan harus memasukkan PLTU ultra/supercritical khususnya pada PLTU skala besar (400-600MW), agar diperoleh PLTU dengan efisiensi tinggi dan emisi yang rendah terutama pengurangan emisi CO<sub>2</sub>. Pemerintah perlu menjaga sumberdaya batubara, agar ekspor dapat dibatasi dan lebih banyak untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, karena cadangan gas alam dan minyak bumi tidak dapat mencukupi kebutuhan dalam negeri.

## DAFTAR PUSTAKA

- ASME, Performance Monitoring Guidelines for Steam Power Plants, ASME PM 1993.
- Brien, J, Comparison of Air Emission from Waste to Energy to Fossil Fuel Power Plants, SWANA org, US, 2005.
- Burr, M. T., Holding companies rule; top 10 sell 28% of U.S. electricity, *Electric Light and Power*, October 1999.
- Cahyadi, Yurismo, Review of heatrate performance at small scale coal fired power plant, *Coal Tech* 2004, Malaysia.
- EERC, Effect of Coal Quality on Power Plant Performance and Cost; Volume 1: State of the Art Review Summary and Program Plan, Electric Power Research Institute, California, US.
- EERC, Effect of Coal Quality on Power Plant Performance and Cost; Volume 2: Review of Coal Quality Impact Evaluation Procedures, Electric Power Research Institute, California, US.
- Kitto, J.B., Babcock & Wilcox, *Developments in Pulverized Coal-Fired Boiler Technology*, presented to the Missouri Valley Electric Association Engineering Conference, April 1996.
- Nag, PK, *Power Plant Engineering*, Tata Mc Graw Hill, 2002.
- Rachmat Harijanto, Bussiness Scheme of Mine Mouth Power Plant Effort, *Proceeding Coal Tech* 2002, Mine mouth Power Plant, Indonesia.
- U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, *Market Based Advanced Coal Power Systems*, Section 3 -- Pulverized Coal-Fired Plants, May 1999, DOE/FE-0400, p. 3.1-5, 3.2-2, and 3.3-2.