

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 1.1 Prinsip Pembangkit Listrik Tenaga Uap.

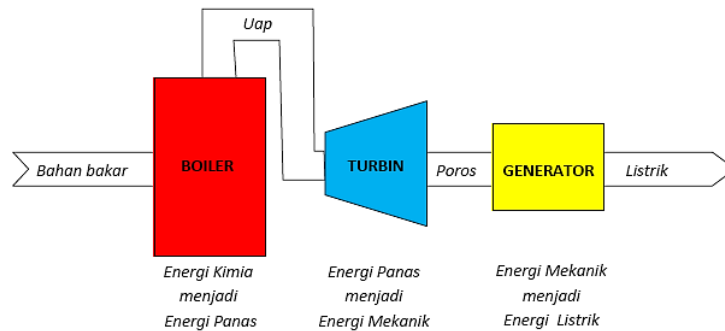
Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) menggunakan *boiler* untuk mengubah air menjadi uap pada tekanan dan suhu tinggi, uap ini digunakan untuk mendorong sudu-sudu turbin, sehingga akan memutar rotor turbin yang dihubungkan ke generator. Fungsi dari generator sendiri adalah untuk mengubah energi mekanik (rotasi) menjadi energi listrik, yang kemudian didistribusikan ke gardu induk PLN melalui transformator untuk disalurkan ke konsumen. PLTU Paiton menggunakan batubara sebagai bahan bakar utama dalam proses pembakaran dalam *boiler*, untuk proses penyalan awal *boiler* atau proses *start up*, api dinyalakan dahulu dengan menggunakan bahan bakar solar, kemudian dilanjutkan menggunakan bahan bakar batubara.

##### 2.1.1 Siklus Kerja Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap.

Pada dasarnya siklus yang terjadi pada PLTU adalah siklus *Rankine*, dimana energi kimia pada bahan bakar diubah menjadi energi listrik.

Proses konversi energi berlangsung dalam tiga tahap (PUSDIKLAT PLN, 2006).

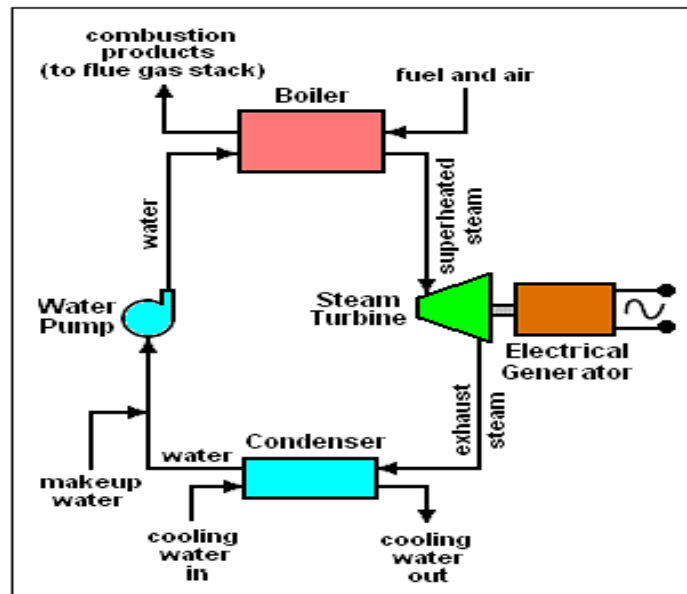
1. Energi kimia yang terkandung bahan bakar diubah menjadi energi panas dalam bentuk uap air pada tekanan dan suhu tinggi di dalam pipa boiler.
2. Energi dalam uap bertekanan diubah menjadi energi mekanik berupa putaran oleh turbin uap
3. Energi mekanik putaran diubah menjadi energi listrik oleh generator.



Gambar 2. 1 Proses konversi energi pada PLTU ( (ABB CE Systems Contracts , 1998))

Didalam prosesnya siklus air dan uap terjadi dalam siklus tertutup atau *closed loop*, yang artinya menggunakan fluida yang sama secara berulang. Urutan siklusnya secara singkat sebagai berikut (PUSDIKLAT PLN, 2006).

1. Air dimasukkan ke dalam *boiler* sampai mengisi seluruh luas permukaan perpindahan panas pada pipa *boiler*, kemudian dipanaskan dengan gas panas hasil proses pembakaran campuran bahan bakar dan udara pada *furnace*, menjadi uap panas.
2. Uap panas yang dihasilkan dalam *boiler* pada tekanan dan temperatur tertentu digunakan untuk memutar turbin sehingga menghasilkan energi mekanik berupa putaran poros turbin.
3. Uap yang telah digunakan untuk memutar sudu-sudu turbin dialirkan ke kondenser untuk proses pendinginan, sehingga uap air kembali menjadi air kondensat.
4. Air kondensat tersebut di alirkan menuju pipa *boiler* dan dipanaskan kembali menjadi uap panas, siklus tersebut berulang terus menerus.



Gambar 2. 2 Siklus operasional PLTU (PUSDIKLAT PLN, 2006)

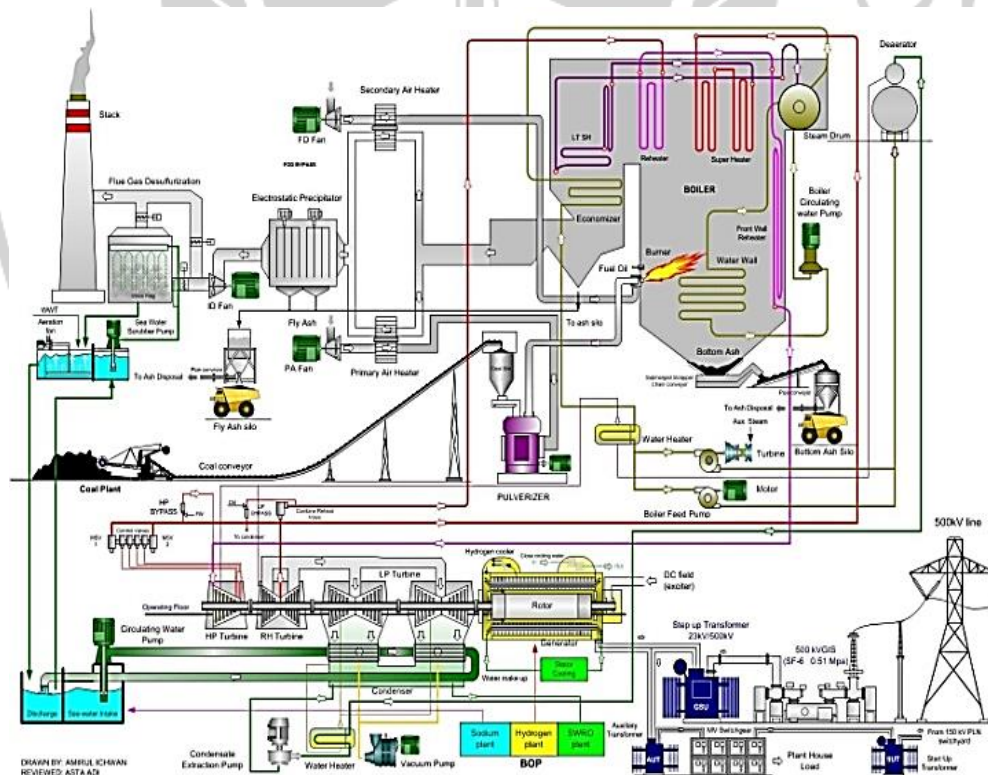
### 2.1.2 Siklus pada PLTU XY

Siklus kerja pada PLTU XY, dapat di gambarkan secara general seperti pada gambar 2.3 dibawah ini. Air untuk operasional *boiler* memakai air laut yang sudah diolah menjadi 3 macam kualitas air, pertama *service water* adalah air yang digunakan untuk keperluan pembersihan lingkungan pabrik, kedua adalah *potabel water* digunakan untuk kebutuhan sehari hari karyawan, yang ketiga adalah *demineralizing water*, air ini yang diubah menjadi uap didalam *boiler*, untuk memutar turbin.

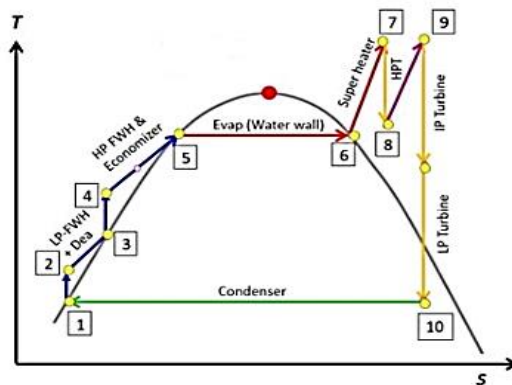
Silus tertutup uap dalam *boiler*, air tanpa mineral dimasukkan kedalam kondenser, kemudian di alirkan oleh pompa kondensat untuk di lewatkan ke dalam pemanas tekanan rendah, dan menu *deaerator*, kemudian untuk menambah tekanan, air tersebut di pompa kembali oleh pompa *feedwater*, menuju pemanas tekanan tinggi, yang dilanjutkan ke *economizer*, *steam drum*, *Low temperatur superheater (LTSH)*, *superheater devisisn panel (SHDP)*, *superheater platern*, untuk dilanjutkan menuju *high pressure turbine*, dipanaskan kembali ke *reheater*, kemudian di kembalikan untuk memutar *reheater turbine* dan *low pressure turbine*, kemudian didinginkan kembali menjadi air di kondenser, dan diputar kembali,

dengan siklus berulang. Pendinginan uap air pada kondenser menggunakan air laut yang di alirkan melewati kondenser, kemudian di buang kembali ke saluran buang air laut.

