

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Pembangkit Listrik Tenaga Uap

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) salah satu pembangkit listrik yang memanfaatkan uap untuk memutar turbin dan generator. Secara umum bahan bakar yang digunakan adalah batu bara yang menjadi bahan bakar utama. Energi kimia dari bahan bakar diubah menjadi energi panas yang di transfer ke air pengisi lalu air pengisi berubah fase menjadi uap dan memutar poros turbin terbentuk energi mekanik, putaran poros turbin menggerakkan generator sehingga menghasilkan listrik, uap yang telah digunakan turbin akan dikondensasi pada kondensor hasil dari kondensasi akan di tampung oleh *hotwell* kemudian akan disirkulasikan kembali (Modul Operasi, 2016).

PLTU Banten 2 Labuan dengan kapasitas 300 MW diresmikan pada tanggal 28 Januari 2010 oleh Presiden Republik Indonesia Bpk Susilo Bambang Yudhoyono. PLTU Labuan dengan total kapasitas 2 x 300 MW berlokasi di desa Sukamaju, Kec. Labuan, Kab. Pandeglang, Provinsi Banten.

PLTU Labuan ini merupakan bagian dari proyek percepatan pembangunan PLTU 10.000MW yang dilaksanakan oleh PLN berdasarkan Peraturan Presiden No. 71 tanggal 05 Juli 2006 tentang penugasan kepada PT. PLN (Persero) untuk melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang menggunakan batubara. Perpres ini menjadi dasar bagi pembangunan 10 PLTU di Jawa dan 25 PLTU di Luar Jawa Bali atau yang dikenal dengan nama Proyek Percepatan PLTU 10.000 MW. Pembangunan proyek-proyek PLTU tersebut guna mengejar kekurangan pasokan tenaga listrik sampai beberapa tahun ke depan. PLTU Labuan ini dibangun selain untuk menunjang program diversifikasi energi ke non bahan bakar minyak (BBM) dengan memanfaatkan batubara berkalori rendah yang cadangannya tersedia melimpah di tanah air, juga bertujuan lain yakni menekan harga pokok produksi (HPP).

Proyek percepatan pembangunan pembangkit 10.000 MW mulai menunjukkan hasilnya dengan masuknya PLTU Labuan unit 1 ke sistem interkoneksi Jawa-Bali sejak Juli 2009. Sedangkan unit 2 yang berkapasitas sama, mulai masuk ke interkoneksi Jawa-Bali sejak Maret 2010.

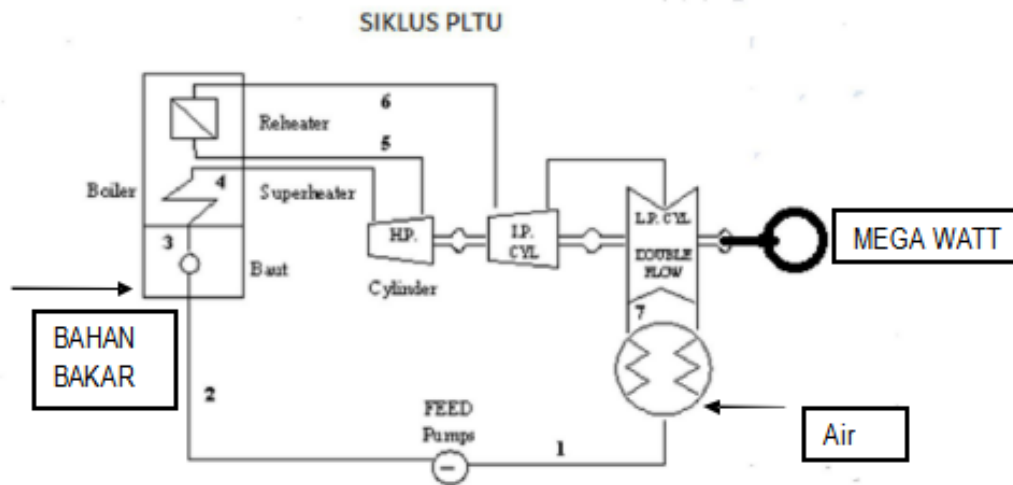
Beberapa tujuan dibangunnya PLTU Labuan ini adalah untuk :

- a. Mengurangi penggunaan BBM untuk operasional pembangkitan dalam jumlah cukup signifikan, sehingga dapat mengurangi subsidi BBM.
- b. Pemanfaatan energi alternatif (batubara) yang saat ini tersedia cukup banyak di Kalimantan dan Sumatera, secara signifikan akan meningkatkan pendapatan daerah dan masyarakat pada wilayah sumber batubara, dilain pihak BBM oleh Pemerintah hanya untuk export guna menghasilkan devisa negara.
- c. Meningkatkan mutu dan keandalan sistim penyediaan, penyaluran serta pelayanan tenaga listrik, yang pada gilirannya akan mendorong kegiatan ekonomi daerah, regional dan nasional serta meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat.
- d. Menanggulangi krisis energi listrik akibat pertumbuhan beban, khususnya untuk wilayah Jawa-Bali, dengan terwujudnya regional balanced system ketenagalistrikan Jawa-Bali.
- e. Dengan penggunaan bahan bakar non BBM, maka HPP listrik dapat ditekan sehingga dapat meningkatkan efisiensi perusahaan
- f. Mempercepat proses pertumbuhan wilayah/daerah setempat disekitar PLTU Labuan, dengan akan bertumbuhnya berbagai sarana pemukiman, industri kecil, menengah dan besar.

PLTU merupakan salah satu jenis pembangkit listrik tenaga termal yang banyak digunakan, ini dikarenakan biaya bahan bakarnya yang lebih murah dan dapat dihasilkan daya yang besar. PLTU merupakan mesin konversi energi yang murubah energi kimia yang dapat di dalam bahan bakar menjadi energi listrik.

Proses konversi energi pada PLTU berlangsung melalui 3 tahapan, yaitu :

- a. Pertama, Energi kimia dalam bahan bakar diubah menjadi energi panas dalam bentuk uap bertekanan dan temperature tinggi.
- b. Kedua, Energi panas (Uap) mengalami ekspansi di turbin sehingga menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran turbin.
- c. Ketiga, Energi mekanik dalam bentuk putaran pada turbin ditransmisikan ke generator sehingga dapat diubah menjadi energi listrik (Modul Operasi, 2016).

