

BAB IV

PERHITUNGAN DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilaksanakan di PT PLN (Persero) Pembangkitan Sumatera Bagian Selatan, yang ada di Desa Tarahan, Kecamatan Ketibung, Kabupaten Lampung selatan, Lampung. selama 11 hari pada tanggal 25 Januari 2016 – 5 Februari 2016. Pengumpulan data dilaksanakan untuk mengetahui karakteristik dari pembangkit listrik tersebut, baik dari segi mesin pembangkit, system operasi, dan mempelajari cara perhitungan performance test yang sering dilaksanakan di PT PLN (Persero) Pembangkitan Sumatera Bagian Selatan.

4.2 PLTU Tarahan

Pusat Listrik Tenaga Uap Tarahan Unit 3 & 4 berkapasitas 2 x 100 MW berlokasi di Desa Rangai Tri Tunggal (Desa Tarahan), Kecamatan Ketibung, Kabupaten Lampung Selatan, Provinsi Lampung. Terletak di tepi Teluk Lampung yang berjarak 15 Km dari pusat Kota Bandar Lampung ke arah Timur. Lahan Seluas 62,84 Ha digunakan untuk Power Plant, Intake, Discharge dan Base Camp.

Pembangunan fisik PLTU dimulai sejak tahun 2001 Site Preparation. Kemudian diteruskan tahapan pembangunan sipil yang resmi dimulai tanggal 15 September 2004 yaitu pemancangan tiang pertama, dan berhasil beroperasi secara komersil tanggal 14 Desember 2007 untuk PLTU unit 4 dan tanggal 26 Desember 2007 untuk PLTU unit 3.

Proyek ini dibiayai oleh loan JBIC ODA LOAN No.IP – 486 dengan alokasi sebesar 6,41 milyar JPY dan 176,97 juta USD, dana pendamping dari pemerintah RI (APBN) dan APLN senilai Rp. 332,85 milyar diluar biaya perolehan tanah dan pekerjaan persiapan.

Pembangunan PLTU Tarahan ini merupakan kebijakan pemerintah Indonesia yang ditindaklanjuti oleh PT PLN (Persero) dengan mengembangkan pembangkit listrik non-BBM yang memanfaatkan bahan bakar batubara. PT PLN (Persero) mengadakan kontrak pembelian dengan PT Bukit Asam untuk menyuplai batubara untuk PLTU Tarahan dengan pertimbangan lokasi stockpile batubara yang berasal dari tambang terbuka Tanjung Enim berdekatan dengan PLTU Tarahan.

Energi listrik yang terbangkitkan selanjutnya ditransfer melalui jaringan transmisi 150 kV ke GI New Tarahan lalu didistribusikan ke GI Kalianda, GI Sutami dan GI Sribawono.

4.2.1 Deskripsi Teknis

PLTU Tarahan Unit 3 & 4 menggunakan bahan bakar batubara dari terminal batubara yang dioperasikan oleh PT Bukit Asam. Batubara ditransportasikan dari terminal batubara melalui Belt Conveyor melintasi jalan lintas Sumatera menuju Coal Silo di areal pembangkit sebelum ditransfer ke ruang bakar boiler.

PLTU Tarahan memanfaatkan Teknologi Boiler CFB (Circulating Fluidized Bed) dengan kapasitas produksi uap per unit 350 ton/jam untuk memutar turbin generator pada pembebanan 100 MW. Konsumsi batubara untuk kapasitas tersebut berkisar 50 ton/jam dengan kandungan Ash Content (Fly Ash & Bottom Ash) sebesar 5% yang akan disaring oleh Bag Filter dengan efisiensi 99,95%. Abu dari Bag Filter dan Bottom Furnace Boiler selanjutnya dikumpulkan di Ash Disposal Area Seluas ± 11 Ha.

