

BAB IV

ANALISA DATA DAN HASIL PEMBAHASAN

4.1. Pengumpulan Data

Dalam analisa data ini penulis akan mengumpulkan beberapa data yang diperlukan untuk dilakukan pengolahan dan dihitung untuk mencari nilai-nilai yang diinginkan. Untuk pengumpulan data dilakukan per 30 menit sebanyak 4 kali yaitu jam 09:30 – 11:00 pada tanggal 24 Oktober 2017 pada saat performance test Unit 1 agar load lebih stabil serta data lebih lengkap dan update karena pengambilan sampling batu bara dilakukan tiap 30 menit. Data yang diambil meliputi data water and steam (air dan uap), data electricity, dan data bahan bakar dalam proses PLTU Tanjung Jati B.

Tabel 4.1. Data air dan uap dalam proses PLTU

Time	Mf	Mis1	Mis2	Mir	M1	M2	M3
	kg/jam	kg/jam	kg/jam	kg/jam	kg/jam	kg/jam	kg/jam
10/24/2017 09:30	2226183	19898	42936	24228	2286407	1897157	1921385
10/24/2017 10:00	2224781	26609	39755	24424	2288536	1899608	1924032
10/24/2017 10:30	2218704	34378	39739	21050	2290211	1902158	1923208
10/24/2017 11:00	2196742	38100	43805	21620	2276038	1887,	1909280
Rata-rata	2216602	29746	41559	22831	2285298	1896646	1919476

Keterangan :

Mf = Feed water flow (Aliran air umpan Boiler), kg/jam

Mis1 = Superheater #1 spray water flow, kg/jam

Mis2 = Superheater #2 spray water flow, kg/jam

Mir = Reheater spray water flow, kg/jam

M1 = Main Steam flow (Aliran uap utama ke Turbin), kg/jam

M2 = Cold reheat steam flow (aliran uap masuk ke reheater), kg/jam

M3 = Hot Reheat steam flow (Aliran uap keluaran Reheater), kg/jam

Tabel 4.2. Data Entalphi sesuai dengan Pressure dan Temperature

No	DESKRIPSI	Pressure	Temperatur	Entalphi	
		Bar	°C	Simbol	kJ/kg
1	Main Steam (Uap ke HP Turbin)	166,4	537,4	H1	3397*
2	Cold Reheat steam (Uap sebelum masuk Reheater)	38,4	335	H2	3059*
3	Hot Reheat steam (Uap sesudah Reheater menuju IP Turbin)	36,4	540	H3	3540*
4	Feed Water (Air umpan boiler)	189	286	Hf	1262*
5	Superheater water spray	195.7	185.2	His	795*
6	Reheater water spray	195.7	185.2	Hir	795*

Keterangan * : Data entalphi dapat dicari di steam table, sesuai dengan pressure dan temperature. Data di atas adalah pressure dan temperatur rata-rata waktu performance test.

Tabel 4.3. Data Electricity Generator

Time	Generator Power gross (P_{gross})	Generator Voltage(V_g)	Generator Current(I_g)	Power Eksitasi(P_{exc})	Generator Power Reactif(Q_g)	Generator Power Reactif
	kW	kV	kA	kW	Mvar	
10/24/2017 09:30	701919	23,1	18,5	1925	207,8	0,96
10/24/2017 10:00	701884	23,1	18,6	1923	208,2	0,96
10/24/2017 10:30	701588	22,9	18,7	1914	206,1	0,96
10/24/2017 11:00	699203	22,9	18,6	1884	199,7	0,96
Rata-Rata	701149	23,0	18,6	1911	205,4	0,96

Tabel 4.4. Data Net Power dan Auxiliary Power Unit 1

TIME	UNIT 1 NET OUTPUT POWER	POWER AUX	UNIT TRANSFORMER #A 56 MVA, 22.8/10.5 kV		UNIT TRANSFORMER #B 56 MVA, 22.8/10.5 kV	
			CURRENT	VOLTAGE	CURRENT	VOLTAGE
	P_{nett}	P_{AUX}	I_{UTA}	V_{UTA}	I_{UTB}	V_{UTB}
	kW	kW	A	kV	A	kV
10/24/2017 09:30	653922	48040	1636	9,9	1487	10,0
10/24/2017 10:00	653739	48119	1642	9,8	1494	9,9
10/24/2017 10:30	653480	48112	1650	9,8	1497	9,9
10/24/2017 11:00	651193	48996	1656	9,8	1492	9,9
Rata-rata	653,084	48067	1646	9,8	1492	9,9

Keterangan : UTA (Unit Transformer A), UTB (Unit Transformer B)