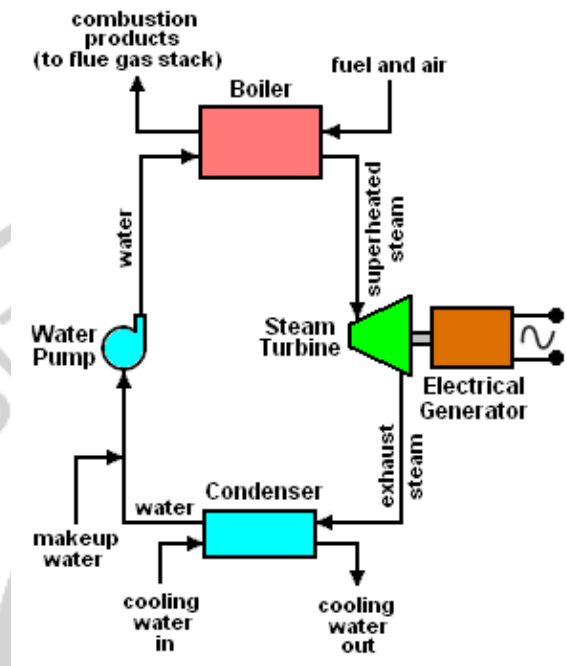


Gambar 2.1. Siklus PLTU (Modul Operasi PLTU Level 3)

PLTU menggunakan fluida kerja air uap yang bersirkulasi secara tertutup. Siklus tertutup artinya menggunakan fluida yang sama secara berulang-ulang. Urutan sirkulasinya secara singkat adalah sebagai berikut :

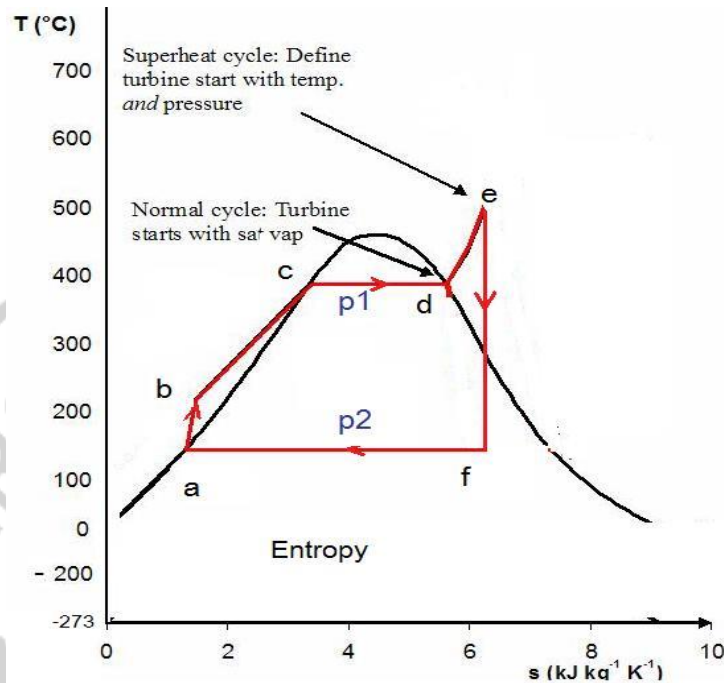
- Pertama air diisikan ke *boiler* hingga mengisi penuh seluruh luas permukaan pemindah panas. Didalam *boiler* air ini dipanaskan dengan gas panas hasil pembakaran bahan bakar dengan udara sehingga berubah menjadi uap.
- Kedua, uap hasil produksi *boiler* dengan tekanan dan temperatur tertentu diarahkan untuk memutar turbin sehingga menghasilkan daya mekanik berupa putaran.
- Ketiga, generator yang dikopel langsung dengan turbin berputar menghasilkan energi listrik sebagai hasil dari perputaran medan magnet dalam kumparan, sehingga ketika turbin berputar dihasilkan energi listrik dari terminal *output generator*
- Keempat, Uap bekas keluar turbin masuk ke kondensor untuk didinginkan dengan air pendingin agar berubah kembali menjadi air yang disebut air kondensat. Air kondensat hasil kondensasi uap kemudian digunakan lagi sebagai air pengisi boiler.

□ Demikian siklus ini berlangsung terus menerus dan berulang-ulang (Modul Operasi, 2016).



Gambar 2.2. Siklus fluida kerja sederhana PLTU (Modul Operasi PLTU Level 3)

Siklus kerja PLTU yang merupakan siklus tertutup dapat digambarkan dengan diagram $T - s$ (Temperatur – entropi). Siklus ini adalah penerapan siklus *rankine* ideal. Adapun urutan langkahnya adalah sebagai berikut :



Gambar 2.3. Siklus Rankine (Modul Operasi PLTU Level 3)

- a - b : Air dipompa dari tekanan P_2 menjadi P_1 . Langkah ini adalah langkah kompresi *isentropis*, dan proses ini terjadi pada pompa air pengisi.
- b - c : Air bertekanan ini dinaikkan temperaturnya hingga mencapai titik didih. Terjadi di *LP heater*, *HP heater* dan *Economiser*.
- c - d : Air berubah wujud menjadi uap jenuh. Langkah ini disebut *vapourising* (penguapan) dengan proses *isobar isothermis*, terjadi di boiler yaitu di *wall tube (riser)* dan *steam drum*.
- d - e : Uap dipanaskan lebih lanjut hingga uap mencapai temperatur kerjanya menjadi uap panas lanjut (*superheated vapour*). Langkah ini terjadi di *superheater* boiler dengan proses *isobar*.
- e - f : Uap melakukan kerja sehingga tekanan dan temperaturnya turun. Langkah ini adalah langkah *ekspansi isentropis*, dan terjadi didalam turbin.
- f - a : Pembuangan panas laten uap sehingga berubah menjadi air kondensat. Langkah ini adalah *isobar isothermis*, dan terjadi didalam kondensor (Modul Operasi, 2016).

2.2. Boiler System

Boiler atau ketel uap adalah suatu perangkat mesin yang berfungsi untuk mengubah air menjadi uap. Proses perubahan air menjadi uap terjadi dengan memanaskan air yang berada didalam pipa-pipa dengan memanfaatkan panas dari hasil pembakaran bahan bakar. Pembakaran dilakukan secara kontinyu didalam ruang bakar dengan mengalirkan bahan bakar dan udara dari luar (Modul Operasi, 2016).