Batubara dari penyimpanan sementara di kirim ke *boiler* silo dengan menggunakan konveyor, dan laju penghalusan batubara dalam *pulverizer* diatur oleh *coal feeder*. Batubara yang sudah dihaluskan, dikirim ke *boiler* dengan menggunakan udara bertekanan, yang dihasilkan oleh *primary air fan* (PA FAN). Batubara yang telah terbakar abu yang menempel pada pipa *boiler* dan ukuran berat, akan jatuh ke unit peralatan *submergesible chain conveyor* (SCC), yang akan membuang ke tempat pembuangan abu batubara. Abu batubara yang ringan terbawa gas buang menuju arah cerobong, tetapi sebelum dibuang ke lingkungan gas abu batubara tersebut ditangkap oleh unit penangkap debu yaitu (ESP) *electrostatic precipitator*, dan dikirimkan ke tempat pembuangan batubara. Hasil kandungan gas buang seperti  $SO_2$  diturunkan oleh unit peralatan *Flue Gas Desulfuration* (FGD).



Gambar 2. 3 Diagram proses pada PLTU Paiton (Sampurno, 2010)



Gambar 2. 4 Siklus Rankine PLTU Paiton (Sampurno, 2010)

Siklus tertutup pada proses PLTU Paiton digambarkan melalui diagram  $T - s$  (*Temperature – entropy*). Dikenal sebagai penerapan siklus *rankine* ideal (Sampurno, 2010).

Berikut ini adalah penjelasan terkait siklus diatas:

- Proses 1-2: Menaikkan tekanan air dengan *Condensate extraction pump (CEP)*.
- Proses 2-3: Pemanasan air menggunakan *low pressure heater*.
- Proses 3-4: Menaikkan tekanan air dengan *boiler feed pump (BFP)*.
- Proses 4-5: Peningkatan temperature air pada *high pressure heater* dan *economizer*.
- Proses 5-6: Proses *evaporation* pada *water wall*.
- Proses 6-7: Proses pemanasan lanjut pada *super heater*.
- Proses 7-8: Proses pelepasan energi pada *high pressure turbine*.
- Proses 8-9: Pemanasan ulang uap air yang keluar dari *high pressure turbine* dengan *reheater*.
- Proses 9-10: Proses pelepasan energi ke *intermediate turbine*, dilanjutkan ekspansi pada *low pressure turbine* serta terjadi penurunan temperatur.
- Proses 10-11: Pendinginan uap di dalam kondenser untuk dijadikan air kembali.

## 1.2 Bagian-Bagian pada PLTU

Secara garis besar bagian bagian peralatan dari PLTU di bagi menjadi 2 bagian besar yaitu bagian utama (*main system*) dan bagian pendukung (*Auxiliary system*).

### 2.2.1 Bagian Utama (*Main system*)

Bagian Utama pada PLTU (PUSDIKLAT PLN, 2006)

a. *Boiler* atau tungku uap

Secara garis besar *boiler* adalah suatu tungku pembakaran yang berfungsi memanaskan air dengan panas yang dihasilkan dari proses pembakaran batubara di dalam *furnace*, diubah menjadi uap air (*steam*) didalam pipa *boiler* dan digunakan untuk memutar turbin.

b. Turbin Uap

Turbin adalah suatu peralatan utama yang berfungsi untuk mengkonversi energi dalam uap air yang bertekanan menjadi energi putaran pada poros turbin.

c. Kondenser

Kondenser adalah perlatan utama yang berfungsi mengkondensasi uap panas setelah digunakan untuk memutar turbin menjadi bentuk air kembali.

d. Generator

Generator berfungsi mengubah energi putar dimana poros generator di kopel dengan poros turbin diubah menjadi energi listrik.

### 2.2.2 Bagian Pendukung (*Auxiliary system*)

Bagian Pendukung pada PLTU sebagai berikut:

a. *Reverse Osmosis Plant (RO)*.

Merupakan suatu system unit yang berfungsi sebagai pensuplai kebutuhan air pada PLTU, Pada PLTU XY&8 menggunakan *RO plant* untuk mengubah air laut menjadi air tanpa mineral (*Demineralizing water*) dimana menggunakan membrane semi permeable sebagai system peralatannya.

b. *Hydrogen Plant.*

Unit ini menghasilkan hidrogen yang digunakan untuk mendinginkan *generator*.

c. *Chlorination Plant.*

Suatu unit yang menghasilkan senyawa *sodium hypochlorite (NaOCl)* untuk melemahkan dan mengontrol senyawa mikro organisme laut di area jalan masuk air laut (*Sea Water Intake area*).

d. *Coal Handling Plant.*

Suatu unit pada PLTU yang bertugas sebagai pengontrol kebutuhan batubara, mulai dari bongkar muat batubara dari kapal tongkang, penyimpanan batubara sampai pendistribusian ke *bunker unit (Coal Silo)* di *boiler*.

e. *Ash Handling Unit* (unit penanganan abu batubara).

Merupakan suatu unit untuk menangani abu sisa pembakaran pada *boiler*, baik abu terbang (*Fly ash*), abu jatuh (*bottom ash*), serta penyaluran sampai ke penampungan sisa abu (*Ash Disposal*) baik lewat *SSCC (Submersible Scraper Chain Conveyor)* dan *ash conveyor system*.

f. *Boiler Fuel auxiliary system*

Suatu unit penampung *Fuel oil* (solar) yang digunakan untuk pembakaran pertama pada PLTU berbahan bakar batubara.

### 2.2.3 Bagian-bagian dari *Boiler* dan *Perlatan Pendukungnya*

Beberapa bagian dalam *boiler* yang berfungsi untuk mendukung kinerja *boiler* adalah sebagai berikut:

1. *Bunker batubara (Coal Silo).*

*Coal silo* merupakan suatu bunker untuk penyimpanan batubara yang siap untuk dibakar yang dikirim dari *Coal handling plant* menggunakan konveyor, pada PLTU XY ini mempunyai 6 penampungan batubara dimana level dari bunker batubara ini selalu dijaga untuk memenuhi kebutuhan pembakaran pada *boiler*.

2. *Pulverizer*.

*Pulverizer* adalah suatu alat yang digunakan untuk menghaluskan batubara menjadi serbuk batubara dengan ukuran 200 *mesh*, yang digunakan untuk proses pembakaran pada *boiler* agar proses pembakaran menjadi lebih sempurna. Pada PLTU XY ini terdapat 6 *pulverizer* yang dalam *full load capacity* menggunakan 5 *pulverizer* dan 1 *pulverizer* sebagai unit cadangan.

3. *Burner*.

*Burner* merupakan suatu alat yang mengatur bahan bakar dan udara pada saat pembakaran di dalam *boiler*. Pada PLTU XY menggunakan batubara sebagai bahan bakar utama dan solar sebagai bahan bakar pada proses *start up* atau penyalaan awal.

4. Sistem Udara (*Fan Group System*).

*Fan group* adalah suatu sistem mesin kipas (*fan*) yang berfungsi untuk mengontrol kondisi udara pada saat pembakaran didalam *boiler*, *fan group* ini terdiri dari PA *Fan* (*Primary air Fan*) dimana *fan* ini berfungsi untuk *transport* batubara pada proses pembakaran dari *pulverizer* menuju *burner*. FD *fan* (*Force draft fan*) berfungsi memberikan udara lebih pada proses pembakaran serta berfungsi sebagai pendorong pada proses pembakaran menuju system aliran udara ke cerobong pembuangan. ID *fan* (*Induced draught fan*) adalah kipas penarik pada proses pembakaran *boiler*, dimana kipas ini berfungsi untuk menarik gas pembakaran pada *boiler* ke cerobong dan mengontrol tekanan pada *boiler*.

5. Pemanas Udara (*Air Heater*).

Merupakan suatu peralatan yang digunakan untuk memanaskan udara dari FD *fan* dan PA *fan* dengan memanfaatkan gas buang dari sisa pembakaran di tangkap melalui elemen-elemen pemanas.

6. *Electrostatic Precipitator (ESP)*.

*ESP* berfungsi menangkap abu halus yang terbawa dalam *flue gas* sebelum keluar ke atmosfer, peralatan ini sangat penting, untuk memastikan abu sisa pembakaran tidak menebar dan merusak lingkungan

sekitar.

7. *Submersible Scraper Chain Conveyor (SSCC).*

SSCC adalah peralatan yang digunakan untuk membuang material yang tercampur bersama batubara pada *pulverizer* yang tidak ikut dihancurkan (*Coal Rejects*) dan *Slagging* yang jatuh setelah terkelupas dari pipa *boiler* ketika terkena *soot blowing*.

8. *Economizer.*

*Economizer*, berupa pipa-pipa bertingkat, sebagai saluran pengisi air, sebelum masuk kedalam pipa *superheater boiler*, dengan memanfaatkan panas dari gas buang, sebagai pemanas awal, sebelum *flue gas* dibuang ke cerobong. (PUSDIKLAT PLN, 2006; ABB CE Systems Contracts, 1998).