Tabel 4.5. Data Higher Heating Value (HHV) batu bara

WAKTU	Higher Heating Value (HHV) Coal Feeder						
	FEEDER A	FEEDER B	FEEDER C	FEEDER E	FEEDER F	RATA- RATA	HHV Constan Press
	Kcal/kg	Kcal/kg	Kcal/kg	Kcal/kg	Kcal/kg	Kcal/kg	kJ/kg
10/24/2017 09:30	5794	5688	5979	5957	5996	5883	24630
10/24/2017 10:00	5794	5688	5979	5957	5996	5883	24630
10/24/2017 10:30	5794	5688	5979	5957	5996	5883	24630
10/24/2017 11:00	5794	5688	5979	5957	5996	5883	24630
Rata-rata	5794	5688	5979	5957	5996	5883	24630

Keterangan * : HHV didapat dari Sampling batubara diambil masing-masing Feeder dan diuji di laboratorium , 1 Kcal = 4,1868 kJ. Jadi 5883 Kcal/kg = 24630 kJ/kg. Coal Feeder merupakan alat untuk mengatur jumlah batu bara yang masuk

ke Pulverizer untuk dihaluskan sebelum masuk boiler. Untuk beban full load (710 MW) jalan 5 unit Coal feeder.

Tabel 4.6. Data Heat Loss udara dan gas

WAKTU	LUC	LG'	Lmf	LH	LmA	LB	Lun	B
	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg
10/24/2017 09:30	41	994	483	995	31	37	36	31
10/24/2017 10:00	41	994	483	995	31	37	36	31
10/24/2017 10:30	41	999	483	995	32	37	36	31
10/24/2017 11:00	41	1004	483	995	32	37	36	31
Rata-rata	41	998	483	995	32	37	36	31

Keterangan :

LUC = Heat loss karena carbon yang tidak terbakar

LG' = Heat Loss karena panas dari udara kering

Lmf = Heat Loss karena kelembaban bahan bakar

LH = Heat Loss karena pembakaran Hydrogen

LmA = Heat Loss karena kelembaban udara

LB = Heat Loss karena Radiasi dan Konveksi

Lun = Heat Loss yang tidak terukur

B = Heat Credit

Tabel 4.7. Data Heat rate Losses air dan uap

Time	HLsb	HLbdw	HLaux	HLdv	HLwl	HLsl
	GJ/h	GJ/h	GJ/h	GJ/h	GJ/h	GJ/h
10/24/2017 09:30	15,698	0,213	0,000	0,653	0,000	0,000
10/24/2017 10:00	15,697	0,212	0,000	0,653	0,000	0,000
10/24/2017 10:30	15,716	0,212	0,000	0,652	0,000	0,000
10/24/2017 11:00	15,762	0,212	0,000	0,650	0,175	0,847
Rata-rata	15,718	0,212	0,000	0,652	0,044	0,212

4.2. Menghitung Nilai Heat Rate

4.2.1. Menghitung Turbin Heat Rate (HR_T)

$$\begin{aligned}
 HR_T &= \frac{(M1 \cdot H1) - (M1 \cdot Hf) + (Mis1 + Mis2) \cdot (Hf - His) + M2(H3 - H2) + Mir \cdot (H3 - Hir)}{4,1868 \cdot (Pg - Pexc)} \\
 &= \frac{(2285298 \cdot 3397) - (2285298 \cdot 1262) + ((29746 + 41559) \cdot (1262 - 795)) + 1896646(3540 - 3059) + 22831 \cdot (3540 - 795)}{4,1868 \cdot (701149 - 1911)} \\
 &= \frac{5887368486}{4,1868 \cdot (701149 - 1911)} \\
 &= 2011 \text{ kcal/kwh}
 \end{aligned}$$

4.2.2. Menghitung Turbin Efisiensi (E_T)

Energi kalor/kwh : 3600 kJ

$$HR_T = 2011 \text{ kcal/kwh} = 2011 \times 4,1868 = 8419.7 \text{ kJ/kwh}$$

$$\begin{aligned}
 E_T &= \frac{\text{Energi Kalor dalam 1 kwh}}{\text{Heat rate turbin } \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kwh}}\right)} \times 100\% \\
 &= \frac{3600}{8419,7} \times 100\% \\
 &= 42,75 \%
 \end{aligned}$$