Umumnya PLTU batubara akan berkaitan dengan hasil pembakaran batubara dan polutan dalam flue gas yang mengandung SO₂, NO_x dan partikulat. Partikulat berupa abu disaring dengan alat Bag Filter, NO_x direduksi dengan Low Temperature Firing dalam furnace CFB, sedangkan SO₂ direduksi dengan injeksi limestone (CaCO₃) kedalam furnace CFB selama proses pembakaran batubara pada temperatur 850o C untuk mengikat SO₂. Flue Gas setelah melewati Bag Filter disalurkan ke Chimney (cerobong) setinggi 150 m yang berfungsi sebagai pendispersi flue gas sehingga batas emisi flue gas yang dibuang ke lingkungan sesuai dengan Keputusan Menteri Negara

Lingkungan Hidup No. 21 Tahun 2008 tanggal 1 Desember 2008 mengenai Baku Mutu Emisi untuk PLTU Berbahan Bakar Batubara (Berlaku Efektif Tahun 2008) yaitu : Total Partikel < 150 mg/Nm³, SO₂ < 750 mg/Nm³, NO₂ < 850 mg/Nm³.

4.2.2 Teknologi Terapan

I. Teknologi Boiler CFB

CFB adalah teknologi boiler yang menggunakan sistem pembakaran dengan memanfaatkan panas dari fluidisasi bed material yang bersirkulasi melalui 3 (tiga) peralatan utama, yaitu:

Furnace : Ruang Pembakaran

Cyclone : Ruang pemisah antara *flue gas* dan *bed material* yang belum terbakar berdasarkan beda berat jenis.

Backpass : Pemanfaatan kalori dari *flue Gas*

II. Teknologi Ramah Lingkungan

Proyek PLTU Tarahan dibangun dengan konsep yang ramah lingkungan karena memiliki:

1. Waste Water Treatment Plant

Mengolah limbah cair sehingga aman dibuang ke lingkungan.

2. Ash Handling System:

Mengolah limbah abu sehingga tidak mencemari lingkungan.

3. CFB System:

Sistem Boiler yang mensirkulasikan kembali batubara yang belum terbakar di furnace dengan efisien, sehingga pembakaran lebih baik dan emisi buangan SOX dan NOX yang lebih rendah.

III. Diversifikasi Energi Primer (Non – BBM & Gas)

PT PLN (Persero) dan Pemerintah sedang melakukan diversifikasi energi primer dengan menggunakan bahan bakar non-BBM dan gas. Oleh sebab itu, PLTU Tarahan ini didesain untuk menggunakan batubara.

IV. Teknologi Operasional Berbasis Program Komputer

PLTU Tarahan telah menggunakan system komputerisasi untuk memudahkan pengoperasian, pengawasan, pengaturan dan perbaikan dari PLTU Tarahan ini.

4.2.3 Data Teknis

I. Design Spesification

Output Capacity : 100 MW (Bruto)

Main Fuel : Coal (50 ton/jam, full load)

Initial Firing : HSD

Unit Number : 2 (two)

2. Steam Generator & Auxiliaries Equipment

Manufacturer : Alstom Power Inc.