9. *Pipa Superheater (Superheater tube).*

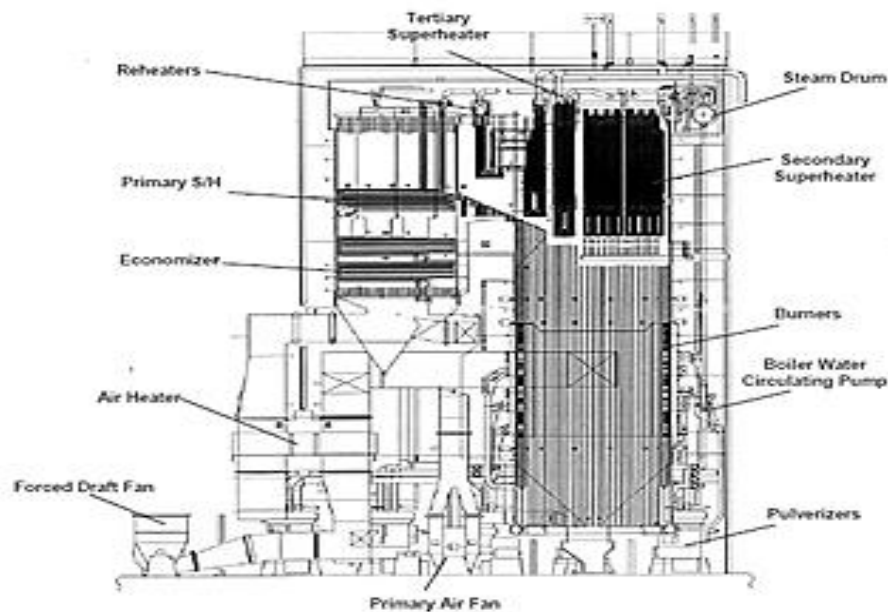
*Super heater tube* merupakan rangkaian pipa-pipa pada *boiler* dimana dalam pipa ini proses panas untuk perubahan fase uap air menjadi uap kering terjadi, yang kemudian akan disalurkan untuk memutar turbin.

10. *Pipa Reheater.*

Merupakan rangkaian pipa di bagian keluaran saluran gas buang *boiler* yang berfungsi memanaskan uap air yang telah digunakan untuk memutar *high pressure turbine*, agar menjadi uap kering Kembali sebelum digunakan untuk memutar *intermediate turbine* lalu *low pressure turbine*.

11. *Steam drum.*

*Steam drum* merupakan tempat pemisah antara partikel-partikel air dan uap kering dalam uap air, peralatan ini juga berfungsi menampung dan mengatur kebutuhan air dalam *boiler*, sehingga level air pada *boiler* harus tetap terjaga dalam level normal.



Gambar 2. 5 Boiler pada PLTU Paiton (ABB Combustion Engineering Systems, 1998)

### 1.3 Batubara.

#### 2.3.1 Definisi Batubara.

Banyak para ahli mendefinisikan batubara dengan definisi yang berbeda tetapi mempunyai substansi yang sama seperti:

1. *Spackman* (1958) mendefinisikan batubara adalah suatu benda padat karbonan berkomposisi maseral tertentu.
2. *The International handbook of coal Petrography* (1963) mendefinisikan batubara adalah batuan sedimen yang mudah terbakar, terbentuk dari sisa sisa tanaman dalam variasi tingkat pengawetan, diikat oleh proses kompaksi dan terkubur dalam cekungan cekungan pada kedalaman yang bervariasi, dari dangkal sampai dalam.
3. Achmad Prijono, dkk (1992) mendefinisikan batubara adalah bahan bakar *hydrocarbon* padat yang terbentuk dari tumbuh-tumbuhan dalam lingkungan bebas oksigen dan terkena pengaruh temperatur serta tekanan yang berlangsung sangat lama.

Berdasar beberapa sumber diatas dapat disimpulkan bahwa batubara merupakan sedimen organik bahan bakar *hidro-carbon* padat yang terbentuk dari tumbuhan yang mengalami proses pembusukan dalam kondisi bebas oksigen berlangsung sangat lama pada tekanan dan temperatur tertentu. Proses pembentukan batubara mempengaruhi kualitasnya, semakin padat suatu batubara akibat tekanan alami maka akan semakin tinggi kualitasnya. (Septiawan, 2020).

### 2.3.2 Klasifikasi Batubara

Beberapa klasifikasi batubara berdasarkan urutan pembentukannya adalah *Wood, Peat, Lignite, Subbituminous, Bituminous* dan *Anthracite* (Kitto & Stultz, 2005).

Tabel 2. 1 Klasifikasi Batubara (Kitto & Stultz, 2005).

| Classification of coal by Rank (ASTM D388) |                                    |                                                         |           |                                                            |                    |                                                                 |           |                         |
|--------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------------------|-----------|------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------|-------------------------|
| Class                                      | Group                              | Fixed Carbon Limits, % (Dry, Mineral-matter-Free Basis) |           | Volatile Matter Limits, % (Dry, Mineral-matter-Free Basis) |                    | Caloric Value Limits, Btu/lb (Moist, Mineral-Matter-Free Basis) |           | Agglomerating Character |
|                                            |                                    | Equal or Greater Than                                   | Less Than | Greater Than                                               | Equal or Less Than | Equal or Greater Than                                           | Less Than |                         |
| I. Anthracitic                             | 1. Meta-anthracite.                | 98                                                      | -         | -                                                          | 2                  | -                                                               | -         | Nonagglomerating        |
|                                            | 2. Anthracite                      | 92                                                      | 98        | 2                                                          | 8                  | -                                                               | -         |                         |
|                                            | 3. Semi Anthracite                 | 86                                                      | 92        | 8                                                          | 14                 | -                                                               | -         |                         |
| II. Bituminous                             | 1. Low volatile bituminous coal    | 78                                                      | 86        | 14                                                         | 22                 | -                                                               | -         | Commonly agglomerating  |
|                                            | 2. Medium volatile bituminous coal | 69                                                      | 78        | 22                                                         | 31                 | -                                                               | -         |                         |
|                                            | 3. High volatile A bituminous coal | -                                                       | 69        | 31                                                         | -                  | 14.000                                                          | -         |                         |
|                                            | 4. High volatile B bituminous coal | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | 13.000                                                          | 14.000    |                         |
|                                            | 5. High volatile C bituminous coal | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | 11.500                                                          | 13.000    |                         |
|                                            |                                    | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | 10.500                                                          | 11.500    | Agglomerating           |
|                                            |                                    | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | 10.500                                                          | 11.500    | Nonagglomerating        |
| III. Subbituminous                         | 1. Subbituminous A coal            | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | 9.500                                                           | 10.500    |                         |
|                                            | 2. Subbituminous B coal            | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | 8.300                                                           | 9.500     |                         |
|                                            | 3. Subbituminous C coal            | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | -                                                               | -         |                         |
| IV. Lignite                                | 1. Lignite A                       | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | 6.300                                                           | 8.300     |                         |
|                                            | 2. Lignite B                       | -                                                       | -         | -                                                          | -                  | -                                                               | 6.300     |                         |

\*This classification does not include a few coal, principally non banded varieties, which have unusual physical and chemical properties and which come within the limits of fixed carbon or calorific value of the high volatile bituminous and subbituminous ranks. All of these coals either contain less than 48% dry mineral-matter-free fixed carbon or have more than 15,500 moist, mineral-matter-free Btu/lb.

Moist refers to coal containing its natural inherent moisture but not including visible water on the surface of the coal.

\* If agglomerating, classify in low volatile group of the bituminous class

\* Coals having 69% or more fixed carbon on the dry, mineral-matter-free basis shall be classified according to fixed carbon, regardless of calorific value.

\* It is recognized that there may be non agglomerating varieties in these groups of the bituminous class, and there are no tabular exceptions in high volatile C bituminous group.

#### 1. *Peat* atau Gambut.

Gambut adalah produk pertama dalam pembentukan batubara, merupakan bahan heterogen yang terdiri dari bahan turai antara tumbuhan dan bahan mineral. Warna kuning sampai hitam kecoklatan, dengan kandungan air sampai 70%, dan nilai kalori 3000 BTU/lb (6978 kJ/kg) (tidak termasuk dalam jenis batubara).

#### 2. *Lignite*.

*Lignite* termasuk dalam klasifikasi batubara paling rendah (*Low Rank Coal*), pada umumnya berwarna coklat sampai kehitaman, nilai HHV kurang dari 8300 BTU/lb (19.306 KJ/kg), memiliki ash content yang tinggi serta kandungan air yang mencapai 30%, Memiliki sifat *High Volatile matter*, sehingga mudah terbakar dengan sendirinya, sehingga dapat mempersulit dalam melakukan penyimpanan dan transportasi.

#### 3. *Sub-Bituminous*.

Klasifikasi batubara ini di atas kualitas batubara *lignite* dan di bawah kualitas batubara *bituminous*, memiliki kadar air antara 15% - 30%, memiliki abu pembakaran yang lebih bersih bila dibanding dengan *lignite*, dengan kadar sulfur yang rendah biasanya kurang dari 1%, dengan kandungan nilai kalori 8300 sampai 11.500 Btu/lb, (19.306 hingga 26.749 kJ/kg), batubara jenis ini sangat banyak dipakai pada unit pembangkit PLTU untuk membatasi emisi gas SO<sub>2</sub>.

#### 4. *Bituminous*.

Pada jenis ini banyak dipakai untuk unit pembangkit listrik dengan kandungan *moisture content* yang relatif rendah dibanding *Sub-Bituminous*, dengan kandungan karbon tetap (*fix karbon*) di kisaran antara 69-86% dengan rentang nilai kalori dari 10.500 sampai 14.00 Btu/lb (32.564 kJ/kg).