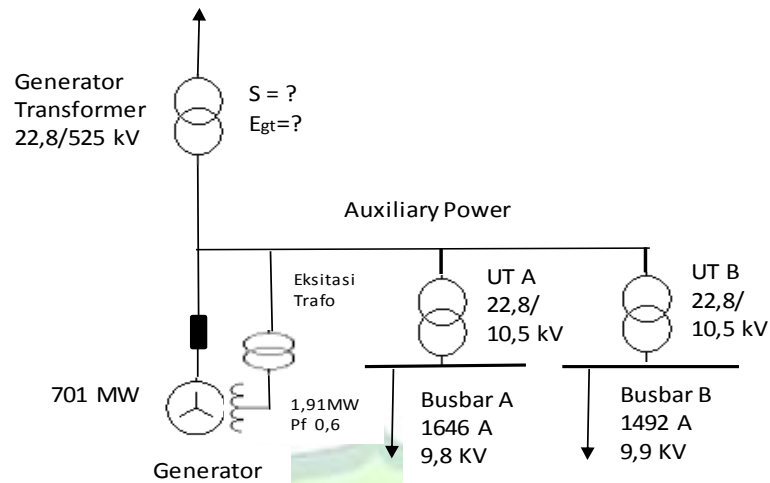
4.2.3. Menghitung Heat rate losses/rugi-rugi (HR_{losses})

Diketahui dari data bahwa :

- Heat losses untuk blow down (HL_{bdw}) = 0,212 GJ/h = 212000 kJ/jam
- Heat losses untuk Sootblow (HL_{sb}) = 15,718 GJ/h = 15718000 kJ/jam
- Heat untuk water losses = 0,044 GJ/jam = 44000 kJ/jam
- Heat untuk steam losses = 0,212 GJ/kg = 2120000 kJ/jam
- Heat untuk deaerator venting = 0,652 GJ/jam = 652.000 kJ/jam
- Heat losses untuk uap auxiluary = 0 kJ/kg

$$\begin{aligned}
 HR_{losses} &= \frac{HL_{bdw} + HL_{sb} + HL_{wl} + HL_{sl} + HL_{dv} + HL_{aux}}{4.1868 \cdot (P_G - P_{EXC})} \\
 &= \frac{212000 + 15718000 + 44000 + 212000 + 652000 + 0}{4,1868 \cdot (701149 - 1911)} \\
 &= 5,75 \text{ kcal/kwh}
 \end{aligned}$$

4.2.4. Generator Transformer Effisiensi (E_{tr})



Gambar 4.1. Single line dan pembebanan unit 1

Sesuai data tabel 4.3, maka pembebanan unit dapat kita gambarkan seperti diatas. Untuk mencari efisiensi Generator Transformer (GT) maka kita harus mencari Daya semu (S) terlebih dahulu. Setelah nilai S dari GT ketemu kita bisa melihat kurva.

$$\begin{aligned}
 1) \quad S_{UTA} &= V_{(UTA)} \times I_{(UTA)} \times \sqrt{3} & 2) \quad S_{UTB} &= V_{(UTB)} \times I_{(UTB)} \times \sqrt{3} \\
 &= 9800 \text{ V} \times 1646 \text{ A} \times \sqrt{3} & &= 9900 \times 1492 \text{ A} \times \sqrt{3} \\
 &= 279393 \text{ VA} & &= 255837 \text{ VA} \\
 &= 27,93 \text{ MVA} & &= 25,58 \text{ MVA} \\
 3) \quad S_{EXC} &= \frac{P_{EXC}}{Pf} = \frac{1911}{0,6} & 4) \quad S_{gross} &= V_G \times I_G \times \sqrt{3} \\
 &= 3183 \text{ VA} & &= 23000 \times 18600 \times \sqrt{3} \\
 &= 3,183 \text{ MVA} & &= 740,97 \text{ MVA} \\
 5) \quad S_{GT} &= S_{gross} - (S_{UTA} + S_{UTB} + S_{EXC}) \\
 &= 740,97 - (27,93 + 25,58 + 3,18) \\
 &= 684,28 \text{ MVA}
 \end{aligned}$$



Gambar 4.2. Kurva generator transformer efisiensi berdasarkan MVA

Berdasarkan pada gambar grafik generator transformer efisiensi di atas maka pada daya 686 MVA di atas maka Generator Transformer Efisiensinya adalah 99,77 %

4.2.5. Menghitung Boiler efisiensi (E_B)

Untuk mencari Boiler efisiensi penulis menggunakan rumus Metode secara tidak langsung, karena hasilnya lebih valid. Berdasarkan Rumus 2.6 maka :

$$E_B = \left[1 - \left(\frac{L}{H_f + B} \right) \right] * 100$$

$$\begin{aligned} L &= LUC + LG' + Lmf + LH + LmA + LB + Lun \\ &= 41 + 998 + 483 + 995 + 32 + 37 + 36 \\ &= 2622 \text{ kJ/kg.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\swarrow \\ &= 89.3 \% \end{aligned}$$