Steam Generator : 400 ton/jam

Feed Water Temp : 238o C

Outlet Pressure : 128 kg/cm²g

Superheater Outlet : 538o C

Precipitator : Bag Filter

Firing System : CFB

3. Steam Turbine & Auxiliaries Equipment

Manufacturer : Fuji Electric System

Type : Non Reheat Condensing

Rated Speed : 3.000 rpm

Main Steam Pressrure : 128 kg/cm²g

Main Steam Temp : 538° C

Intake Water : Deep Sea Intake

Discharge System : Surface Discharge

4. Generator System

Manufacturer : Fuji Electric System

Type : GTLR I 544/61-2

Capacity : 125,5 MVA

Voltage : 11 kV

Current : 6587 A

Power Factor : 0.8

Excitation : 435 V/938 A

Cooler : Air Force System

5. Main Transformer

Manufacturer : Pauwels

Type : OLD 125.5/325

Capacity : 75/100/125,5 MVA

Voltage : 11 kV/150 kV

6. Desalination Plant

Manufacturer : Sasakura Engineering

Type : Flash Evaporator

Capacity : 500 ton/day

7. Determinalized Water Plant

Manufacturer : Dosh-ion

Type : Resin Mixed Bed

Capacity : 370 ton/day

8. Coal, Ash & Limestone Handling System

Coal Storage

Belt Conveyor to Silo

Fly Ash System

Bottom Ash Conveyor

Ash Disposal Area

Limestone Handling System

4.3 Data Teknis Peralatan

Steam Turbin

<i>Manufacturer</i>	<i>: Fuji Electric System</i>
<i>Type</i>	<i>: Non reheat Condensing</i>
<i>Rated Output</i>	<i>: 100,00 MW</i>
<i>Main Steam (at main stop valve inlet)</i>	
- <i>Pressure</i>	<i>: 128,0 kg/cm²a</i>
- <i>Temperature</i>	<i>: 538,0 °C</i>
- <i>Flow</i>	<i>: 351,93 t/h</i>
<i>Exhaust steam pressure (at turbine outlet)</i>	<i>: 0,082 kg/cm²a</i>
<i>Rated speed</i>	<i>: 3.000 rpm</i>
<i>Intake water</i>	<i>: Deep sea intake</i>
<i>Discharge system</i>	<i>: Surface disch</i>

Generator

<i>Type</i>	<i>: Totally enclosed inner air cooled type</i>
<i>Rated Capacity</i>	<i>: 125,5 MVA</i>
<i>Voltage</i>	<i>: 11 kV</i>
<i>Power factor</i>	<i>: 0,80</i>
<i>Cooler</i>	<i>: Air</i>
<i>Rated speed</i>	<i>: 3.000 rpm</i>

4.4 Pengolahan Data

Dalam pengolahan data ini data yang diperoleh sebagian besar data diambil dengan capture data langsung dari DCS, dan ada beberapa data yang diasumsikan sama dengan data performance test pada saat performance test yang dilaksanakan oleh pihak litbang dikarenakan keterbatasan alat ukur (flue gas), lalu pengambilan data ini dilakukan pada kondisi Manual Control Mode, data diambil pada setiap pembebanan selama 1 jam dengan interval 5 menit. Setelah didapat data primer, pada penelitian ini data kemudian diproses dengan cara menghitung manual dengan rumus – rumus yang megacu pada BAB II, perhitungan Heat Rate ini dihitung dengan perbandingan beban yang berbeda yaitu pada beban 100 MW dan 90 MW untuk unit 3 Steam Turbin dan Generator.

4.4.1 Turbin Heat Rate

Pada perhitungan ini data primer diambil dari data tabel yang berbeda yang ada pada lampiran belakang, setelah diambil data tabel yang pada lampiran maka data diolah dengan rumus – rumus, dan di olah pada berhitungn dibawah ini :