#### 5. *Antracite*.

Merupakan tipe batubara tertinggi (high coal rank), dengan kandungan karbon tetap (fix carbon) antara 86-98%, volatile matter rendah, dengan kadar air berkisar 3%, kandungan kalori mulai 15.000 Btu/lb (34.890 kJ/kg), dan dengan kandungan sulfur yang rendah, sehingga tergolong kategori batubara premium.

#### **1.4 Analisa Batubara**

Ada 2 jenis analisa yang lazim dilakukan untuk menganalisis batubara, analisa pendekatan (*proximate analysis*) dan analisa *ultimate*. Analisis ini bertujuan untuk memperoleh data mengenai sifat-sifat batubara yang dianggap penting yang dipakai untuk menggolongkan kualitas batubara, dimana hal ini menentukan pemanfaatan batubara tersebut.

##### **2.4.1 Analisa Pendekatan (*Proximate Analysis*)**

Analisa yang dilakukan terhadap sampel batubara secara sederhana. Secara definisi Analisa proksimat batubara adalah memisahkan produk menjadi empat kelompok kandungan air (*moisture content*), zat terbang (*volatile matter*) terdiri dari gas dan uap yang di keluarkan selama pirolisasi, karbon tetap (*fixed carbon*), Fraksi batubara yang tidak mudah menguap, dan abu (ash), residu anorganik yang tersisa setelah pembakaran (Speight, 2005).

1. Kandungan Air (*moisture content*) dibedakan menjadi beberapa jenis.
  - a. Kandungan total air (*Total moisture content*), Menunjukkan jumlah air yang terkandung dalam batubara berdasarkan kondisi lapangan, baik terikat secara kimia atau akibat pengaruh dari luar. Kandungan air total sangat dipengaruhi faktor keadaan, ukuran butir, kelembapan, iklim dan factor lain yang mempengaruhi kadar air.
  - b. Kandungan air asal atau bawaan (*inherent Moisture*), Kandungan air *inherent* ini merupakan kandungan air dalam masa batubara pada saat pembentukan batubara. Dengan mengukur kehilangan berat pada 1 kg sample yang dipanaskan dalam oven sampai 105 °C - 110 °C selama 5-6 jam dalam aliran udara lambat.

- c. Kandungan Air Bebas (*Free Moisture*) Merupakan jumlah air yang terserap pada permukaan batubara akibat pengaruh luar.
2. Zat Terbang (*Volatile Matter*) adalah zat aktif penghasil energi saat pembakaran batubara. semakin tinggi zat terbang maka akan makin mudah batubara terbakar. Hal ini dapat menggambarkan tipe batubara dan karakteristik batubara pada proses pembakaran. Zat terbang terdiri dari Hidrogen dan Nitrogen dalam batubara dan campuran organik kompleks dari unsur kimia batubara.
3. Abu (kadar abu) adalah kandungan zat anorganik yang tersisa pada batubara, kadar abu berasal dari bahan pencemar pada proses pembentukan batubara dan/atau pada proses penambangan.
4. Kandungan karbon tetap (*fixed carbon*) adalah jumlah karbon yang tersisa atau tidak mudah menguap setelah dihilangkan kandungan zat-zat yang mudah menguap, abu dan air, maka jumlah karbon tetap akan bertambah sehingga kualitas batubara menjadi lebih baik. Kandungan *fixed carbon* diperoleh dengan persamaan berikut (PLN Persero Pusdiklat Suralaya, 2006).
- $$\text{Fixed carbon} = 100\% - \% \text{moisture} - \% \text{Volatile matter} - \% \text{abu}$$
5. Nilai Kalor (*Calorific Value*) merupakan dasar dan standar penilaian bahan bakar, dimana nilai kalor adalah banyaknya energi panas yang dihasilkan pada saat pembakaran komponen batubara.

#### 2.4.2 Analisa Ultimate (*Ultimate Analysis*)

Analisa ultimate melibatkan penentuan persentase berat karbon, sulfur, nitrogen dan oksigen (biasanya diperkirakan dengan selisih). Elemen tertinggal pada batubara sering dimasukkan sebagai bagian dari *Ultimate Analysis* (Speight, 2005). Sulfur merupakan bagian dari analisa ultimate, dalam batubara ditemukan dalam 3 macam bentuk yaitu (PLN Persero Pusdiklat Suralaya, 2006):

- a. *Pyritic Sulfur* ( $\text{FeS}_2$ ) umumnya sekitar 20 – 80% dari total sulfur dan berasosiasi dengan besi pada abu batubara.
- b. *Organic Sulfur* umumnya relatif dan bervariasi berkisar 20-80% dari total

sulfur. Sulfur Organik terikat secara kimia pada substansi atau zat-zat lain.

c. *Sulfur Sulphate* sebagian besar terdiri dari kalsium sulfat dan besi sulfat.

Tabel 2. 2 Komposisi dan rentang kandungan untuk berbagai jenis peringkat batubara (Speight, 2005).

|                   | <i>Anthracite</i> | <i>Bituminous</i> | <i>Subbituminous</i> | <i>Lignite</i> |
|-------------------|-------------------|-------------------|----------------------|----------------|
| Kandungan air (%) | 3 - 6             | 2 - 15            | 10 - 25              | 25 - 45        |
| Zat Terbang (%)   | 2 - 12            | 15 - 45           | 28 - 45              | 24 - 32        |
| Karbon Tetap (%)  | 75 - 85           | 50 - 70           | 30 - 57              | 25 - 30        |
| Abu (%)           | 4 - 15            | 4 - 15            | 3 - 10               | 3 - 15         |
| Sulfur (%)        | 0.5 - 2.5         | 0.5 - 6           | 0.3 - 1.5            | 0.3 - 2.5      |
| Hidrogen (%)      | 1.5 - 3.5         | 4.5 - 6           | 5.5 - 6.5            | 6 - 7.5        |
| Karbon (%)        | 75 - 85           | 65 - 80           | 55 - 70              | 35 - 45        |
| Nitrogen (%)      | 0.5 - 1           | 0.5 - 2.5         | 0.8 - 1.5            | 0.6 - 1.0      |
| Oksigen (%)       | 5.5 - 9           | 4.5 - 10          | 15 - 30              | 38 - 48        |
| Btu/lb            | 12000 -<br>13500  | 12000 -<br>14500  | 7500 - 10000         | 6000 -<br>7500 |
| Densitas (g/mL)   | 1.35 -<br>1.70    | 1.28 - 1.35       | 1.35 - 1.40          | 1.40 -<br>1.45 |

Tabel 2. 3 Komposisi kandungan Biomassa *Wood pellet*

| Parameter         | Biomassa <i>Wood pellet</i> |
|-------------------|-----------------------------|
| Kandungan air (%) | 7.08                        |
| Kandungan Abu (%) | 2.03                        |
| Zat terbang (%)   | 72.26                       |
| Karbon tetap (%)  | 15.62                       |
| Sulfur (%)        | 0.24                        |
| Karbon (%)        | 44.69                       |
| Hidrogen (%)      | 5.57                        |
| Nitrogen (%)      | 0.43                        |

### 1.5 Campuran Batubara (*Coal Blending*)

*Coal blending* secara garis besar merupakan suatu proses campuran batubara dengan dengan jenis dan karakteristik kandungan yang berbeda. Kualitas campuran batubara adalah perpaduan semua parameter dari batubara yang dicampur tersebut, salah satunya untuk memperoleh spesifikasi sesuai yang di kehendaki, seperti efisiensi *boiler*, *SFC (Specific Fuel Consumption)* yang rendah, dengan harapan akan mendapatkan komposisi campuran yang lebih hemat bahan bakar. serta parameter operasional lainnya. Pengujian pembakaran sangat penting untuk mengetahui campuran batubara yang paling optimum dan memenuhi tujuan dari campuran batubara tersebut. Bagi unit pembangkit listrik, metode campuran batubara ini dapat memberikan banyak manfaat yang akan didapat, diantaranya:

- Memberikan keleluasaan dan memperbanyak pilihan batubara yang dapat digunakan untuk proses pembakaran yang sesuai system tersedia.
- Jaminan keamanan pasokan batubara karena mempunyai banyak pilihan.
- Membantu mengatasi masalah yang mungkin terjadi bila menggunakan batubara diluar spesifikasi.

Kualitas dari campuran batubara secara umum dihitung dengan rata-rata berat dari pengujian perjenis batubara yang kan dicampur. Namun tidak semua parameter campuran batubara dapat di perkirakan dengan rata-rata berat pada pengujian, tetapi harus di uji dengan melakukan pembakaran campuran dan mencatat fenomena yang terjadi saat melakukan proses pembakaran dengan campuran batubara. Tetapi secara umum dirumuskan sebagai berikut (Prayoga, 2020). *Properties BBC*, adalah kandungan dalam batubara yang meliputi, kandungan air, kandungan abu, *volatile matter*, *Fix carbon*, *Gross Caloric value (GCV)*, *sulfur*, *carbon*, *hydrogen*, *Nitrogen* dan *oxygen*.

$$Properties\ BBC = \frac{(Poperties\ BB1 \times Rasio\ BB1) + (Poperties\ BB2 \times Rasio\ BB2)}{Rasio\ BB1 + rasio\ BB2} \quad (2.1)$$

Slamet Suprpto (2009), membahas tentang PLTU Suralaya yang di desain untuk kualitas batubara AirLaya, Sumatra selatan, yang termasuk batubara subbituminous. Hasil kajian ini ditujukan untuk mengatasi pasokan batubara untuk PLTU suralaya dengan melihat kemungkinan melakukan coal blending antara batubara peringkat rendah (*lignit*) dan peringkat tinggi (*bituminous*). Pengujian masih dalam sekala laboratorion, sehingga pengujian penggerusan dan pembakaran dengan kondisi seperti lapangan perlu dilakukan, sebagai bahan evaluasi hasil campuran batubara (Suprpto, 2009).