4.2.6. Menghitung nilai Net Plant Heat Rate (HRn)

$$\begin{aligned}
 HR_n &= \frac{HR_T}{\frac{E_B}{100} * \frac{E_{tr}}{100} * \left[1 - \frac{P_{AUX}}{P_G - P_{EXC}} \right]} + HR_{losses} \\
 &= \frac{2011}{\frac{89,3}{100} * \frac{99,77}{100} * \left[1 - \frac{48067}{701149 - 1911} \right]} + 5,75 \\
 &= \frac{2011}{0,8297} + 5,75 \\
 &= 2429,51 \text{Kcal/kwh, dibulatkan menjadi } 2429 \text{ Kcal/kwh.}
 \end{aligned}$$

4.3. Komparasi hasil perhitungan dengan simulasi software TOP-i

Untuk mengetahui kebenaran hasil perhitungan di atas maka akan kita komparasi dengan hasil dari simulasi software TOP-i pada tanggal dan jam yang sama sesuai dengan sample data. Data TOP-i bisa dalam bentuk gambar proses juga dapat kita lihat atau buat dalam bentuk format Excel seperti pada gambar di bawah ini.

2	1BLEFF	1TSHTEATRATEGIC	1TBOUIGRCEFF	1GENTRANSEFF	1UNHEATRATENET	1UNNETEFF	1GNDU001DG	1UAB6CALOGE	
3	Boiler Efficiency	Turbine Heat Rate Gross (HRg)	Turbine Output Gross Efficiency	Generator Transformer	Unit Heat Rate Net (HRn)	Unit Net Efficiency	GEN OUT MW	UNIT NET POWER	
4	%	Kkal/kwh	%	%	Kkal/kwh	%	MW	MW	
5	Time	avg	avg	avg	avg	avg	avg	avg	
6	10/24/2017 09:30	89.0	2210.31	42.77	99.77	2436.3	35.3	701.9	653.9
7	10/24/2017 10:00	89.0	2211.47	42.75	99.77	2438.0	35.3	701.9	653.7
8	10/24/2017 10:30	88.0	2211.88	42.74	99.77	2438.9	35.3	701.8	653.8
9	10/24/2017 11:00	89.0	2211.54	42.75	99.77	2439.9	35.2	699.2	651.2
10									
11	Average	89.0	2211.28	42.75	99.77	2436.3	35.3	701.1	653.1
12	Sum								
13	Maximum								
14	Minimum								
15	Yieldty	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
16									
17									

Gambar 4.3. Hasil simulasi Heat rate dan Efisiensi

Pada gambar diatas menunjukkan hasil simulasi TOP-i rata-rata yang diambil pada tanggal 24/10/2017 pada jam 09:30 – 11:00. Dari data diatas dapat kita komparasi dengan hasil perhitungan

Tabel 4.8. Komparasi hasil simulasi TOP-i dengan perhitungan

NO	DESKRIPSI	SIMBOL	HASIL PERHITUNGAN	SIMULASI TOP-i	PERBEDAAN NILAI / PERSEN	
1	Turbin Heat Rate, kcal/kwh	HR_T	2011	2011	0	0
2	Turbin Efisiensi, %	E_T	42,75	42,75	0	0
3	Gen. Transformer Efisiensi, %	E_{GT}	99,77	99,77	0	0
4	Boiler Efisiensi, %	E_B	89.3	89,0	0,3	0,3 %
5	Net Plant Heat Rate, kcal/kwh	HR_n	2429	2438	9	0,3%

Dari komparasi di atas maka perbedaan antara perhitungan dan simulasi TOP-I kurang dari 1 %, maka perhitungan sudah benar. Boiler efisiensi berbeda 0,3 % karena nilai Higher Heating Value (HHV) dalam perhitungan masih menunggu hasil pengujian laboratorium yang lebih valid. Sedangkan TOP-I menggunakan data parameter operasional secara online kecuali nilai HHV, jadi nilai HHV simulasi TOP-I pada waktu performance test masih menggunakan hasil pengujian lab sebelumnya yang berpengaruh. Oleh karena itu hasil perhitungan NPHR juga berbeda 9 kcal/kg dikarenakan boiler efisiensi yang digunakan dalam perhitungan menggunakan 89,3% yang lebih aktual sesuai batu bara yang digunakan pada waktu performance test.