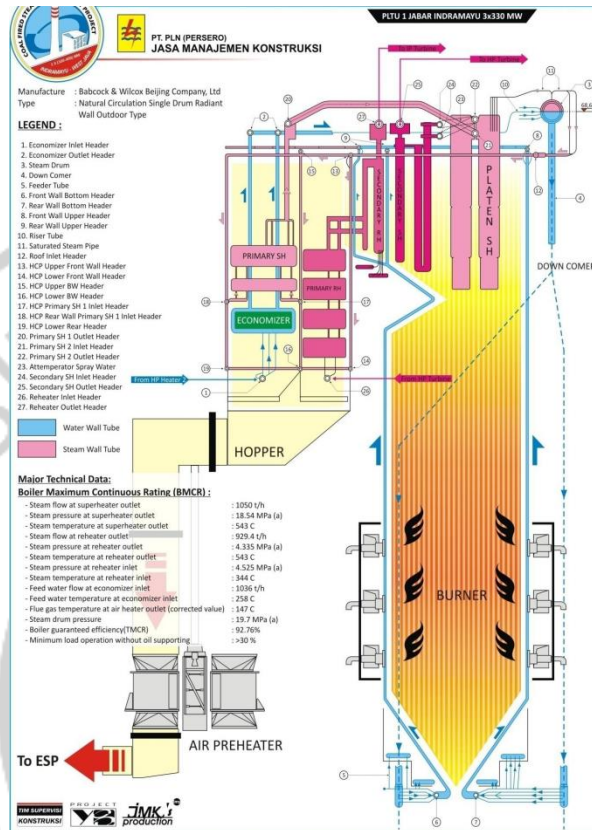
Uap yang dihasilkan *boiler* adalah uap superheat dengan tekanan dan temperatur yang tinggi. Jumlah produksi uap tergantung pada luas permukaan pemindah panas, laju aliran, dan panas pembakaran yang diberikan. *Boiler* yang konstruksinya terdiri dari pipa-pipa berisi air disebut dengan *water tube boiler* (boiler pipa air). Pada unit pembangkit, *boiler* juga biasa disebut dengan *steam generator* (pembangkit uap) mengingat arti kata *boiler* hanya pendidih, sementara pada kenyataannya dari *boiler* dihasilkan uap superheat bertekanan tinggi (Modul Operasi, 2016).

Ditinjau dari bahan bakar yang digunakan, maka PLTU dapat dibedakan menjadi :

- a. PLTU Batubara
- b. PLTU Minyak
- c. PLTU gas
- d. PLTU nuklir atau PLTN

Jenis PLTU batu bara masih dapat dibedakan berdasarkan proses pembakarannya, yaitu PLTU dengan pembakaran batu bara bubuk (*Pulverized Coal / PC Boiler*) dan PLTU dengan pembakaran batu bara curah (*Circulating Fluidized Bed / CFB Boiler*).

Perbedaan antara PLTU Batu bara dengan PLTU minyak atau gas adalah pada peralatan dan sistem penanganan dan pembakaran bahan bakar serta penanganan limbah abunya. PLTU batubara mempunyai peralatan bantu yang lebih banyak dan lebih kompleks dibanding PLTU minyak atau gas. PLTU gas merupakan PLTU yang paling sederhana peralatan bantunya (Modul Operasi, 2016).

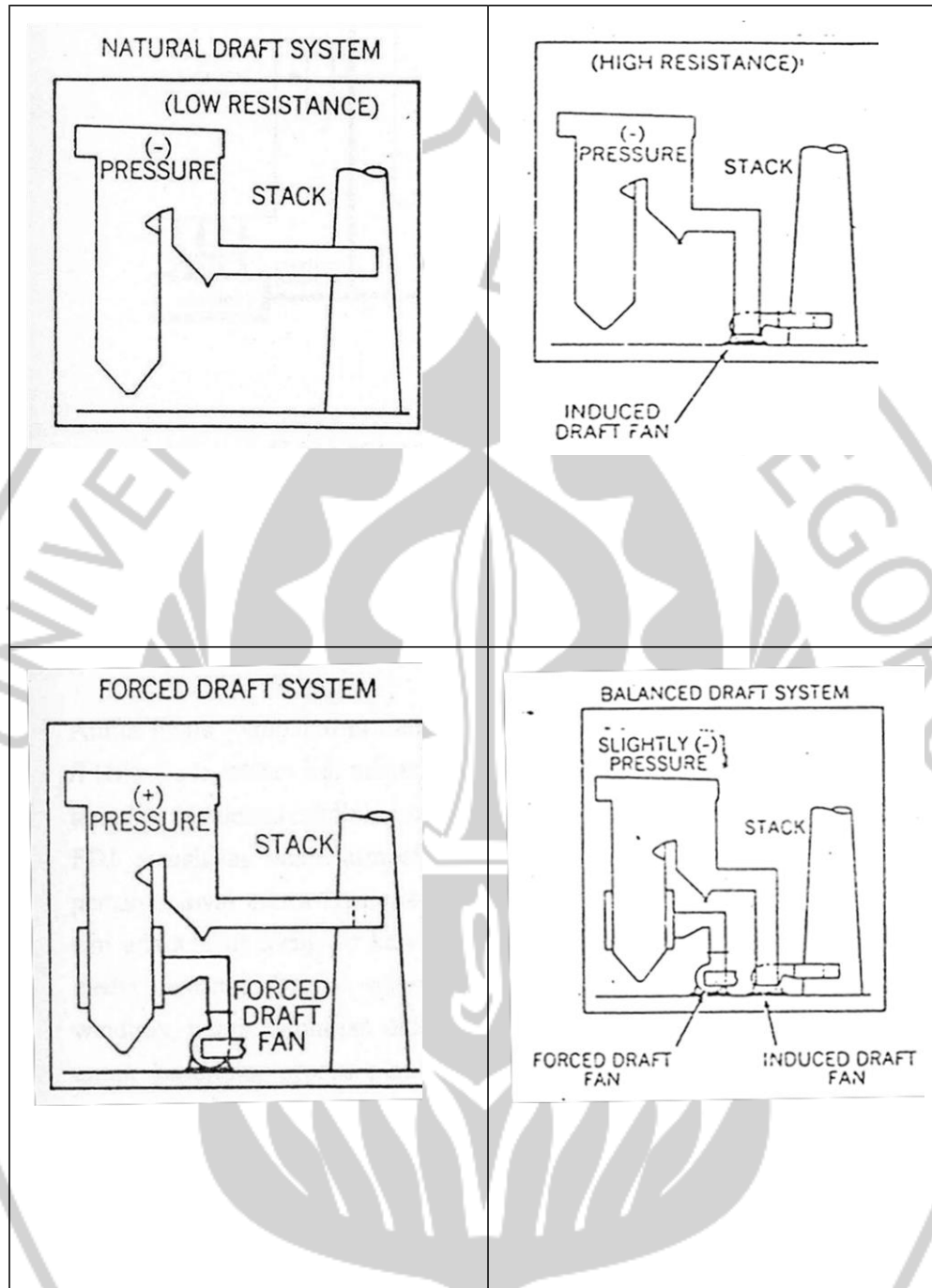


Gambar 2.4. Boiler PLTU Indramayu (Modul Operasi PLTU Level 3)

