



# Analisa Performa PLTGU Kapasitas 740 MW Terhadap Pola Operasi Dan Pembebanan Menggunakan *Heat Rate Gap Analysis*

Muhammad Reza Fahlevy<sup>1\*</sup>, Deby Mardiansah<sup>2</sup>, dan P Jannus<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Program Studi Pembangkit Tenaga Listrik, Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Jl. Prof. Dr. G.A Siwabessy, Kampus Baru UI Depok 16425

<sup>2</sup>Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Jl. Prof. Dr. G.A Siwabessy, Kampus Baru UI Depok 16425

---

## Abstrak

*Data proyeksi penduduk Indonesia yang dilakukan oleh Badan Pusat Statistik jumlah penduduk Indonesia selama dua puluh lima tahun mendatang terus meningkat yaitu dari 238,5 juta pada tahun 2010 menjadi 305,6 juta pada tahun 2035. Ini menjadikan jumlah kebutuhan akan tenaga listrik meningkat dari 60,3 juta tahun 2015 menjadi 78,4 juta pada tahun 2024 atau bertambah rata-rata 2,2 juta per tahun. Oleh sebab itu diperlukannya pembangkit yang efisien dan tidak mengalami penurunan performa. Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk menganalisis performa terhadap pola operasi dan pembebanan dari sebuah pembangkit, menghitung penurunan performa, dan menganalisis faktor yang mempengaruhi performa tersebut. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah studi kasus blok 3 PLTGU Priok heat rate gap analysis yang membandingkan antara performa data aktual dengan performa data terbaik yang pernah dicapai sebelumnya, data yang diperoleh antara lain data kalor bahan bakar gas, data operasi unit turbin gas, data operasi unit turbin uap, dan lain-lain. Kesimpulan yang didapatkan pada penelitian ini adalah pola operasi 1-1-1 lebih cocok dilakukan di beban menengah kebawah anatara 130-350 MW, sedangkan pola operasi 2-2-1 lebih cocok dilakukan pada beban menengah ke atas 350-750 MW, kemudian pada pola operasi 2-2-1 pada beban 706 MW terjadi penurunan performa sebesar 40,458 kCal/kWh yang faktor penyebab paling besar adalah meningkatnya Differential Pressure Air Inlet Filter Gas Turbine, Compressor Temperature Discharge Gas Turbine, dan Exhaust Pressure Gas Turbine.*

*Kata-kata kunci: Gap Heat Rate Analysis; Analisa Performa; Pola Operasi dan Pembebanan*

## Abstract

*Indonesia's population projection data carried out by the Central Bureau of Statistics of the population of Indonesia for the next twenty-five years continues to increase, from 238.5 million in 2010 to 305.6 million in 2035. This makes the total demand for electricity increase from 60, 3 million in 2015 to 78.4 million in 2024 or an average increase of 2.2 million per year. Therefore, it requires an efficient generator and does not experience a decrease in performance. The purpose of this research is to analyze the performance of the pattern of operation and loading of a generator, calculate the decline in performance, and analyze the factors that affect the performance. The method used in this study is a case study of block 3 PLTG Priok heat rate gap analysis which compares the actual data performance with the best data performance ever achieved before, the data obtained include gas fuel heat data, gas turbine unit operation data, data steam turbine unit operation, etc. The conclusion obtained in this study is that the 1-1-1 operating pattern is more suitable for middle to lower loads between 130-350 MW, while the 2-2-1 operating pattern is more suitable for medium to upper loads 350-750 MW, then at operating pattern 2-2-1 at load 706 MW there is a decrease in performance of 40,458 kCal / kWh which is the biggest contributing factor is the increase in Differential*

---

\* Corresponding author E-mail address: murefapnj@gmail.com

*Pressure Air Gas Turbine Filter, Compressor Temperature Discharge Gas Turbine, and Exhaust Pressure Gas Turbine.*

*Keywords: Gap Heat Rate Analysis; Performance Analysis; Operation and Loading Patterns*