PERHITUNGAN GROSS TURBINE HEAT RATE Pada Pembebanan 100 MW

Tanggal : 1 Oktober 2014

Durasi : 1 HOUR

Daya : 100 MW

Perhitungan Daya Exsitasi

1. *Measured field (excitation) DC Voltage* : $V_F = 232,92 \text{ V}$

2. *Measured field (excitation) DC Current* : $A_F = 663,81 \text{ A}$

$$E_{WL} = (V_F \times A_F) / 1000$$

$$E_{WL} = (232,92 \times 663,81) / 1000$$

$$E_{WL} = 154614.62 / 1000$$

$$E_{WL} = 154,61 \text{ kW}$$

3. *Field Winding Loss* : $E_{WL} = 154,61 \text{ kW}$

$$E_{TL} = (0,05 \times E_{WL}) + 1,888$$

$$E_{TL} = (0,05 \times 154,61) + 1,888$$

$$E_{TL} = 7,73 + 1,888$$

$$E_{TL} = 9,61 \text{ kW}$$

4. *Excitation transformer Loss (ref. loss curve)* : E_{TL} = 9,61 kW

$$K_{WE} = (V_F \times A_F) / 1000 + E_{TL}$$

$$K_{WE} = (232,92 \times 663,81) / 1000 + E_{TL}$$

$$K_{WE} = (154.614,62) / 1000 + E_{TL}$$

$$K_{WE} = 154,61 + 9,62$$

$$K_{WE} = 164,23 \text{ kW}$$

5. *Excitation Power* : K_{WE} = 164,23 kW

Perhitungan Output Generator

6. *Measured generator terminal output* : K_{WM} = 100.556,71 kW

7. *Calculated excitation power* : K_{WE} = 164,23 kW

$$KW_1 = K_{WM} - K_{WE}$$

$$KW_1 = 100.556,71 - 164,23$$

$$KW_1 = 100.392,5 \text{ kWh}$$

8. *Calculated generator output* : KW_1 = 100.392,5 kWh

Data Untuk Perhitungan Gross Turbine Heat Rate

9. *Calculated generator output* : KW_1 = 100.392,5 kWh

10. *main steam flow at turbine inlet* : G_{ms} = 325.141,01 kg/h

11. *Steam flow to ejector (= constant)* : G_{ae} = 370,00 kg/h

12. *Make up water flow* : G_{mu} = 2.260,94 kg/h

13. *Steam flow to gland seal (= constant)* : G_{gl} = 260,00 kg/h

14. *HP No.5 feedwater heater outlet feedwater flow* : G_{fw} = 290.121,74 kg/h

15. *SH spray flow* : G_{ss} = 37.280,21 kg/h

16. *Main steam enthalpy at turbine inlet* : h_{ms} = 824,03 kCal/kg

17. *Enthalpy of steam to ejector* : h_{ae} = 734,76 kCal/kg

18. *Make up water enthalpy* : h_{mu} = 35,56 kCal/kg

19. *Gland seal steam enthalpy* : h_{gl} = 734,76 kCal/kg

20. *HP No.5 feedwater heater outlet feedwater enthalpy* : h_{fw} 242,46 kCal/kg
21. *SH spray enthalpy* : h_{ss} 178,57 kCal/kg

Perhitungan *Gross Turbine Heat Rate*

$$T_{HRM} = \{(G_{ms} \times h_{ms} + G_{ae} \times h_{ae} + G_{mu} \times h_{mu} + G_{gl} \times h_{gl}) - (G_{fw} \times h_{fw} + G_{ss} \times h_{ss})\} / KW_1$$

$$T_{HRM} = \{(325.141,01 \times 824,03 + 370 \times 734,76 + 2.260,94 \times 35,56 + 260 \times 734,76) - (290.121,74 \times 242,46 + 37.280,21 \times 178,57)\} / 100.392,5$$

$$T_{HRM} = \{(5,143611298 \times 10^{15} - 1,931383955 \times 10^{12})\} / 100.392,5$$

$$T_{HRM} = \{(191.469.194,9 / 100.392,5)\}$$

$$T_{HRM} = 1.907,20 \text{ kCal/kWh}$$

22. *Measured gross turbine heat rate* : T_{HRM} 1.907,18 kCal/kWh

Setelah di hitung di dapat nilai *Gross Turbin Heat Rate* turbin sebesar 1.907,18 kcal/kWh, tahap selanjutnya kita menghitung nilai efisiensi dari turbin adapun perhitungannya dibawah ini :