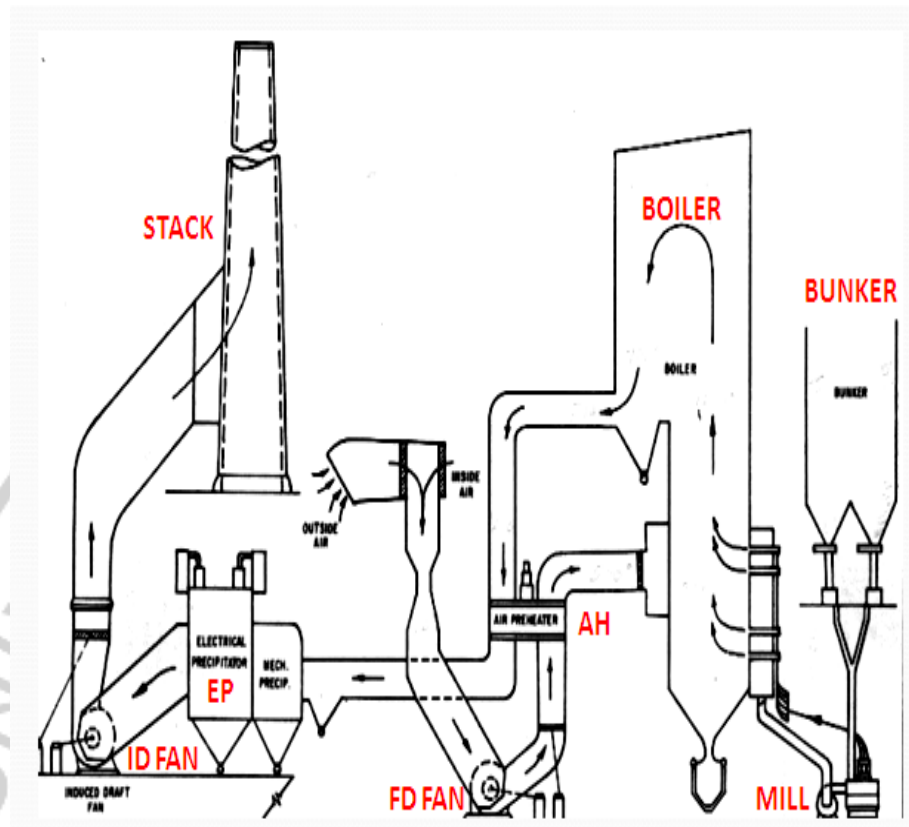
Ditinjau dari tekanan ruang bakar boilernya, PLTU dapat dibedakan menjadi:

- PLTU dengan *Pressurised Boiler*
- PLTU dengan *Balanced Draft Boiler*
- PLTU dengan *Vacuum Boiler*

Sistem pengaturan tekanan ruang bakar (*furnace pressure*) biasa disebut *draft* atau tekanan statik didalam ruang bakar dimana proses pembakaran bahan bakar berlangsung. PLTU dengan *pressurised boiler* (tekanan ruang bakar positif) digunakan untuk pembakaran bahan bakar minyak atau gas. Tekanan ruang bakar yang positif diakibatkan oleh hembusan udara dari kipas tekan paksa (*Forced Draft Fan, FDF*). Gas buang keluar dari ruang bakar ke atmosfer karena perbedaan tekanan (Modul Operasi, 2016).



Gambar 2.5. Jenis-jenis Tekanan (*Draft*) Boiler (Modul Operasi PLTU Level 3)



Gambar 2.6. Skema *Balanced Draft Boiler* (Modul Operasi PLTU Level 3)

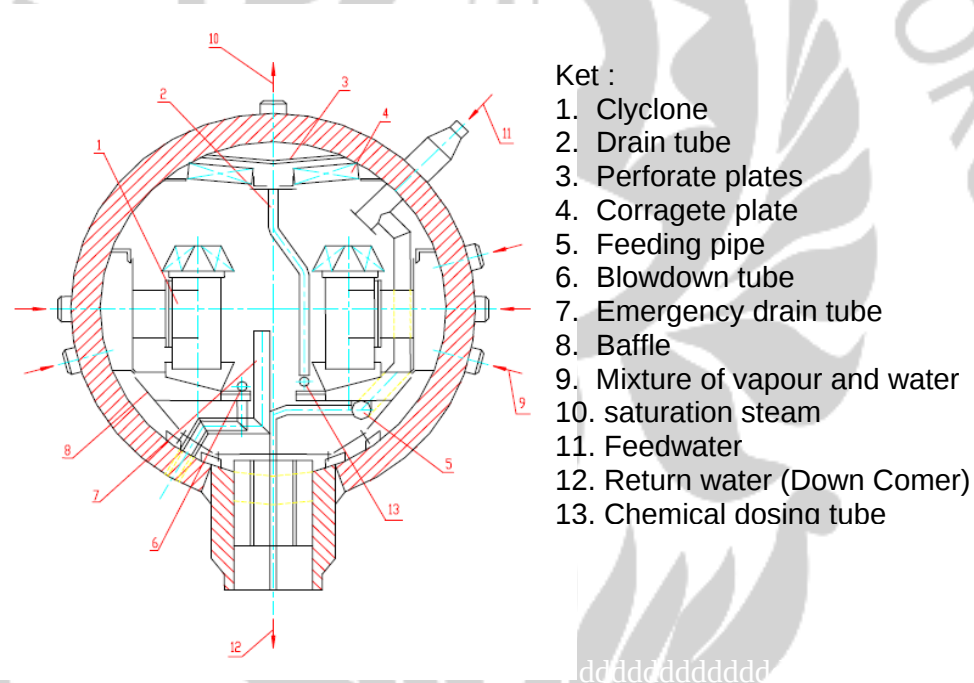
PLTU dengan *Balanced Draft Boiler* (tekanan berimbang) biasa digunakan untuk pembakaran bahan bakar batubara. Tekanan ruang bakar dibuat sedikit dibawah tekanan atmosfer, biasanya sekitar $-10 \text{ mmH}_2\text{O}$. Tekanan ini dihasilkan dari pengaturan dua buah kipas, yaitu kipas hisap paksa (*Induced Draft Fan*, IDF) dan kipas tekan paksa (*Forced Draft Fan*, FDF). FDF berfungsi untuk menyuplai udara pembakaran menuju ruang bakar (*furnace*) di boiler, sedangkan IDF berfungsi untuk menghisap gas dari ruang bakar dan membuang ke atmosfer melalui cerobong. Sedangkan PLTU dengan *vacum boiler* tidak dikembangkan lagi, sehingga saat ini tidak ada lagi yang menerapkan PLTU dengan boiler bertekanan negatif (Modul Operasi, 2016).