4.4. Analisa penurunan performance/ degradasi Unit 1

Penurunan performance dapat diindikasikan dengan turunnya efisiensi, dan peningkatan nilai heat rate. Nilai Heat rate berbanding terbalik dengan efisiensi. Semakin tinggi nilai Unit Heat rate maka performa unit semakin rendah. Berdasarkan rumus 2.1, maka dapat kita lihat beberapa faktor

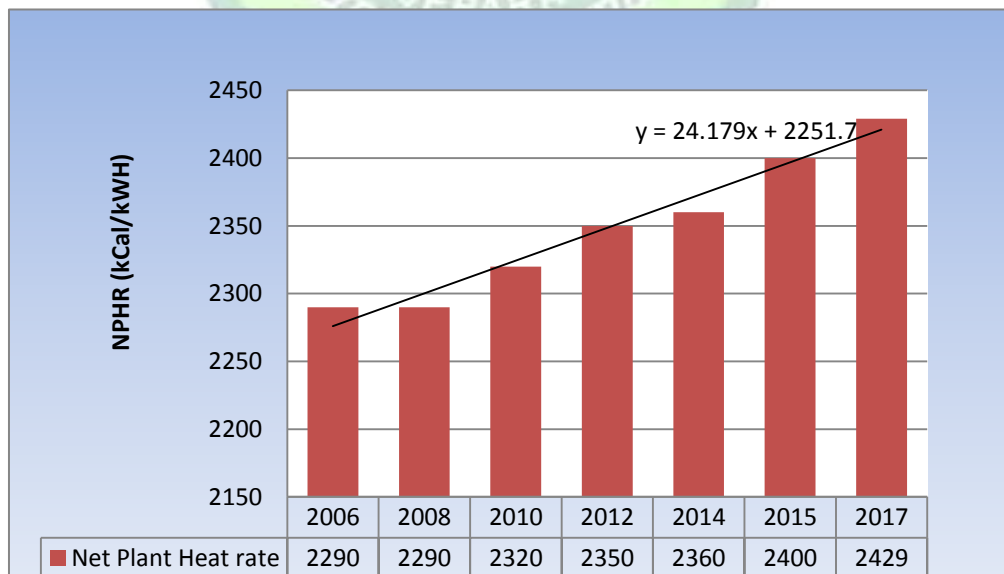
yang dapat mempengaruhi nilai NPHR diantaranya : Turbine Heat Rate, boiler efisiensi, Auxillary power, Generator Transformer Efisiensi. Oleh karena itu penulis akan menganalisa beberapa faktor tersebut dengan membuat grafik untuk melihat naik turunnya dari tahun 2006 sampai 2017

Tabel 4.9. Data Heat rate dan Efisiensi tahun 2006 - 2017

Tahun	Net Plant Heat rate (kcal/kWH)	Turbin Heat rate (kcal/kWH)	Efisiensi Boiler (%)	GT Efisiensi (%)	Aux. Power (MW)
2006	2290	1913	89,6	99,8	46
2008	2290	1912	89,3	99,8	50
2010	2320	1928	89	99,8	49
2012	2350	1955	89,3	99,8	49
2014	2360	1965	89,2	99,8	48
2015	2400	1996	89,3	99,8	48
2017	2429	2011	89,3	99,8	48

Berdasarkan data di atas maka kalau dibuat perbandingan grafik antara kenaikan NPHR terhadap Turbin heat rate, boiler efisiensi, Auxiliary Power adalah sebagai berikut :

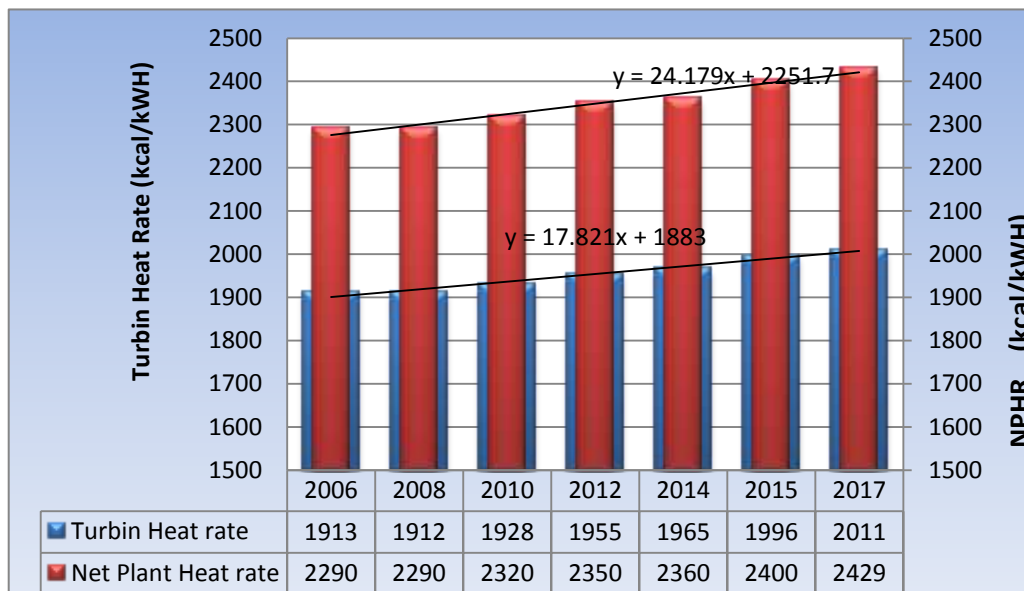
1. Grafik Net Plant Heat Rate (NPHR)