Efisiensi Turbin

$$23. \text{ Efisiensi Turbin} = (1 / (1 \text{Kcal} / 1 \text{Kwh} \times T_{HRM})) \times 100$$

$$\text{Efisiensi Turbin} = (1 / (4.186,8 / 3.600.000 \times T_{HRM})) \times 100$$

$$\text{Efisiensi Turbin} = (1 / (0,001163 \times 1.907,18)) \times 100$$

$$\text{Efisiensi Turbin} = (1 / (2,21805034)) \times 100$$

$$\text{Efisiensi Turbin} = (0,4508463951) \times 100$$

$$\text{Efisiensi Turbin} = 45,08 \%$$

$$\text{Efisiensi Turbin} : \eta = 45,08 \%$$

Pada perhitungan diatas data Tanggal : 1 Oktober 2014 (Pembebanan 100%, Daya 100 MW) , didapat nilai efisiensi dari turbin adalah sebesar 45,08 % , selanjutnya dihitung nilai *Gross Turbin Heat Rate* dan Efisiensi dari data Tanggal : 3 Febuari

2016 (Pembebanan 90%, Daya 90 MW) pada pembebanan 90% , adapun perhitungannya di bawah ini :

PERHITUNGAN *GROSS TURBIN HEAT RATE* Pada Pembebanan 90 MW

Tanggal : 3 Februari 2016

Durasi : 1 HOUR

Daya : 91 MW

Perhitungan Daya Eksitasi

1. *Measured field (excitation) DC Voltage* : V_F = 278,10 V
2. *Measured field (excitation) DC Current* : A_F = 764,40 A

$$E_{WL} = (V_F \times A_F) / 1000$$

$$E_{WL} = (278.10 \times 764.40) / 1000$$

$$E_{WL} = 212579.64 / 1000$$

$$E_{WL} = 212.57 \text{ kW}$$
3. *Field Winding Loss* : E_{WL} = 212,57 kW

$$E_{TL} = (0,05 \times E_{WL}) + 1,888$$

$$E_{TL} = (0,05 \times 212.57) + 1,888$$

$$E_{TL} = 10,62 + 1,888$$

$$E_{TL} = 12,51 \text{ kW}$$
4. *Excitation transformer Loss (ref. loss curve)* : E_{TL} = 12,51 kW

$$K_{WE} = (V_F \times A_F) / 1000 + E_{TL}$$

$$K_{WE} = (278,10 \times 764,40) / 1000 + E_{TL}$$

$$K_{WE} = (212.579,64) / 1000 + E_{TL}$$

$$K_{WE} = 212,57 + 12,51$$

$$K_{WE} = 225,08 \text{ kW}$$
5. *Excitation Power* : K_{WE} = 225,08 kW

Perhitungan Output Generator

6. *Measured generator terminal output* : K_{WM} = 91.092 kW
7. *Calculated excitation power* : K_{WE} = 225,10 kW
- $$KW_1 = K_{WM} - K_{WE}$$
- $$KW_1 = 91.092 - 225,10$$
- $$KW_1 = 90.866,9 \text{ kWh}$$
8. *Calculated generator output* : KW_1 = 90.866,9 kWh

Data Untuk Perhitungan Gross Turbine Heat Rate

9. *Calculated generator output* : KW_1 90.866,9 kWh
10. *main steam flow at turbine inlet* : G_{ms} 338.685,93 kg/h
11. *Steam flow to ejector (= constant)* : G_{ae} 370,00 kg/h
12. *Make up water flow* : G_{mu} 8.200,00 kg/h
13. *Steam flow to gland seal (= constant)* : G_{gl} 260,00 kg/h
14. *HP No.5 feedwater heater outlet feedwater flow* : G_{fw} 306.485,93 kg/h
15. *SH spray flow* : G_{ss} 40.400,00 kg/h
16. *Main steam enthalpy at turbine inlet* : h_{ms} 825,90 kCal/kg
17. *Enthalpy of steam to ejector* : h_{ae} 729,20 kCal/kg
18. *Make up water enthalpy* : h_{mu} 35,65 kCal/kg
19. *Gland seal steam enthalpy* : h_{gl} 729,20 kCal/kg
20. *HP No.5 feedwater heater outlet feedwater enthalpy* : h_{fw} 242,93 kCal/kg
21. *SH spray enthalpy* : h_{ss} 177,89 kCal/kg