## 1. PENDAHULUAN

Berdasarkan data proyeksi penduduk Badan Pusat Statistik jumlah kebutuhan akan tenaga listrik meningkat dari 60,3 juta tahun 2015 menjadi 78,4 juta pada tahun 2024 atau bertambah rata-rata 2,2 juta per tahun [1]. Secara umum efisiensi suatu pembangkit akan mengalami penurunan seiring berjalannya waktu sejak pembangkit dilakukan komisioning pertama kali. Upaya-upaya yang dilakukan terhadap pola pengoperasian, pembebanan, dan konfigurasi yang telah diatur sedemikian rupa serta pemeliharaan baik secara periodik, preventif, corrective dan predictive maintenance baik untuk peralatan utama maupun peralatan bantu pembangkit perlu terus dilakukan untuk mempertahankan efisiensi suatu pembangkit[2]. Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) merupakan gabungan antara Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), dimana unit PLTG menggunakan bahan bakar gas atau minyak solar (HSD). Sedangkan unit PLTU pada sistem pembangkit ini tidak memerlukan bahan bakar untuk pemanasan air hingga menjadi uap yang akan memutar turbin uap [3]. Sehingga biaya bahan bakar yang digunakan pada PLTGU bergantung kepada seberapa besar pemakaian bahan bakar (Gas atau HSD) yang dibutuhkan pada unit PLTG. Oleh karena itu diperlukannya pencarian titik optimal pemakaian bahan bakar dengan pola operasi dan pembebanan yang sesuai yang disebabkan PLTG mempunyai nilai efisiensi yang kecil pada beban rendah dan meningkatkan nilai efisiensi secara keseluruhan dari unit PLTGU tersebut.

Penelitian sebelumnya yang telah dilakukan oleh Agus Adhi Nugroho pada optimalisasi rekonfigurasi pembangkit listrik tenaga gas dan uap menunjukkan dapat menurunkan biaya pokok produksi (BPP) listrik dengan dibandingkan dengan biaya PLTU batubara termahal adalah sebesar Rp. 597.780.000 dalam satu hari dan Rp. 17.933.400.000 dalam satu bulan. Optimalisasi dilakukan dengan cara menoptimalkan konfigurasi sistem tenaga listrik di Jawa Tengah dengan tidak mengoperasikan PLTGU Tambak Lorok blok 2 secara kontinyu dan mengoptimalkan pembebanan IBT 500/150 kV [4]. Amiral Aziz dan Suwarna dengan hasil penelitian pada pengaruh variasi beban PLTG terhadap kinerja HRSG PLTGU pada beban 180 – 360 MW, pola kombinasi 3 turbin gas memiliki nilai efisiensi total yang lebih rendah dibandingkan dengan menggunakan pola kombinasi 2 turbin gas. Penyebab hal itu terjadi dikarenakan pola kombinasi 2 turbin gas beroperasi dengan beban yang lebih tinggi dibandingkan dengan pola kombinasi 3 turbin gas [5]. Besar performa dari sebuah pembangkit bergantung dari jenis pembangkit tersebut, khusus untuk Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) akan dapat langsung dipengaruhi oleh jenis pemakaian energi primer, pola operasi dan pembebanan yang dilakukan. Penurunan performa juga dapat ditekan dengan cara mengetahui dan memperbaiki faktor apa saja yang menjadi penyebabnya. Oleh karena itu tujuan dari penulisan penelitian ini:

1. Menghitung dan menganalisis *Specific Fuel Consumption (SFC)*, *heat rate*, dan efisiensi termal pada tiap pola operasi terhadap pembebanan.
2. Menghitung penurunan *heat rate* yang terjadi pada pola operasi yang paling optimal.
3. Menghitung dan menganalisis faktor apa saja yang mempengaruhi penurunan *heat rate* pada pola operasi yang paling optimal dengan menggunakan pendekatan *heat rate gap analysis*. *Heat rate gap analysis* adalah analisa penyebab perbedaan antara performa aktual dengan performa terbaik yang pernah dicapai sebelumnya.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

### *Plant Heat Rate*

Laju panas pembangkit (*Heat Rate*) merupakan salah satu indeks kinerja dari sebuah pembangkit termal yang membandingkan antara jumlah kebutuhan energi masukan (kCal) yang dibutuhkan terhadap *load*/daya (kWh) yang dihasilkan oleh generator listrik, semakin rendah nilai *heat rate* maka akan semakin tinggi efisiensi pada sebuah pembangkit dan demikian sebaliknya. Nilai *heat rate* dapat dipengaruhi oleh manajemen bahan bakar, kehandalan (*reliability*) peralatan, pola penoperasian, dan lain-lain.