Bagian utama pada boiler :

1. *Steam drum*
2. *Economizer*
3. *Cold/primary superheater*
4. *Divisi panel superheater*

5. *Platen/final superheater*
6. *Medium reheater*
7. *Final reheater*
8. *Down comer*
9. *Wall tube/riser tube*
1. *Steam drum*

berfungsi : untuk menampung dan mengontrol kebutuhan air di *boiler*. Fungsi lain yang tidak kalah pentingnya adalah memisahkan uap dan air. Untuk mengontrol kebutuhan air *boiler*, maka level air di drum harus dijaga konstan pada level normalnya. Level ini dapat dilihat di kontrol room maupun di lokal. Kualitas air di boiler juga harus dipantau dengan mengambil sampelnya dari air di drum.



Gambar 2.7. Bagian- bagian steam drum (Modul Operasi PLTU Level 3)

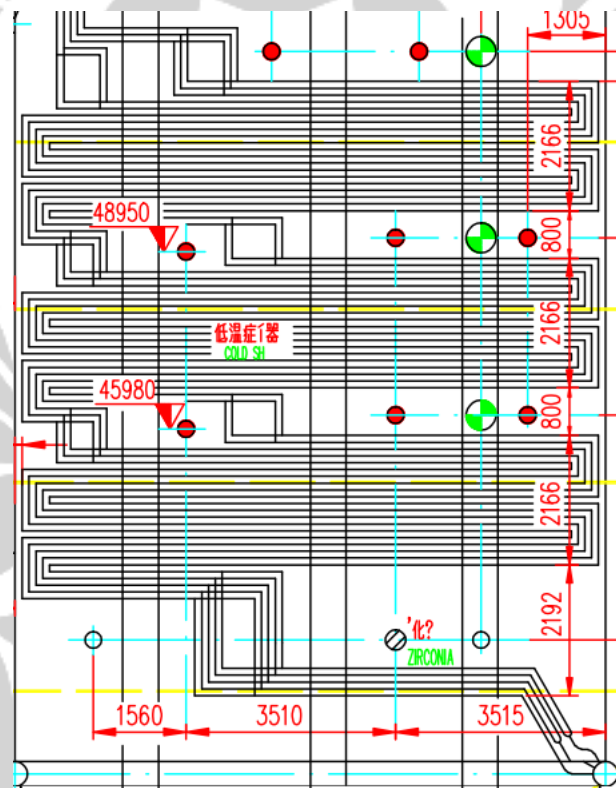
2. *Economizer*

Economizer berfungsi sebagai pemanas awal air pengisi *boiler* di mana pemanasnya memanfaatkan gas bekas dari pembakaran *boiler* (disini terjadi rambatan secara konveksi), kemudian air tersebut di alirkan ke *boiler drum*. Pengaman pada *economizer* agar tidak terjadi *over heating* pada saat *start up* atau terjadi *boiler trip* di

pasang *line eco resirculation* (saat start up air pengisi *boiler* belum kontinyu).

3. Cold/Primary Superheater Tube

Primary superheater adalah untuk memanaskan uap yang dihasilkan oleh *boiler* dari *steam drum* menjadi uap *superheated*. Ini dilakukan dengan melewati gas panas/flue gas yang dihasilkan oleh pembakaran bahan bakar. Proses *superheating* meningkatkan energi termal uap dan meningkatkan efisiensi konversi energi dari bahan bakar menjadi energi listrik. Uap hasil dari *primary superheater* ini akan masuk menuju ke *divisi panel superheater*



Gambar 2.8. cold/primary superheat PLTU Banten 2 Labuan (Drawing OEM)

4. Divisi Panel Superheater Tube

Divisi panel superheater berfungsi memanaskan uap yang keluar dari *primary superheater*

5. Platen/Final Superheater Tube

Berfungsi sebagai pemanas uap lanjut dari keluaran *divisi panel tube* menjadi uap

kering yang temperaturnya mencapai 540 °C dan tekananya 16.9 Mpa, *steam* tersebut di namai *main steam*. Selanjutnya *steam* tersebut masuk untuk memutar *HP turbine*.

6. *Medium Reheater Tube*

Berfungsi memanaskan uap setelah di pakai memutar *HP turbine*. Uap yang keluar dari *HP turbine/cold reheat steam*, tekanan maupun temperaturnya akan turun sehingga perlu untuk di panaskan kembali agar kualitas uap tetap terjaga kekeringanya

7. *Final Reheater Tube*

Berfungsi memanaskan lanjut uap bekas memutar *HP turbine* yang di panaskan pada *medium reheater* kemudian di panaskan lanjut kembali pada *final reheater* kemudian di pakai untuk memutar *LP turbine*, uap tersebut di sebut juga *Hot reheat steam* (temperature nya 540 °C).

8. *Down Comer*

Berfungsi untuk mensirkulasikan air dari *steam drum* ke *wall tube* untuk di panaskan di ruang bakar/*furnace*.

9. *Wall Tube/Riser Tube*

Berfungsi memanaskan air dari drum agar terjadi penguapan (Modul Operasi, 2016).

2.3. *Co-Firing Biomassa*

Co-firing biomassa adalah metode yang menggunakan rasio tertentu antara batubara dan bahan bakar biomassa. Teknologi *Co-Firing biomassa* pada *Coal-Fired Power Plants* (CFPP) telah banyak diterapkan di berbagai negara dan saat ini diakui sebagai teknologi penting untuk membantu membatasi penggunaan bahan bakar fosil, terutama karena hal ini relatif mudah untuk diterapkan (Umar, dkk., 2017) dapat dikerjakan dengan cepat, dan memerlukan sedikit modal investasi (Basu, dkk., 2011), (De, and Assadi, 2009).

Pemakaian teknologi *co-firing biomassa* dengan batu bara di sektor produksi listrik merupakan tindakan yang ekonomis dan ramah lingkungan dan merupakan suatu alternatif yang menarik. *co-firing* dinilai hemat biaya karena tidak memerlukan dana investasi yang besar karena menggunakan infrastruktur CFPP yang ada dan telah terpasang di unit pembangkit (Roni, dkk., 2017). Menurut pemodelan *Life Cycle Assessment* (LCA), *co-firing* dengan kombinasi 10% pelet

kayu dan batu bara dapat menghasilkan pengurangan emisi GRK sebesar 9% (Morrison, and Golden, 2017).