Perhitungan *Gross Turbin Heat Rate*

$$T_{HRM} = \{(G_{ms} \times h_{ms} + G_{ae} \times h_{ae} + G_{mu} \times h_{mu} + G_{gl} \times h_{gl}) - (G_{fw} \times h_{fw} + G_{ss} \times h_{ss})\} / KW_1$$
$$T_{HRM} = \{(338.685,93 \times 825,90 + 370,00 \times 729,20 + 8.200,00 \times 35,65 + 260,00 \times 729,20) - (306.485,93 \times 242,93 + 40.400,00 \times 177,89)\} / 90.866,9$$
$$T_{HRM} = \{(5,302468136 \times 10^{15} - 1,325192035 \times 10^{10})\} / 90.866,9$$
$$T_{HRM} = \{(198.831.052,6 / 90.866,9)\}$$
$$T_{HRM} = 2.188,15 \text{ kCal/kWh}$$

22. *Measured gross turbine heat rate* : T_{HRM} 2.188,15 kCal/kWh

Setelah di hitung di dapat nilai *Gross Turbin Heat Rate* turbin sebesar 2.188,15 kcal/kWh, tahap selanjutnya kita menghitung nilai efisiensi dari turbin adapun perhitungannya dibawah ini :

Efisiensi Turbin

23. Efisiensi Turbin = $(1 / (1 \text{Kcal} / 1 \text{Kwh} \times T_{HRM})) \times 100$

$$\text{Efisiensi Turbin} = (1 / (4.186,8 / 3.600.000 \times T_{HRM})) \times 100$$
$$\text{Efisiensi Turbin} = (1 / (0,001163 \times 2.188,15)) \times 100$$
$$\text{Efisiensi Turbin} = (1 / 2,54482671) \times 100$$
$$\text{Efisiensi Turbin} = (0,3929540648) \times 100$$
$$\text{Efisiensi Turbin} = 39,29 \%$$

Efisiensi Turbin : η = **39,29 %**

Pada perhitungan dari data tanggal : 3 Februari 2016 (Pembebanan 90%, Daya 90 MW) diatas di dapat nilai efisiensi dari turbin adalah sebesar 39,29 %.

Jadi dari hasil perhitungan *Gross Turbin Heat Rate* dan Efisiensi Turbin pada tanggal : 1 Oktober 2014 2016 (Pembebanan 100%, Daya 100 MW) dan Tanggal : 3 Februari 2016 (Pembebanan 90%, Daya 90 MW) di dapat nilai *Gross Turbin Heat Rate* sebesar 1.907,18 kcal/kWh dan 2.188,15 kcal/kWh lalu untuk nilai efisiensi yang di dapat sebesar 45,08 % dan 39,29 %.

4.4.2 Generator Heat Rate

Pada Perhitungan ini penulis ingin mencari nilai heat rate dan efisiensi pada generator dengan mengambil data primer dari data tabel yang ada pada lampiran, perhitungan terlebih dahulu mencari nilai dari *NPHR (Net Plant Heat Rate)* dengan diketahui bahwa nilai kalori pemakaian batubara sebesar 5000 kCal/kg dan persamaan 1Kcal : 4.186,8 J dan 1Kwh : 3.600.000 J. Sebelum mencari nilai heat rate dan nilai efisiensi terlebih dahulu mencari nilai *NPHR (Net Plant Heat Rate)* sebagai berikut :

a) Perhitungan Net Plant Heat Rate Pada Pembebanan 100 MW

$$NPHR = \frac{\text{Nilai Kalori} \times \text{Pemakaian Batu Bara}}{\text{Produksi kWh}}$$