Tabel 2. 4 Metode *Coal Blending* (Sloss, 2014)

Metode pencampuran batubara - keunggulan dan kekurangan (Arora and Banerjee, 2013)

| Metode                 | Penjelasan                                                                                   | Lokasi Pencampuran                                            | Keunggulan                                              | kekurangan                                                                                                  |
|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Beds/ Stockpile</i> | Menumpuk berlapis dua atau lebih batubara                                                    | Dalam konveyor, campuran batubara homogen pada titik transfer | Relatif murah, hanya membutuhkan satu system            | Semua batubara harus ditumpuk sebelum dicampur<br>Tidak dimungkinkan untuk merubah rasio campuran batubara. |
| <i>Silos</i>           | Batubara pada silo satu dituangkan ke konveyor dan dicampur dengan batubara pada silo kedua. | Dalam konveyor, campuran batubara homogen pada titik transfer | Akurasi campuran batubara dapat bervariasi              | Membutuhkan biaya awal yang mahal                                                                           |
| <i>Ground Hopper</i>   | Batubara dimasukkan ke <i>hopper</i> dengan menggunakan <i>bulldozer</i> ,                   | Pada <i>hopper</i> terbesar sebagai titik transfer            | Ground <i>hopper</i> merupakan sumber tambahan campuran | Rasio masukan tidak akurat                                                                                  |

kemudian  
ditambahkan  
dengan batubara  
lainnya.

sebagai titik  
campur homogen

|                                                                                                                                             |                                                                                                                                    |                                                                     |                                                                                                         |                                                             |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| Pencampuran pada konveyor yang bergerak                                                                                                     | Dua jenis batubara ditumpuk di dua lapangan yang terpisah dan dengan sistem <i>stacking</i> dan <i>reclaiming</i> .                | Pada titik transfer tambahan sebagai titik pencampuran yang homogen | Rasio campuran dapat diubah setiap saat                                                                 | Semua batubara harus di <i>stacking</i> dahulu              |
| Pencampuran pada konveyor yang bergerak, pengiriman batubaramasuk dengan <i>reclaiming</i> dan batubara tersedia dengan <i>track hopper</i> | Pengiriman batubara dengan <i>reclaiming</i> dari lapangan penyimpanan dan batubara tersedia diumpankan dengan <i>track hopper</i> | Pada titik transfer tambahan sebagai titik pencampuran yang homogen | Rasio campuran dapat diubah setiap saat, hanya campuran batubara yang dikirim. Yang lain sudah terkirim | Akurasi pencampuran rendah dibandingkan pemcampuran di silo |

Cahyadi (2006), melakukan penelitian strategi menurunkan emisi SO<sub>2</sub> pada PLTU batubara, dalam jurnal penelitian ini dibahas tentang peraturan pemerintah untuk baku mutu emisi SO<sub>2</sub> sebesar 750 mg/m<sup>3</sup> sesuai Kepmen LH no 13/1995, pada PLTU yang sudah dibangun tanpa de-sulfurasi, dengan metode campuran 2 macam batubara, dengan kandungan sulfur tinggi dan kandungan sulfur rendah, injeksi batu kapur dan kombinasi keduanya. Selain itu pembahasan tentang sistem pengaturan emisi instalasi injeksi batu kapur dibandingkan metode *wet scrubber*, *dry scrubber*, campuran batubara dan metode LIFAC (*Limestone Injection into the Furnace and Activation of Calcium Oxide*) atau LIMB (*Limestone Injection Multistage Burner*) (Cahyadi, 2006). Pada penelitian campuran *Co-firing* biomassa

Jerami gandum, jagung dan kedelai pada pembangkit 900 MW membuktikan penurunan nilai NO<sub>x</sub> dan SO<sub>x</sub> sampai 34 % dan 9,5%. (Milicevic, et al., 2021).

Hariana, Hanafi dan Fairuz (2020), melakukan prediksi efek terjadinya *slagging* seperti penelitian prediksi awal komposisi *Coal blending* dan tandan kosong atau EFB (*Empty Fruit bunch*) untuk meminimalkan potensi *slagging fouling* pada *co-Firing* (pembakaran dengan dua atau lebih material bahan bakar) PLTU dengan *pulverizer coal boiler*. Penelitian tersebut dilakukan guna memperoleh komposisi antara batubara dan tandan kosong yang yang dikategorikan aman terhadap potensi *slagging* dan *fouling* pada *co-firing* yang diumpankan ke PLTU, dengan menggunakan prediksi perhitungan *slagging* dan *fouling*. Penelitian ini menghasilkan beberapa komponen campuran yang mungkin dapat diprioritaskan untuk diteliti lebih lanjut mengenai potensi pembentukan *slagging* dan *fouling* pada pengujian pembakaran menggunakan *DTF (drop tube furnace)*. Dalam penelitian serupa dilakukan dengan metode yang sama terhadap biomassa berjenis kayu di dapatkan hasil berpotensi besar mengakibatkan *slagging* dan *fouling*, terutama kayu jenis akasia dan mahoni. (Suyatno, et al., 2023). Tetapi rata-rata nilai efisiensi exergy pada boiler cenderung menurun ketika melakukan pembakaran dengan campuran biomassa, terutama saat proporsi biomassa meningkat (Wenyu Mo, 2023)

## 1.6 Perhitungan Efisiensi Boiler

Dalam ASME PTC 4-1 efisiensi generator uap dapat dihitung dengan dua metode, yaitu: (The American Society of Mechanical Engineers, 2009)

1. Metode masukan dan keluaran (*input output method*)
2. Metode kerugian panas (*heat loss method*) atau kesetimbangan energi (*energy Balance method*)

Keunggulan dan kelemahan antara metode masukan dan keluaran (*input output method*) dan kerugian panas (*heat loss method*) atau kesetimbangan energi (*Energy Balance method*). (The American Society of Mechanical Engineers, 2009). Kedua metode tersebut dapat digunakan untuk menghitung kinerja dari suatu

peralatan unit pembangkit tenaga listrik, keduanya memiliki keunggulan dan kelemahan masing-masing, hal tersebut dapat dilihat pada kedua tabel dibawah ini:

Tabel 2. 5 Keunggulan dan kekurangan metode input output.

| Metode Input dan Output                                                                 |                                                                                                                                            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Keunggulan                                                                              | Kekurangan                                                                                                                                 |
| Parameter utama dari penentuan efisiensi (keluaran dan masukan) di ukur secara langsung | Aliran bahan bakar, nilai pemanasan bahan bakar, laku aliran uap dan sifat uap perlu diukur dengan akurat untuk mengurangi ketidakpastian. |
| Pengukuran lebih sedikit                                                                | Tidak dapat menentukan sumber penyebab kerugian efisiensi.                                                                                 |
| Tidak diperlukan perkiraan kerugian                                                     | Memerlukan perhitungan metode koreksi ke perhitungan kondisi standar hanya dapat diperoleh menggunakan metode keseimbangan energi.         |

Tabel 2. 6 Keunggulan dan kekurangan Keseimbangan Energi.

| Metode Keseimbangan Energi                                                                         |                                                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| Keunggulan                                                                                         | Kekurangan                                                            |
| Pengukuran parameter utama (analisa gas buang dan temperatur gas buang) harus dibuat secara akurat | Membutuhkan banyak pengukuran                                         |
| Dimungkinkan koreksi hasil test ke kondisi standart                                                | Tidak dapat secara otomatis menghasilkan kapasitas dan keluaran data. |

Efisiensi yang di uji memiliki ketidakpastian yang kecil, karena jumlah yang diukur hanya mewakili sebagian kecil dari total energi

Beberapa kerugian secara praktis tidak terukur dan nilainya harus diperkirakan.

Efek dari kesalahan pengukuran sekunder cukup besar dan nilai perkiraan kecil. Sumber kerugian yang besar dapat teridentifikasi

### 2.6.1 Metode Masukan dan Keluaran (Input Output method).

Metode masukan dan keluaran dihitung dengan membandingkan energi yang masuk dan energi yang di keluarkan, pada *boiler* secara singkat merupakan perbandingan panas yang masuk dan panas yang dihasilkan pada mesin uap tersebut (Septiawan, 2020).