Teknologi dan efisiensi *co-firing* terus dikembangkan untuk mengurangi pemakaian batubara sebagai bahan bakar utama pembangkit listrik tenaga uap. Jenis biomassa dan komposisi campuran yang digunakan dapat berdampak pada kinerja/efisiensi *boiler*. Kondisi pra-pencampuran biomassa dan batubara merupakan faktor penentu yang penting dalam penggunaan teknologi *co-firing* (Sidiq, 2022). Biomassa dengan kadar air tinggi, nilai kalor rendah, dan kemampuan penggilingan yang buruk juga harus di pertimbangkan (Nudria, dkk., 2021). Oleh karena itu, optimalisasi kualitas biomassa sangat penting untuk mencapai kesinambungan kinerja pembakaran.

Pemanfaatan biomassa, khususnya dari limbah pertanian, merupakan pilihan lain karena dapat menjadi solusi-solusi lingkungan, terutama mengingat banyaknya bahanseperti serbuk gergaji, kulit kayu, serpihan kayu, limbah kayu perkotaan, jerami padi, sekam padi, dan tanaman herba lainnya merupakan contoh biomassa yang dapat dimanfaatkan dalam *co-firing*.

Teknologi *co-firing* terbagi menjadi tiga jenis teknologi yaitu *co-firing* langsung, *co-firing* paralel, dan *co-firing* tidak langsung (Madanayake, dkk., 2017), (Xu, dkk., 2020).

a. *Co-firing* secara langsung

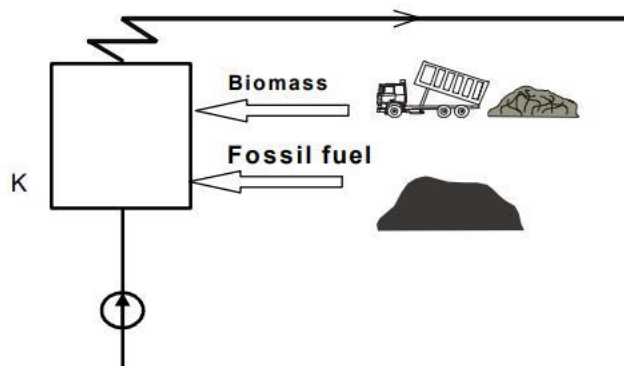
Dalam teknik ini, biomassa digunakan sebagai bahan bakar sekunder bersama dengan batu bara sebagai bahan bakar utama boiler. Ada empat opsi yang dapat digunakan dalam *direct co-firing*.

Opsi pertama melibatkan penggabungan biomassa dengan batubara dan memasukkannya ke dalam ruang pembakaran batubara yang ada. Alternatif pertama tersebut adalah yang paling mudah, dengan biaya investasi yang murah, namun mempunyai risiko yang cukup besar terhadap pengoperasian boiler. Alkali atau senyawa korosif lainnya dalam biomassa mungkin terbentuk di permukaan *boiler*, membatasi output dan durasi operasional. Selanjutnya perbedaan batubara dan biomassa dapat mempengaruhi kualitas pembakaran batubara. Pilihan alternatif pertama ini memiliki keterbatasan pada jenis biomassa yang digunakan serta rasio pembakaran *co-firing* biomassa dan batubara relatif lebih rendah (Basu, dkk., 2011).

Opsi kedua, dilakukan penanganan awal seperti penanganan dan penghancuran biomassa dan batubara dilakukan secara terpisah sebelum dimasukkan ke dalam ruang bakar batubara yang ada. Alternatif ini memerlukan modifikasi, termasuk memasang peralatan baru di sekitar ruang bakar.

Alternatif ketiga adalah membangun instalasi pengolahan biomassa berbahan bakar batu bara terpisah, lengkap dengan peralatan pembakaran. Opsi ini memperluas bahan biomassa yang dapat dimasukkan ke dalam boiler namun menggunakan biaya yang lebih besar (Basu, dkk., 2011).

Alternatif keempat adalah menggunakan biomassa yang dibakar untuk mengendalikan konsentrasi NO_x. Metode ini juga memerlukan sistem penanganan dan penghancuran yang terpisah, sehingga memerlukan biaya investasi yang lebih besar dibandingkan solusi lain, namun risiko operasional terhadap *boiler* rendah.

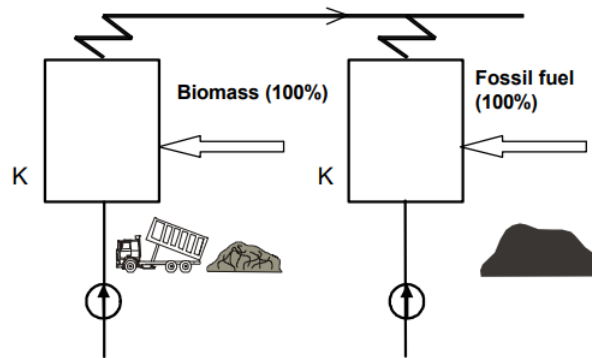


Gambar 2.9. Co-firing secara langsung (Triani, dkk., 2022)

b. *Co-firing Parallel*

Biomassa dibakar dalam *boiler* yang berbeda dengan batubara pada metode ini. Biomassa dan batubara ditempatkan pada penyimpanan secara terpisah dalam pengaturan pembakaran bersama secara paralel. Karena batubara dan biomassa ditempatkan dan diolah secara terpisah, tipe boiler terbaik yang dapat digunakan secara maksimal pada co-firing paralel ini adalah tipe CFB untuk biomassa dan tipe PC untuk batubara. Investasi yang diperlukan untuk instalasi co-firing paralel lebih besar daripada yang diperlukan untuk co-firing langsung, namun kemampuan untuk

mengoptimalkan proses pembakaran, penggunaan bahan bakar dengan kandungan alkali dan klorin yang tinggi, dan pemisahan abu merupakan potensi keuntungan dari instalasi co-firing paralel ini (Triani, dkk., 2022).