Gambar 4.5. Grafik Unit Net Heat rate tahun 2006-2017

Grafik diatas menunjukkan bahwa nilai NPHR dari tahun 2006 sampai tahun 2017 mengalami kenaikan dari 2290 kcal/kwh sampai 2429 kcal/kwh. Berarti performance unit semakin rendah, karena energi yang dibutuhkan untuk menghasilkan daya per kWh lebih tinggi yang berpengaruh terhadap konsumsi bahan bakar. Dari hasil trend line maka didapat persamaan $Y=24,179x+2251,7$ berarti per 2 tahun mengalami kenaikan rata-rata 24,179 kcal/kWH. Jadi NPHR per tahun mengalami kenaikan rata-rata 12.08 kcal/kWH

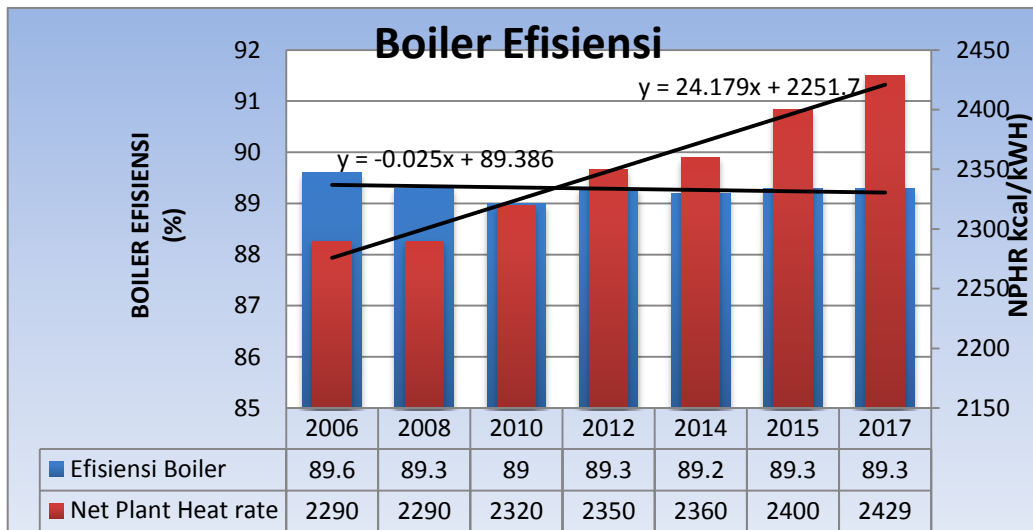
2. Grafik Turbin Heat rate terhadap NPHR



Gambar 4.6. Grafik Turbin Heat rate dan Net Plant Heat rate

Berdasarkan Rumus 2.1, maka semakin tinggi Turbin heat rate maka nilai NPHR akan semakin tinggi. Dari grafik di atas menunjukkan bahwa Turbin heat rate terjadi kenaikan per tahun linier dengan kenaikan nilai unit heat rate. Pada tahun 2006 sampai 2017 dari mengalami kenaikan dari 1913 kcal/kWH sampai 2011 kcal/kWH. Oleh karena itu kenaikan Turbin heat rate dapat menjadi penyebab naiknya nilai unit heat rate, karena kebutuhan steam untuk memutarakan turbin lebih besar. Dari persamaan pada trend line Turbin Heat rate di atas di dapat $Y = 17,821x + 1883$ maka Turbin heat rate mengalami kenaikan rata-rata 17,82 kcal/kWH per 2 tahun. Jadi per tahun mengalami kenaikan 8.91 kcal/Kwh.