Efisiensi *Boiler*

$$\eta = \frac{\text{Panas masukan}}{\text{Panas keluaran}} \times 100\% \quad (2.2)$$

$$\eta = \frac{G_{ms} \times (h_g - h_f)}{G_{fuel} \times GCV} \times 100\% \quad (2.3)$$

Efisiensi *Gross Siklus*:

$$\eta_{gross} = \frac{W_{out}}{Q_{in}} \times 100\% = \frac{W_{turbine}}{Q_{in}} \times 100\% \quad (2.4)$$

Efisiensi *Net Siklus*:

$$\eta_{net} = \frac{W_{net}}{Q_{in}} \times 100\% = \frac{W_{turbine} - W_{pemakaian sendiri}}{Q_{in}} \times 100\% \quad (2.5)$$

### 2.6.2 Metode Keseimbangan Energi (*Energy Balance Method*)

Metode kerugian panas atau metode keseimbangan energi guna menghitung efisiensi *boiler*, membutuhkan beberapa data operasional *boiler*, seperti jumlah pasokan bahan bakar, tekan dan temperatur uap yang dihasilkan, kandungan kadar CO dan CO<sub>2</sub>, temperatur gas buang, temperatur dan kelembaban udara sekitar. Analisa batubara diperoleh data nilai GCV batubara, kandungan abu, hidrogen,

nitrogen, oksigen, sulfur serta kandungan air dari batubara. Perhitungan efisiensi dengan metode ini dengan beberapa tahap (Prayoga, 2020).

1. Perhitungan kebutuhan udara teoritis.

$$(O_2)_t = \left( (11,6 \cdot C) + \left( 34,8 \left( H_2 - \frac{O_2}{8} \right) \right) + (4,35 \cdot S) \right) / 100 \quad (2.8)$$

2. Perhitungan persentase kelebihan pasokan udara EA (*excess air*).

$$EA = \frac{O_2\%}{21 - O_2\%} \times 100 \quad (2.9)$$

3. Perhitungan massa udara sebenarnya yang dipasok per kg bahan bakar AAS (*actual air supply*).

$$AAS = \left( 1 + \frac{EA}{100} \right) \times Theoretical\ air \quad (2.10)$$

### 1.7 Perhitungan Daya pada Pulverizer

HGI setiap bahan bakar merupakan salah satu faktor penting bagi pembangkit listrik, karena dapat membantu kita memperkirakan konsumsi energi selama penggilingan bahan bakar dan kemampuan penggilingan pada campuran bahan bakar (Tae-Young Mun, 2016). Perhitungan daya pada Pulverizer dapat dilakukan dengan pendekatan perhitungan dengan menggunakan persamaan dibawah ini (Marko O. OBRADOVIĆ, 2019)

Daya yang shaft pulverizer

$$W_{PVR} = \frac{435}{HGI^{0.91}} \quad (2.11)$$

Daya Motor yang dibutuhkan untuk menggerakkan pulverizer

$$W_{MPVR} = W_{PVR} \times \dot{m}_{fuel} \quad (2.12)$$

### 1.8 Spesifikasi Desain Operasional PLTU XY

Spesifikasi secara operasional pada *boiler* dan batubara pada PLTU XY berdasarkan data manual sebagai berikut:

Tabel 2. 7 Spesifikasi desain Batubara.

| No | Proximate Analisis          | Nominal |
|----|-----------------------------|---------|
| 1  | Kadar air total (%)         | 24      |
| 2  | Kadar Abu (Ash Content) (%) | 1.5     |
| 3  | Zat terbang (%)             | 38      |
| 4  | Karbon tetap (%)            | 36.2    |
| 5  | HHV (BTU/lb)                | 9387    |
| 6  | HGI                         | 47      |

Tabel 2. 8 Parameter Desain PLTU Paiton XY.

| No | Parameter                                  | Nilai   | Satuan  |
|----|--------------------------------------------|---------|---------|
| 1  | Output Generator                           | 615     | MW      |
| 2  | Laju aliran uap utama                      | 2285,61 | ton/jam |
| 3  | Temperatur uap utama                       | 540.6   | deg F   |
| 4  | Tekanan uap utama                          | 181.6   | Bar     |
| 5  | Temperatur air umpan                       | 279     | °F      |
| 6  | Udara berlebih yang keluar dari Ekonomizer | 20      | %       |
| 7  | Temperatur sekitar                         | 25.6    | °C      |
| 8  | Laju Bahan bakar                           | 310854  | kg/jam  |

### 1.9 Software Cycle-Tempo

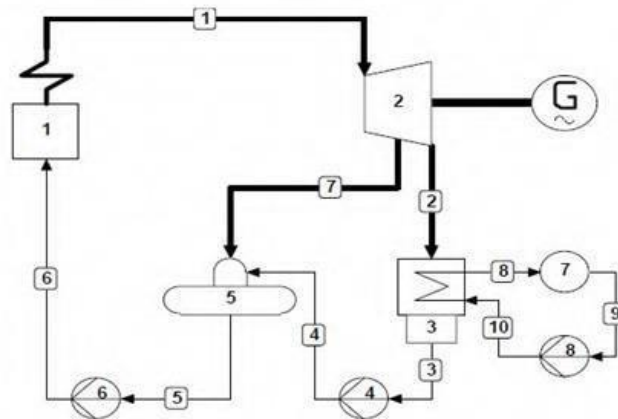
Program komputer *Cycle-Tempo* dikembangkan bersama oleh Delft University of Technology dan TNO, *the Netherlands Institute of Applied Research*. Sejak 2011, *Cycle-Tempo* digunakan untuk menghitung properties termodinamika, komposisi gas dan laju alir massa pada sistem energi pada produksi listrik, panas dan pendinginan. Sistem yang dimodelkan terbentuk dari beberapa

komponen yang dihubungkan oleh pipa dan membentuk jaringan aliran massa dan energi. Tujuan menggunakan *software Cycle-Tempo* untuk menghitung relevansi aliran massa dan energi pada sistem. Setiap sistem bisa mempunyai jumlah dan jenis komponen berbeda. Penentuan konfigurasi sistem dan juga model tiap komponen serta data yang dapat dimasukkan meliputi data komponen, data koneksi, data medium dan data umum keseluruhan sistem. Data termodinamika meliputi tekanan dan Temperatur masuk dan keluar komponen. Data umum keseluruhan sistem meliputi Fungsi produksi, *environment definition*, *auxiliary power consumption* dan *user defined input*.

Perhitungan dilakukan dengan menggunakan keseimbangan massa, molar, energi dan hubungan properti termodinamika. Sifat termodinamika yang dapat dihitung berlaku pada uap atau air, refrigerant, pottasium, amonia dan beberapa gas tertentu yang dimodelkan sebagai gas ideal.

| Apparatus statistics |           | Input data |          |
|----------------------|-----------|------------|----------|
| No.:                 |           | EEQCOD     | 1 -      |
| Name:                | Fuel cell | PINAN      | 1.15 bar |
| Type:                | SOFC      | POUTAN     | bar      |
|                      |           | DELPAN     | 0.05 bar |
|                      |           | TINAN      | 850 °C   |
|                      |           | TOUTPS     | °C       |
|                      |           | PINCA      | 1.15 bar |
|                      |           | POUTCA     | bar      |
|                      |           | DELPKA     | 0.05 bar |
|                      |           | TINCA      | 850 °C   |
|                      |           | POWER      | 1 MW     |
|                      |           | DCAC       | 0.96 -   |
|                      |           | DELE       | 0.02 kW  |
|                      |           | DELEP      | -        |
|                      |           | PFCELL     | 1 bar    |
|                      |           | TFCELL     | 950 °C   |
|                      |           | PREACT     | bar      |
|                      |           | TREAT      | °C       |

Gambar 2. 6 Input data pada *software Cycle-Tempo*.



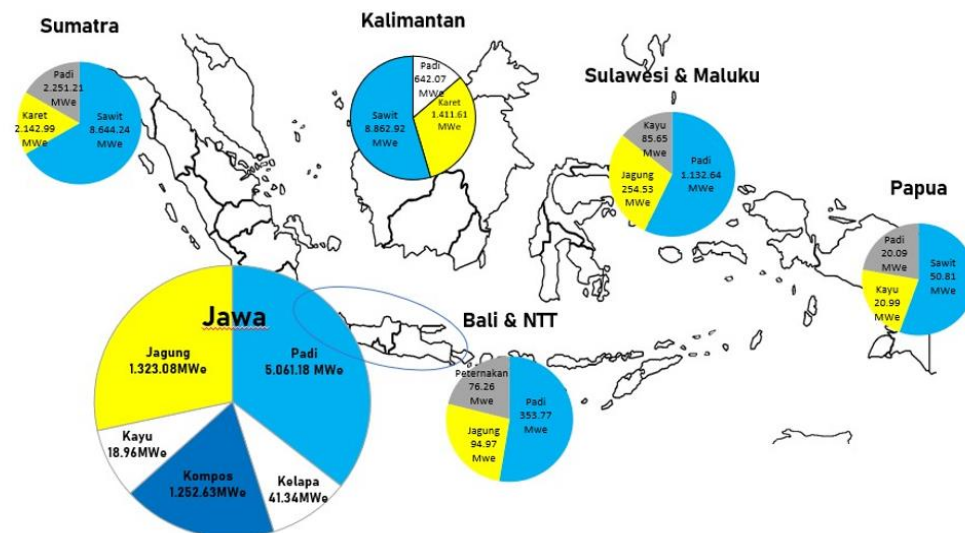
Gambar 2. 7 Permodelan pada software *Cycle-Tempo*

### 1.10 Potensi Biomassa di Indonesia

Menurut Kementerian ESDM, cadangan biomassa di Indonesia memiliki total potensi sebesar 32,6 Gigawatt (GW) dimana 17,5 GW diantaranya berasal dari limbah kelapa sawit, yang lainnya dapat berasal dari jagung, kayu dan padi. (PT. ITS Tekno, 2023). Keunggulan biomassa adalah mengandung Sulfur yang lebih rendah dibandingkan batubara peringkat rendah sehingga mampu menciptakan Green Power Plant. Selain itu biomassa merupakan salah satu Energi Baru Terbarukan (EBT) sehingga energi biomassa dapat diperbaharui dan berkelanjutan. Berbeda dengan batu bara yang merupakan energi fosil yang siklusnya harus menunggu ratusan tahun.