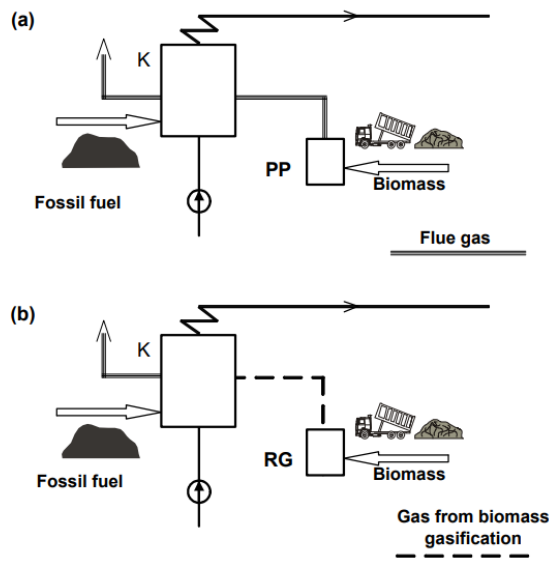


Gambar 2.10. Co-firing Paralel (Triani, M., dkk., 2022)

c. Co-firing tidak Langsung

Biomassa yang akan dipakai akan melalui proses terlebih dahulu baik berupa gasifikasi atau dibakar secara terpisah dalam konfigurasi ini, hasil dari proses tersebut yang nantinya akan diinjeksikan dan dibakar dalam *boiler* batubara (Triani, M., dkk., 2022).

Desain *co-firing* tidak langsung lebih mahal karena memerlukan unit tambahan, terutama gasifikasi ataupun *pre-furnace*, namun memungkinkan penggunaan jenis biomassa yang lebih banyak dan meningkatkan rasio perubahan dari biomassa ke energi. Karena biomassa tidak langsung masuk ke ruang pembakaran batubara, teknologi *co-firing* tidak langsung dapat mengurangi *slagging* dan memungkinkan pengumpulan residu secara terpisah (Basu, dkk., 2011). *Co-firing* tidak langsung dengan pra-gasifikasi saat ini digunakan di beberapa pabrik percontohan, termasuk di Austria (Zeltweg), Finlandia (Lahti), dan Belanda (Geertruidenberg) (Tillman, 2000).



Gambar 2.11. *Co-firing* tidak langsung (a) *pre-furnace* (b) gasifikasi

(Triani, dkk., 2022)

Co-firing langsung (*direct co-firing*) saat ini merupakan metode yang paling populer untuk pembakaran bersama biomassa dan batubara di Eropa, karena biaya investasi yang relatif rendah untuk mengubah PLTU yang ada menjadi PLTU (Griffin, 2014). Untuk itu, *direct co-firing* dipilih sebagai alternatif utama penerapan *co-firing* biomassa di PLN.

2.4. Laju Penipisan dan *Remain Life* Pipa Boiler

Erosi adalah hilangnya sejumlah bagian material akibat adanya partikel padat yang menimpanya. Erosi dapat dijumpai di beberapa komponen industri salah satunya adalah *boiler*. Kegagalan *tube boiler* akibat erosi mencapai sepertiga dari total kegagalan yang terjadi pada *tube boiler*. Studi tentang erosi menunjukkan bahwa tingkat pengurangan rata-rata ketebalan tube pada boiler berbahan bakar batubara berkisar antara $2.0 \times 10^{-5} \mu\text{m/s}$ sampai $15 \times 10^{-5} \mu\text{m/s}$. Bahkan pada tingkat laju erosi tertinggi, *tube boiler* akan pecah setelah waktu operasi mencapai 16.000 jam. Namun erosi yang terjadi ini kebanyakan terjadi disisi luar dari *tube*. Jarang ditemui penipisan akibat erosi pada sisi dalam dari *tube* (I'jazurrohman, 2020). Beberapa jenis mekanisme erosi yang sering ditemui di *boiler* adalah sebagai berikut:

a. *Fly Ash Erosion*

Fly ash erosion disebabkan oleh sejumlah partikel yang terperangkap di dalam *flue gas* dengan kecepatan tinggi dan menghantam permukaan logam. Faktor terpenting yang mempercepat erosi ini yaitu jumlah dan juga kecepatan partikel abrasif yang terdapat di *flue gas*. Hal ini dapat mempercepat penipisan *tube* dikarenakan meningkatkan jumlah energi kinetik per impak dan juga jumlah impak per satuan waktu pada suatu daerah tertentu. Kandungan unsur tertentu pada partikel abrasif juga dapat meningkatkan laju erosi. Unsur silikon (Si) dan juga aluminium (Al) lebih bersifat erosif karena memiliki kekerasan yang tinggi dan energi kinetik partikel yang besar.

Erosi ini sering ditemui pada jenis *boiler overfeed stokers* dikarenakan jenis *boiler* ini memungkinkan partikel abrasif memasuki aliran gas panas (*flue gas*) dalam jumlah besar. *Fly ash erosion* banyak terjadi pada area yang mempunyai suhu *flue gas* rendah seperti pada *primary superheater* atau *economizer*. Hal tersebut dikarenakan partikel abrasif akan menjadi lebih keras pada saat suhu rendah. *Fly ash erosion* dalam waktu yang cukup lama akan membuat permukaan *tube* terpolos halus atau bahkan dapat menimbulkan alur (*grooves*). Pada kondisi ekstrem, erosi ini menyebabkan penipisan yang signifikan hingga akhirnya pecah.

b. *Coal Particle Erosion*

Secara umum erosi ini mirip dengan *fly ash erosion*. Hanya saja erosi ini sering terjadi di *tube* sepanjang atau sekitar *cyclone burner*. Erosi sering terjadi di sekitar *cyclone burner* karena partikel-partikel coal atau batubara yang tidak terbakar sempurna oleh burner akan menghantam dan menempel pada *tube*. *Tube* yang tertumbuk oleh partikel-partikel tersebut akan membuat aus dan memperlihatkan permukaan *tube* yang tak terlindungi. Partikel batubara menumbuk dengan kecepatan hingga 9 m/s. Penampakan logam yang tererosi mirip dengan penampakan logam akibat *fly ash erosion* (I'jazurrohman, 2020).

Laju korosi pada mekanisme kerusakan penipisan ditentukan oleh perbedaan antara dua pembacaan ketebalan dibagi dengan selang waktu antar pembacaan. Penentuan laju korosi dapat mencakup data ketebalan yang dikumpulkan di lebih dari dua waktu yang berbeda. Penggunaan

laju korosi jangka pendek dan jangka panjang yang sesuai harus ditentukan oleh inspektur. Laju korosi jangka pendek biasanya ditentukan oleh dua pembacaan ketebalan terbaru, sedangkan laju korosi jangka panjang ditentukan oleh dua pembacaan ketebalan terkini pembacaan terbaru dan pembacaan yang diambil pada awal masa pakai peralatan. Adanya perbedaan laju korosi yang terjadi dapat membantu dalam melakukan identifikasi pada mekanisme korosi tersebut dalam jangka yang panjang (API 510, 2006).