$$NPHR = \frac{5.000 \times 1.098}{2.104,40}$$

$$NPHR = \frac{5.490.000}{2.104,40}$$

$$NPHR = 2.608,81 \text{ kCal/kWh}$$

Setelah diperoleh nilai *NPHR (Net Plant Heat Rate)* pada generator maka setelah itu mencari nilai efisiensi pada generator, jadi perhitungan mencari nilai efisiensi generator berikut ini :

b) Perhitungan Efisiensi Generator Pada Pembebanan 100 MW

$$Efisiensi = \frac{1}{NPHR \times 1 \text{ Kcal} \times (1/1 \text{ Kwh})}$$

$$Efisiensi = \frac{1}{2.608,81 \times 4.186,8 \times (1/3.600.000)}$$

$$Efisiensi = \frac{1}{10.922.605,97 \times (2,777777778 \times 10^{-7})}$$

$$Efisiensi = \frac{1}{3,034057019}$$

$$Efisiensi = 0,33 \times 100$$

$$Efisiensi = 33\%$$

Pada perhitungan diatas data Tanggal : 1 Oktober 2014 (Pembebanan 100%, Daya 100 MW), didapat nilai efisiensi dari generator adalah sebesar 33%, selanjutnya dihitung nilai *Net Plant Heat Rate* dan Efisiensi dari data Tanggal : 3 Febuari 2016 (Pembebanan 90%, Daya 90 MW), adapun perhitungannya di bawah ini :

c) Perhitungan data pebanding *NPHR (Net Plant Heat Rate)* Pada Pembebanan 90 MW

$$NPHR = \frac{\text{Nilai Kalori} \times \text{Pemakaian Batu Bara}}{\text{Produksi kWh}}$$

$$NPHR = \frac{5.000 \times 1.339,76}{1.942,6}$$

$$NPHR = \frac{6.698.800}{1.942,6}$$

$$NPHR = 3.448,3 \text{ kCal/kWh}$$

Setelah diperoleh nilai *NPHR (Net Plant Heat Rate)* pada generator maka setelah itu mencari nilai efisiensi pada generator, jadi perhitungan mencari nilai efisiensi generator berikut ini :

d) Perhitungan Efisiensi Generator Pada Pembebanan 100 MW

$$Efisiensi = \frac{1}{NPHR \times 1 \text{ Kcal} \times (1/1 \text{ Kwh})}$$

$$Efisiensi = \frac{1}{3.448,3 \times 4.186,8 \times (1/3.600.000)}$$

$$Efisiensi = \frac{1}{14.437.627,84 \times (2,777777778 \times 10^{-7})}$$

$$Efisiensi = \frac{1}{4,010452178}$$

$$Efisiensi = 0,249 \times 100$$

$$Efisiensi = 24,9 \%$$

Pada perhitungan dari data tanggal : 3 Febuari 2016 (Pembebanan 90%, Daya 90 MW) diatas di dapat nilai efisiensi dari Generator adalah sebesar 24,9 %.

Jadi dari hasil perhitungan *Net Plant Heat Rate* dan Efisiensi Generator pada tanggal : 1 Oktober 2014 2016 (Pembebanan 100%, Daya 100 MW) dan Tanggal : 3 Febuari 2016 (Pembebanan 90%, Daya 90 MW) di dapat nilai *Net Plant Heat Rate* sebesar 2.608,81 kcal/kWh dan 3.448,3 kcal/kWh lalu untuk nilai efisiensi yang di dapat sebesar 33% dan 24,9 %.