Potensi biomassa juga dapat dilihat dari nilai panas yang dihasilkan. Nilai kalor atau nilai kalor yang dapat dihasilkan dari biomassa dapat dijadikan standar penilaian untuk menentukan jenis bahan baku yang akan digunakan. Asumsi nilai kalor (*calorific value*) dan kandungan air (*moisture content*) pada biomassa ditunjukkan pada tabel 2.10 dibawah ini. Indonesia terletak di garis katulistiwa, sehingga potensi pemanfaatan biomassa dari limbah pertanian, perkebunan serta kehutanan memiliki potensi besar dalam penyediaan bahan bakar dari biomassa, potensi bioenergi dari sumber biomassa sangat besar, setara dengan 56,97 GW listrik dan lebih dari 700 GW energi terbarukan pada tahun 2060, dimana 60 GW merupakan pembangkit listrik bioenergi (Kementrian ESDM, 2023). Tabel

dibawah ini mengganbarkan beberpa potensi bahan baku biomassa dengan nilai kalori yang terkandung didalamnya.



Gambar 2. 8 Peta Potensi biomassa di Indonesia (PT. ITS Tekno, 2023).

Tabel 2. 9 Asumsi nilai kalor dari beberapa sumber bahan baku (Tajalli, 2015).

| No | Jenis Industri | Bahan Baku (Feedstock)                 | Calorivic Value<br>Kkal/kg | Moisture % |
|----|----------------|----------------------------------------|----------------------------|------------|
| 1  | Kelapa Sawit   | Serat sawit (fiber)                    | 3340                       | 30         |
|    |                | Cangkang sawit (shell)                 | 4300                       | 15         |
|    |                | Tandan kosong sawit (EFB)              | 1200                       | 45         |
|    |                | Pelepah sawit (Frond)                  | 3350                       | 20         |
|    |                | Batang <i>replanting</i> sawit (Trunk) | 3500                       | 20         |
| 2  | Tebu           | Ampas tebu (bagasse)                   | 1850                       | 50         |
|    |                | Daun dan pucuk tebu (Cane)             | 3000                       | 30         |
| 3  | Kelapa         | Sabut kelapa                           | 3300                       | 30         |
|    |                | Tempurung kelapa (coconut shell)       | 4300                       | 15         |
| 4  | Karet          | Batang <i>replanting</i> karet (trunk) | 4400                       | 15         |
| 5  | Padi           | Sekam padi (rice husk)                 | 3350                       | 12         |
|    |                | Jerami padi                            | 2800                       | 50         |
| 6  | Jagung         | Tongkol jagung (corn cob)              | 3500                       | 14         |
|    |                | Batang dan daun jagung                 | 2500                       | 40         |

|   |              |                                           |      |    |
|---|--------------|-------------------------------------------|------|----|
| 7 | Kayu         | Kayu limbah industri (woodwaste)          | 4400 | 15 |
| 8 | Sampah Kota  | Refuse derived <i>Fuel</i> (RDF from MSW) | 2200 | 20 |
| 9 | Pulp & Paper | Black liquor                              | 3300 | 70 |

### 1.11 Heating Value.

Heating value atau nilai kalor adalah jumlah energi yang terkandung di dalam bahan bakar per satuan massa bahan bakar tersebut (Btu/lb) atau (kcal/kg). Menggunakan alat untuk mengukur nilai kalor (*Bomb Calorimeter*). Prinsip kerjanya dengan menentukan panas yang dikeluarkan dari suatu bahan bakar dan oksigen dalam volume tetap. Dua jenis nilai kalor pada suatu bahan bakar padat termasuk biomassa adalah:

#### 1. Highest Heating Value (HHV)

HHV adalah nilai kalor atas dan dapat didefinisikan sebagai panas yang dilepaskan ketika sejumlah satuan bahan bakar (massa) dibakar. Nilai kalor HHV dapat dihitung menggunakan persamaan Dulong:

$$HHV = 33950C + 144200 \left( H_2 - \frac{O_2}{8} \right) + 9400S \text{ (kJ/kg)} \quad (2.13)$$

#### 2. Lower Heating Value (LHV)

LHV yaitu nilai kalor bawah. Nilai kalor bawah ditentukan ketika H<sub>2</sub>O pada produk pembakaran dalam berbentuk gas. Nilai kalor LHV dapat dihitung menggunakan persamaan:

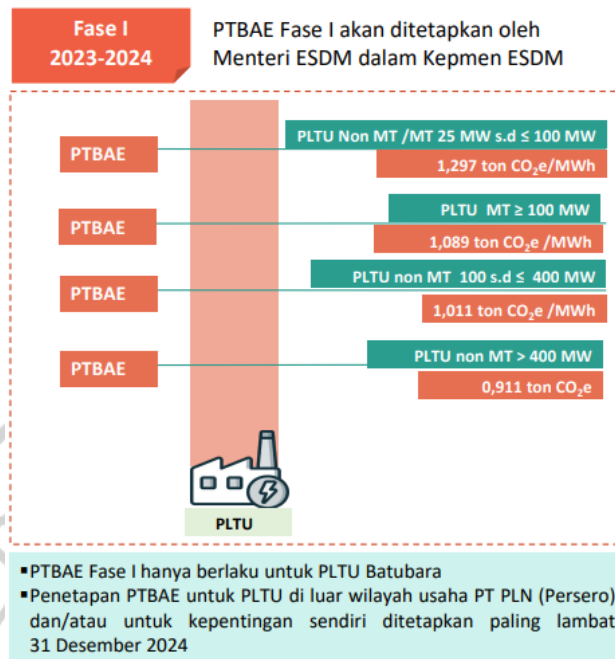
$$LHV = HHV - 2400(M + 9H_2) \text{ (kJ/Kg)} \quad (2.14)$$

### 1.12 Penerapan Pajak Karbon di Indonesia

Perdagangan karbon merupakan mekanisme yang disepakati berdasarkan Kyoto Protocol dan Paris Agreement yang memberikan hak kepada negara untuk

melakukan penjualan dan pembelian karbon (*tradable emission rights*). Dalam Peraturan Presiden (Perpres) No. 98 Tahun 2021 mendefinisikan perdagangan karbon sebagai mekanisme berbasis pasar untuk mengurangi emisi GRK melalui perdagangan unit karbon (Katadata Insigh Center, 2022). Skema perdagangan karbon dikenal sebagai Nilai Ekonomi Karbon (NEK), dimana *Trading Scheme* telah diberlakukan (Wilda Prihatiningtyas, 2023). Berdasarkan Permen KLHK no 16 tahun 2022, pada sektor pembangkit listrik nilai batas atas emisi (*cap and trade*) untuk PLTU dibagi menjadi empat kelompok berdasarkan kapasitas pembangkit listrik mulut tambang dan non mulut tambang (ESDM K. , 2023), rincian batasan emisi per kelompok dapat dilihat pada gambar 2.9. Pada tahun 2023, harga lelang rata-rata untuk unit karbon adalah Rp 30,000 berdasarkan paparan dari badan kebijakan Fiskal kementerian keuangan RI, yang mewakili harga karbon dari perdagangan emisi, khususnya pembelian unit karbon PTBAE-PU melalui transaksi *over the counter* (Kemenkeu, 2021).

Konteks penerapan pajak karbon ini merupakan upaya mitigasi perubahan iklim di Indonesia. Kedua, perlu dilakukan pengendalian peningkatan emisi gas rumah kaca ke atmosfer yang menyebabkan peningkatan suhu permukaan bumi, untuk mengurangi risiko perubahan iklim dan bencana di Indonesia. Ketiga, sebagai komitmen Pemerintah Indonesia untuk mengurangi emisi Gas Rumah Kaca (GRK) dengan Upaya sendiri sebesar 29% pada tahun 2030, sesuai dengan konvensi perubahan iklim yang telah disepakati, dan keempat, mengubah perilaku para pelaku aktivitas ekonomi yang berpotensi menghasilkan emisi GRK. (Kemenkeu, 2021).



Gambar 2. 9 Penetapan PTBAE pada fase I tahun 2023-2024 (ESDM K. , 2023)

Peta jalan pajak karbon dan skema implementasi dimulai dari tahun 2021 sampai tahun 2025 sebagai berikut.