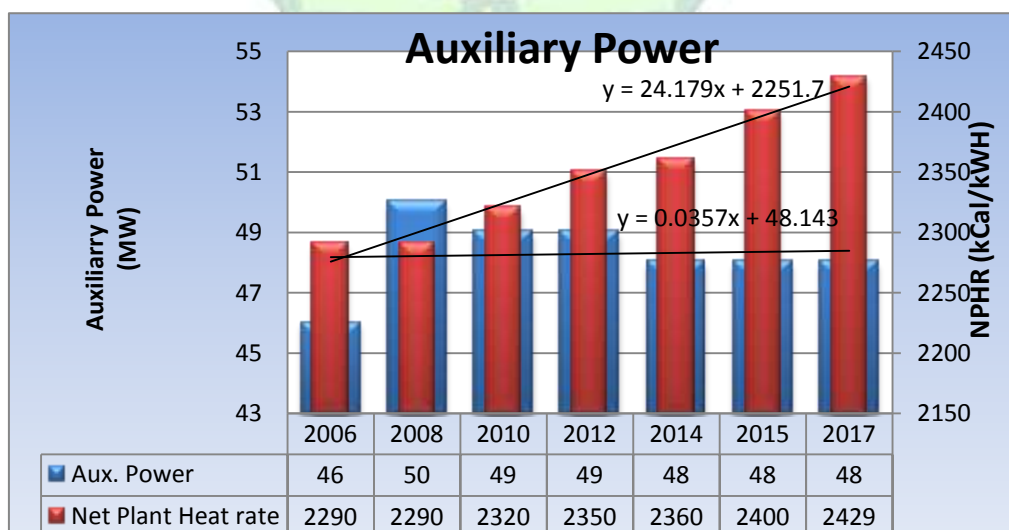
3. Grafik Efisiensi Boiler terhadap Net Plant Heat rate



Gambar 4.7. Grafik Efisiensi Boiler dan Net Plant Heat Rate

Berdasarkan Rumus 2.1, semakin tinggi efisiensi boiler maka nilai NPHR akan semakin turun dan sebaliknya. Pada grafik diatas Boiler efisiensi tidak mengalami banyak perubahan, sedangkan NPHR terjadi kenaikan per tahun. Boiler efisiensi hanya turun sedikit dari 89,6% (tahun 2006) menjadi 89,3% (tahun 2017). Dari persamaan Boiler Efisiensi pada trendline di atas $Y = -0,025x + 89,386$ berarti turun 0,025 % per 2 tahun. Jadi per tahun Boiler efisiensi turun rata-rata 0.0125 %.

4. Grafik Auxiliary Power terhadap Net Plant Heat Rate



Gambar 4.8. Grafik auxiliary Power dan unit net heat rate

Berdasarkan rumus 2.1. Semakin rendah auxiliary power (daya untuk konsumsi sendiri) maka NPHR semakin turun atau sebaliknya. Dari persamaan trendline pada grafik di atas Auxiliary Power terjadi kenaikan rata-rata 0,0357 MW per 2 tahun, jadi kenaikan Auxiliary power per tahun 0.0178 MW.

Tabel 4.10. Analisa Degradasi Unit 1 tahun 2006 sampai 2017 (11 tahun)

No	DESKRIPSI	Tahun 2006	Kenaikan per tahun	Total 11 tahun	Degradasi
1	Net Plant Heat rate (kcal/kWH)	2290	12,08	132,9	5.8%
2	Turbin Heat rate (kcal/kWH)	1913	8.91	98	5.1 %
3	Boiler Efisiensi (%)	89,6	- 0.0125	-0,137	0,137 %
4	Auxiliary Power (MW)	46	0.0178	0,1958	0,4 %

Dari data di atas dilihat dari Net Plant Heat rate, maka PLTU Tanjung Jati B Unit 1 mengalami penurunan performance atau degradasi sebesar 5,8 %.

4.5. Analisa Faktor Penyebab kenaikan NPHR dan Hasil Pembahasan

Berdasarkan data di atas yang paling mempengaruhi dari kenaikan Net Plant Heat rate adalah Turbin Heat rate dengan nilai kenaikan 5,1 % . Dari grafik juga terlihat bahwa kenaikan Turbin Heat rate linier dengan kenaikan Net plant Heat rate.

Dari Rumus 2.2, maka yang dapat mempengaruhi Turbin Heat rate Main steam flow , spray water flow, Cold Reheat /Hot reheat steam flow dan entalpi masing-masing. Main steam flow ke turbin naik maka secara otomatis feed water flow, Cold reheat dan Hot reheat steam flow akan naik juga dalam sistem. Semakin tinggi Turbin Heat rate berarti energi uap yang dibutuhkan untuk memutarakan Turbin semakin besar untuk menghasilkan load generator yang sama. Dimana pada tahun 2006 hanya 1913 kcal/kwh sesuai desain, akan tetapi pada tahun 2017 naik menjadi 2011 kcal/kwh untuk beban full load. Turbin Heat Rate mengalami kenaikan 5,1 %.