Tabel 4.1 Rekapitulasi Hasil Perhitungan Heat Rate dan Efisiensi

	TURBIN					
	HEAT RATE (T_{HRM})		EFFISIENSI		GENERATOR OUTPUT	
TAHUN	2014	2016	2014	2016	2014	2016
PEMBEBANAN	100 %	90 %	100 %	90 %	100 %	90 %
	1.907,20 KCal/ Kwh	2.188.15 KCal/ Kwh	45,08 %	39,29 %	100.392,5 kWh	90.866,9 kWh
SELISIH	280.95 KCal/ Kwh		5,79 %		9525,6 kWh	
	GENERATOR					
	NET PLANT HEAT RATE (NPHR)		EFFISIENSI		PRODUKSI KWH	
TAHUN	2014	2016	2014	2016	2014	2016
PEMBEBANAN	100 %	90 %	100 %	90 %	100 %	90 %
	2.608,81 KCal/ Kwh	3.448 KCal/ Kwh	33 %	24,9 %	2.104,40 kWh	1.942,6 kWh
SELISIH	839,19 KCal/ Kwh		8,1 %		161.8 kWh	

Berdasarkan hasil perhitungan heat rate dan efisiensi turbin maupun generator maka dapat dihasilkan nilai – nilai heat rate dan efisiensi yang tertera pada tabel 4. 1 berikut :

Pada tabel 4.1 terlihat bahwa nilai heat rate turbin pada tahun 2014 dan 2016 berbeda, adapun nilai heat rate yang terhitung pada tahun 2014 sebesar 1.907,20 KCal/ Kwh dan pada tahun 2016 nilai heat rate yang terhitung sebesar 2,188.15 KCal/ Kwh, maka teranalisa nilai heat rate pada tahun 2014 dan 2016 cenderung meningkat.

Sedangkan untuk hasil perhitungan nilai efisiensi pada tahun 2014 dan 2016 juga berbeda, terlihat pada tabel 4.1 bahwa nilai efisiensi pada tahun 2014 dihitung sebesar 45,08 % lalu untuk nilai efisiensi pada tahun 2016 dihitung sebesar 39,29 %, maka dari hasil perhitungan nilai efisiensi turbin pada tahun 2014 dan 2016 terlihat bahwa nilai efisiensi turbin cenderung menurun.

Untuk sektor generator, pada tabel 4.1 terlihat bahwa nilai Heat Rate dan Efisiensi pada generator pada tahun 2014 dan 2016 juga berbeda, dihitung nilai NPHR yang dihasilkan pada tahun 2014 sebesar 2608,81 KCal/ Kwh, sedangkan untuk nilai NPHR pada tahun 2016 menghasilkan nilai sebesar 3448 KCal/ Kwh, dari hasil perhitungan NPHR pada tahun 2014 dan 2016 terlihat bahwa nilai NPHR yang dihasilkan berbeda, maka perbandingan nilai NPHR pada tahun 2014 dan 2016 cenderung meningkat.

Lalu untuk perhitungan nilai efisiensi pada generator terlihat pada tabel 4.1 bahwa, nilai efisiensi yang dihasilkan pada tahun 2014 sebesar 33 %, sedangkan untuk hasil perhitungan nilai efisiensi turbin pada tahun 2016 sebesar 24,9 %. Dari hasil perhitungan pada tahun 2014 dan 2016 terlihat bahwa nilai efisiensi generator cenderung semakin menurun.

Dari hasil penjabaran tabel 4.1 diatas teranalisa bahwa nilai heat rate turbin dan generator pada tahun 2014 dan 2016 cenderung semakin meningkat, berbanding terbalik dengan nilai efisiensi turbin dan generator yang pada tahun 2014 dan 2016 cenderung semakin menurun. maka teranalisa bahwa semakin tinggi nilai heat rate yang dihasilkan oleh turbin dan generator maka semakin kecil efisiensi yang dihasilkan oleh turbin dan generator.

Dan teranalisa dari unjuk kerja yang dihasilkan oleh turbin dan generator pada tahun 2014 dan 2016 nilai heat rate yang dihasilkan semakin besar dan nilai efisiensi yang dihasilkan semakin menurun.