Korosi jangka panjang dapat dihitung dari rumus berikut (API 510, 2006):

$$\text{Corrosion Rate (CR)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between } t_{\text{initial}} \text{ and } t_{\text{actual}}} \quad (1)$$

Korosi jangka pendek dapat dihitung menggunakan persamaan berikut ini (API 510, 2006):

$$\text{Corrosion Rate (CR)} = \frac{t_{\text{previous}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between } t_{\text{previous}} \text{ and } t_{\text{actual}}} \quad (2)$$

dimana :

t_{initial} : tebal awal pada lokasi yang sama t_{actual}

t_{actual} : tebal aktual pada pengukuran terakhir

t_{previous} : tebal pada pengukuran yang dilakukan sebelumnya pada lokasi yang sama t_{actual}

Perhitungan sisa umur pada tube boiler dapat menggunakan persamaan berikut ini (API 510, 2006):

$$\text{Remaining Life (RL)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{required}}}{\text{corrosion rate}} \quad (3)$$

dimana :

t_{required} = tebal target sebagai acuan penggantian tube

2.5. Kinerja Pembangkit PLTU

2.5.1. Nett Plant Heat Rate (NPHR)

Heat rate merupakan jumlah panas yang dibutuhkan untuk membangkitkan sejumlah energi listrik (KWh). Semakin kecil nilai heat rate semakin baik pula kinerja dari suatu mesin, karena semakin sedikit panas yang dibutuhkan untuk memproduksi energi dimana hal tersebut akan berimbas pada penggunaan bahan bakar yang ikut menurun.

Laju panas dari sebuah pembangkit listrik tenaga uap adalah ukuran seberapa efisien pembangkit tersebut mengubah energi termal (panas) menjadi energi listrik. Biasanya dinyatakan dalam jumlah energi yang diperlukan, biasanya dalam *British Thermal Units* (BTU), untuk menghasilkan satu kilowatt-jam (kWh) listrik. Semakin rendah laju panas, semakin efisien pembangkit listrik tersebut.

Secara matematis, laju panas (HR) dapat dihitung menggunakan rumus berikut (Syahputera, dkk., 2019):

$$\text{Laju Panas} = \frac{\text{Total energi input}}{\text{Total energi output}} \quad (4)$$

atau dapat digunakan persamaan berikut ini:

$$\text{Gross plant heat rate (GPHR)} = \frac{B \times \text{HHV}}{\text{GGO}} \quad (5)$$

$$\text{Nett plant heat rate (NPHR)} = \frac{B \times \text{HHV}}{\text{NettGO}} \quad (6)$$

dimana :

B : Jumlah pemakaian bahan baker (Batubara) per jam (T/H)

HHV : Nilai kalori bahan bakar (Batubara) per kg (Kcal/Kg)

GGO : *Gross Generator Output* per jam (MWh)

Net GGO : *Gross Generator Output* – UAT

UAT : Listrik pemakaian sendiri

Di sini, total energi input mencakup energi panas dari bahan bakar (seperti batu bara, gas alam, atau minyak) dan input tambahan lainnya, sedangkan energi output adalah total energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit listrik. Satuan untuk laju panas biasanya dinyatakan sebagai BTU per kilowatt-jam (BTU/kWh) di Amerika Serikat atau kilo kalori per kilowatt-jam (Kcal/kWh) di beberapa wilayah lain.

Laju panas yang lebih rendah menunjukkan pembangkit listrik yang lebih efisien karena berarti lebih sedikit bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan satu unit listrik. Peningkatan laju panas adalah tujuan utama dalam desain dan operasi pembangkit listrik untuk meningkatkan efisiensi secara keseluruhan dan mengurangi dampak lingkungan. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju panas termasuk jenis teknologi pembangkit listrik, desain peralatan, praktik pemeliharaan, dan kualitas bahan bakar yang digunakan.

2.5.2. *Specific Fuel Consumption (SFC)*

Specific Fuel Consumption (SFC) adalah parameter yang digunakan untuk mengukur seberapa efisien suatu mesin pembakaran dalam menggunakan bahan bakar untuk menghasilkan daya. SFC diukur sebagai jumlah bahan bakar yang dikonsumsi per unit daya yang dihasilkan. Ini memberikan gambaran tentang seberapa efisien suatu mesin dalam mengonversi bahan bakar menjadi energi yang bermanfaat. *Specific fuel consumption* adalah banyaknya bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan sejumlah energi (KWh), semakin rendah nilai SFC maka semakin baik pula kinerja dari suatu mesin, karena dapat menghasilkan energi yang tinggi dengan bahan bakar yang rendah.

Berdasarkan standar perusahaan listrik negara (SPLN) No. 80 tahun 1989 *Specific Fuel Consumption* didapat dengan menggunakan persamaan:

$$\text{SFC Gross} = \frac{Q_f}{\text{kWh gross}} \quad (7)$$

$$\text{SFC Nett} = \frac{Q_f}{\text{kWh netto}} \quad (8)$$

dimana :

KWh(gross) : jumlah KWh yang dihasilkan generator (KWh)

KWh(netto) : jumlah KWh (*gross*) dikurangi KWh *auxiliary* sistem

Q_f : jumlah bahan bakar yang digunakan (kg)

Biaya bahan bakar merupakan hal terpenting dalam menentukan biaya produksi listrik karena 80%-88% biaya produksi listrik tersebut dihasilkan dari biaya bahan bakar, sehingga semakin besar biaya produksi listrik per KWh maka semakin besar pula biaya produksi listrik (Syahputera, dkk., 2019).

Secara umum kurva konsumsi spesifik bahan bakar semakin menurun dengan bertambahnya beban. Pada saat beban nol, nilai konsumsi spesifik bahan bakar mendekati tak terhingga karena bahan bakar yang dikonsumsi hanya untuk melayani beban nol, sedangkan daya keluaran kWh adalah nol. Pada beban rendah, konsumsi spesifik bahan bakar lebih tinggi dari pada beban tinggi. Hal ini terjadi karena pada beban rendah komposisi udara dan bahan bakar tidak sebaik pada beban tinggi sehingga efisiensi pembakarannya juga tidak sebaik pada beban tinggi.

SFC yang mengalami penurunan karena adanya kenaikan kalor, tetapi tidak dengan biaya produksi listrik yang memiliki nilai optimum. Hal ini disebabkan karena SFC dengan harga bahan batubara mencapai pada keadaan yang ideal, karena walaupun SFC menurun seiring naiknya nilai kalori yang dipakai tetapi harga batubara pun akan semakin mahal pada kalori yang lebih tinggi. Biaya produksi listrik terbaik berada pada pemakaian batubara dengan nilai kalor rendah, hal ini menunjukkan bahwa penurunan SFC seiring naiknya nilai kalori batubara tidak sebanding dengan kenaikan harga batubara dengan kalori yang lebih tinggi (Syahputera, dkk., 2019).