Tahun 2021:

- Pembahasan dan penetapan RUU HPP pada salah satu klausul nya, yaitu pajak karbon
- Finalisasi Perpres Nilai Ekonomi Karbon (NEK)
- Pengembangan mekanisme teknis Pajak Karbon dan Bursa Karbon
- Piloting perdagangan karbon di sektor pembangkit oleh Kementerian ESDM dengan harga rata-rata Rp 30.000/tCO<sub>2</sub>e

Tahun 2022:

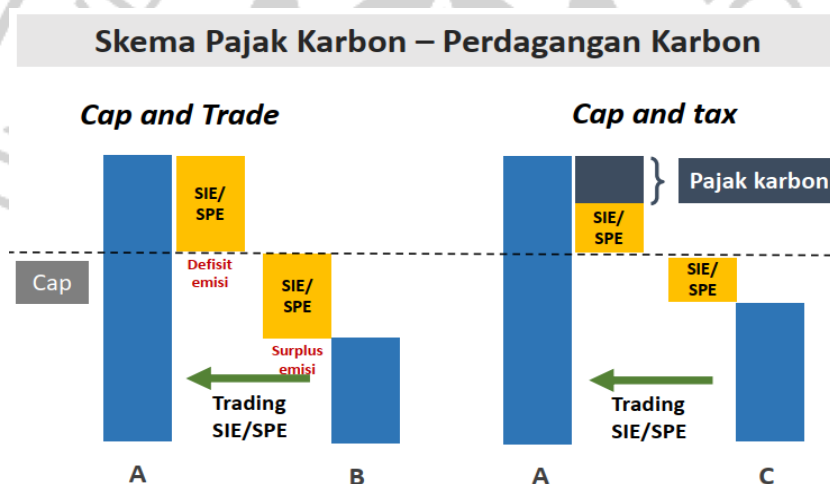
- Penetapan cap u/ sektor pembangkit listrik batubara oleh Kementerian ESDM.
- Per 1 April 2022, penerapan pajak karbon (*cap & tax*) secara terbatas pada PLTU Batubara dengan tarif Rp 30.000/tCO<sub>2</sub>e

Tahun 2025:

- Implementasi perdagangan karbon secara penuh melalui bursa karbon

- Perluasan sektor pemajakan pajak karbon dengan pentahapan sesuai dengan kesiapan sektor
- Penetapan aturan pelaksana tata laksana pajak karbon (cap & tax) untuk sektor lainnya

Entitas yang mengemisi lebih batas atas (cap) membeli izin emisi (SIE) dari entitas yang mengeluarkan emisi di bawah batas atas (cap) atau membeli sertifikat pengurangan emisi (SPE/offset karbon). Apabila suatu entitas tersebut tidak dapat membeli izin emisi (SIE) atau sertifikat penurunan emisi (SPE) untuk emisi yang melebihi batas maksimum, maka sisa emisi akan dikenakan pajak karbon (Kemenkeu, 2021).



Gambar 2. 10 Skema Pajak Karbon (Kemenkeu, 2021).

### 1.13 Metode penghitungan emisi Gas Rumah Kaca (GRK).

Metode penghitungan emisi GRK telah sesuai dengan IPCC-2006. Penghitungan emisi GRK dalam Pedoman Penghitungan dan Pelaporan Inventarisasi GRK Bidang Energi Sub Bidang Ketenagalistrikan, juga disusun sesuai IPCC Guideline, “2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories” (IPCC-2006). Pada pembakaran bahan bakar fosil dan *biomass-based Fuel* pada unit pembangkitan listrik ini dibedakan atas empat metode, semakin tinggi metode yang digunakan, semakin tinggi ketelitiannya. Sistem Tier menggambarkan tingkat dan kompleksitas metode penghitungan emisi GRK dalam IPCC-2006. Dalam

setiap tingkatan Tier, dihasilkan perbedaan kualitas, keakuratan, dan ketidakpastian. Semakin tinggi sistem Tier yang digunakan, semakin akurat, namun memerlukan data yang lebih detail.

Penghitungan emisi gas rumah kaca pada tingkat tertinggi (Tier-3), biasanya digunakan sebagai syarat mekanisme jual beli karbon, karena memerlukan tingkat keakuratan data emisi GRK. Namun unit pembangkitan listrik harus mengetahui kandungan karbon tersisa pada fly ash dan bottom ash atau yang memiliki Continuous Emission Monitoring Systems (CEMS) yang beroperasi minimal 97,5% selama pembangkit beroperasi dapat digunakan untuk penghitungan emisi CO<sub>2</sub> dengan Tier tertinggi (Tier-3) Metode 4. Matriks di bawah menggambarkan tingkatan Tier sebagai metode penghitungan emisi GRK (ESDM D. K., 2018).

Tabel 2. 10 Matriks sistem Tier (ESDM D. K., 2018)

| Tier   | Daya yang Diperlukan                                                    |                                                                                                                                               | Metode   |
|--------|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
|        | Aktivitas                                                               | Faktor Emisi                                                                                                                                  |          |
| Tier-1 | Konsumsi bahan bakar (NCV default IPCC-2006)                            | Faktor emisi default IPCC-2006                                                                                                                | Metode-1 |
| Tier-2 | Konsumsi bahan bakar (NCV default nasional atau NCV di unit pembangkit) | Faktor emisi nasional                                                                                                                         | Metode-1 |
|        |                                                                         | Faktor emisi spesifik di unit pembangkit listrik (terdapat data kandungan karbon dan menggunakan oksidasi default)                            | Metode-2 |
| Tier-3 | Konsumsi bahan bakar per teknologi pembakaran (NCV di unit pembangkit)  | Faktor emisi spesifik di unit pembangkit listrik (terdapat data kandungan karbon dan menggunakan faktor oksidasi spesifik di unit pembangkit) | Metode-2 |
|        |                                                                         | Faktor emisi spesifik di unit pembangkit listrik (terdapat data kandungan karbon dan data                                                     | Metode-3 |

kandungan karbon tidak terbakar  
(*unburned carbon*))

Emisi GRK sesuai CEMS\*

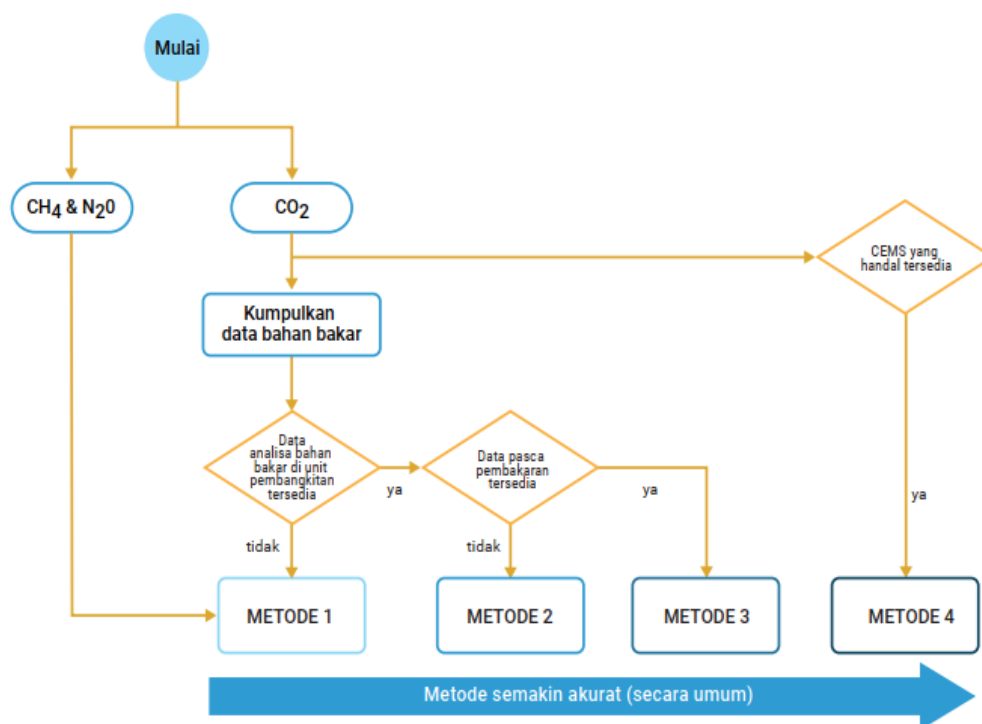
Metode-4

Sumber: Pedoman penghitungan dan pelaporan inventarisasi gas rumah kaca Dirjen Ketenagalistrikan kementerian ESDM 2018 meengacu IPCC 2006

\* Jika CEMS dioperasikan sesuai prosedur penggunaan alat, terkalibrasi oleh Lembaga terakreditasi dan jam operasi minimal 97,5% (ESDM D. K., 2018)

Dengan menggunakan metode 3, total emisi GRK dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$E_{CO_2} = F_{BB} \times (C_{ar} - (A_{ar} \times C_{ub})) \times \frac{44}{12} \quad (2.15)$$



Gambar 2. 11 Alur penentuan metode penghitungan emisi GRK pembangkit listrik.  
(ESDM D. K., 2018)

Kandungan unburned carbon pada fly ash dapat diukur dengan metode Loss On Ignition (LOI), yang setara dengan bahan bakar yang lolos dari pembakaran. Nilai LOI tergantung pada jenis batubara, untuk jenis batubara seperti Lignite ash untuk nilai LOI antara 0-5%, Sub bituminous ash nilai LOI antara 0-3% dan bituminous ash nilai LOI antara 0-15% (Yaowen Xing, 2019).

#### **1.14 Tekno Ekonomi Pada Komponen Bahan Bakar.**

Untuk membangkitkan daya listrik pada sebuah unit PLTU, kapasitas bahan bakar yang dibutuhkan bervariasi, salah satu faktor yang mempengaruhi adalah komposisi bahan bakar yang digunakan, dalam konteks ini adalah campuran bahan bakar batubara yang digunakan. Diukur sebagai laju aliran bahan bakar Ton/jam bahan bakar. Artinya untuk menghitung biaya produksi pada kondisi baseline dalam setahun dapat menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Biaya BB per tahun} = \text{Harga BB} \times \text{Kebutuhan BB per tahun} \quad (2.16)$$

$$\text{Biaya operasional BB} = \text{Biaya BB per tahun} - \text{Carbon Trading} \quad (2.17)$$

Dengan persamaan diatas dapat diketahui keuntungan atau kerugian dari komposisi bahan bakar.

### BAB III