Beberapa langkah yang sudah dilakukan oleh perusahaan diantaranya adalah sebagai berikut :

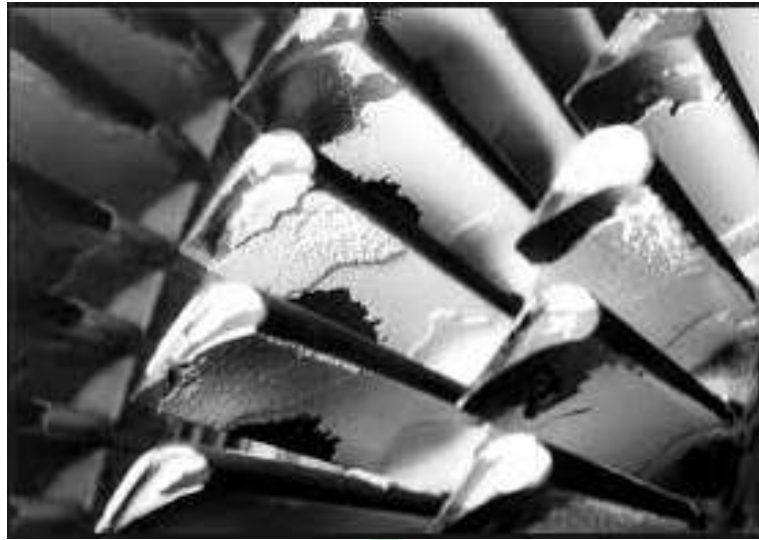
1. Kalibrasi alat ukur seperti feed water flow, spray water flow, main steam flow, feed water temperature dan pressure, Main steam temperature dan pressure, Cold reheat temperature dan pressure, generator load (MW) dan lain-lain yang berhubungan dengan Net Plant Heat Rate
2. Inspeksi Low Pressure (LP) Turbin diantaranya cleaning blade turbin dan penggantian beberapa blade turbin.
3. Pengaturan flow (Tuning) api burner boiler dan cleaning Boiler pada saat unit shutdown agar heat transfer boiler bagus dan meningkatkan boiler efisiensi.
4. Upgrade Distribution Control Sistem (DCS) yang berfungsi untuk mentransfer pembacaan alat ukur flow, temperature, pressure, MW dan lain-lain ke control operation computer.

Beberapa langkah yang sudah dilakukan oleh perusahaan tersebut masih belum bisa memperbaiki Net Plant Heat Rate. Oleh karena itu perlu dilakukan langkah-langkah lagi sebagai berikut :

1. Inspeksi pada Turbin system, terutama pada Blade HPT (High Pressure Turbin), IP (Intermediate Pressure) Turbin dan LP (Low Pressure) Turbin apakah Blade Turbin kotor karena penumpukan kerak dari uap atau sudah mengalami penipisan material pada blade Turbin



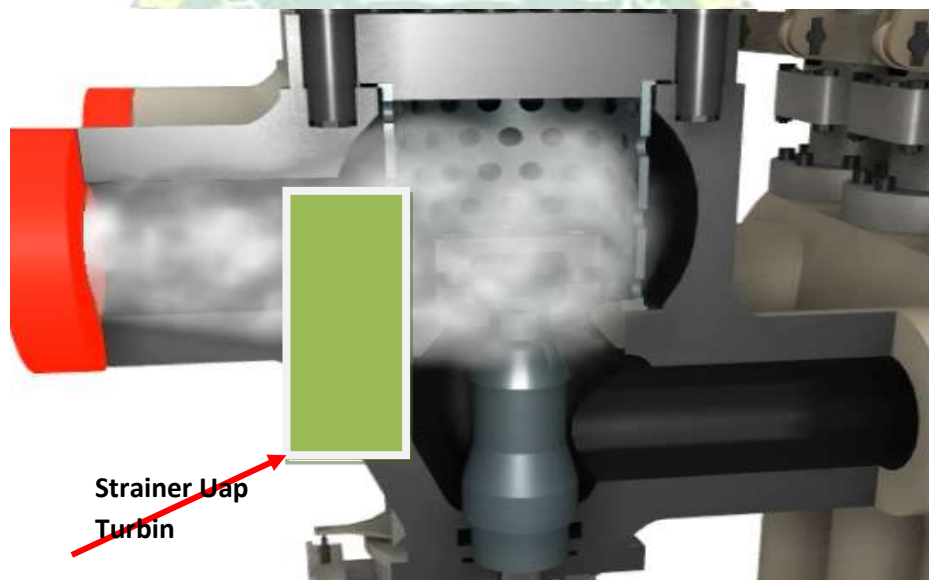
Gambar 4.9. HP Turbin dan IPTurbin



Gambar 4.10 Blade Turbin berkerak akibat silica deposit

Turbin berkerak akibat kualitas uap yang kurang bagus, atau terjadi penipisan pada material blade turbin dapat menghambat aliran uap pada turbin sehingga Turbin kurang efisien

2. Inspeksi pada Strainer/ Filter pada Main Stop Valve (MSV) sebagai penyaring uap yang masuk ke Turbin yang dapat menghambat aliran uap ke Turbin jika kotor



Gambar 4.11. Strainer Uap yang masuk Turbin