Persamaan yang digunakan untuk menghitung laju panas (*Heat Rate*) pada standar ISO2314, ISO2314 Amandement1 sebagai berikut [6]:

*Gross Plant Heat Rate Bruto*

$$HR_{Gross} = \frac{\text{Jumlah Eneegi}}{\text{Produksi Energi Listrik}} = \frac{MMBTU \times 252000 \text{ kCal/MMBTU}}{kWh} \text{ (kCal/Kwh)} \quad (1)$$

### Efisiensi Termal

Performa dari sebuah sistem yang mengalami siklus daya dapat dijabarkan sebagai rasio perbandingan antara kerja yang bermanfaat bagi sistem ( $W_{cycle}$ ) dengan jumlah energi yang ditambahkan ( $Q_{in}$ ). Rasio tingkat perubahan energi dari panas menjadi sebuah kerja inilah yang disebut sebagai efisiensi thermal. Efisiensi thermal tidak akan pernah mencapai nilai 100% karena berdasarkan pengalaman pada siklus daya menunjukkan bahwa nilai dari efisiensi thermal selalu kurang dari satu. Hal ini menandakan tidak semua energi yang ditambahkan ke dalam sistem berupa panas sepenuhnya diubah menjadi kerja yang bermanfaat, beberapa penyebabnya adalah terjadinya gesekan, hilangnya panas ke lingkungan, dan lain-lain. Menggunakan hukum kedua termodinamika menunjukkan konversi panas tidak bisa diubah sepenuhnya menjadi kerja [7].

Persamaan yang digunakan untuk menghitung efisiensi thermal sebagai berikut [7]:

Gross Efisiensi Termal

$$\eta_{Thermal} = \frac{W_{netCC}}{Q_{in}} \times 100\% \quad (2)$$

$$\eta_{Thermal} = \frac{860}{HR_{Gross}} \times 100\% \quad (3)$$

$W_{netCC}$  = Daya bersih Combine Cycle (kW)

$Q_{in}$  = Kalor masuk (kJ/s)

$kW_{ps}$  = Daya pemakaian sendiri (kW)

### Specific Fuel Consumption (SFC)

*Specific fuel consumption* (SFC) adalah rasio perbandingan antara total konsumsi bahan bakar terhadap daya listrik yang dihasilkan pada sebuah unit pembangkit listrik. SFC sering digunakan sebagai salah satu parameter untuk mengetahui tingkat efisiensi dan memprediksi nilai kalor bahan bakar yang digunakan untuk pembakaran di pembangkit. Rekomendasi pengukuran SFC dilakukan pada beban yang tetap selama minimum dua jam, kemudian diukur seberapa banyak jumlah pemakaian bahan bakar pada kurun waktu tersebut. Jika periode waktu ini dirasa terlalu lama, maka dapat dilakukan pengambilan data minimum selama satu jam. Pada mesin piston, SFC nilai sama dengan rasio massa bahan bakar atau poros tenaga kuda. SFC dalam mesin turbin gas sama dengan rasio massa bahan bakar atau daya listrik yang dibangkitkan. Nilai SFC terbaik adalah ketika nilainya minimum [8].

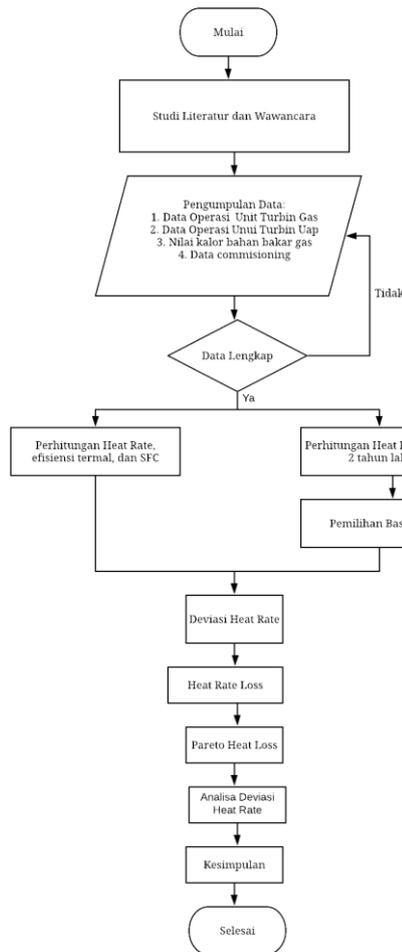
Perhitungan Konsumsi Spesifik Bahan Bakar, *Heat Rate* dan Efisiensi Termal Berdasarkan SPLN No. 80 tahun 1989, persamaan yang digunakan untuk menghitung konsumsi spesifik bahan bakar adalah sebagai berikut [9]:

Pemakaian *gross* bahan bakar spesifik ( $SFC_{Gross}$ )

$$SFC_{Gross} = \frac{QF}{W_{cyc}} \quad (SCFM/kWh) \quad (4)$$

$QF$  = Jumlah bahan bakar yang dipakai (SCFM)

### 3. METODE



Gambar 1. Diagram alir metode penelitian

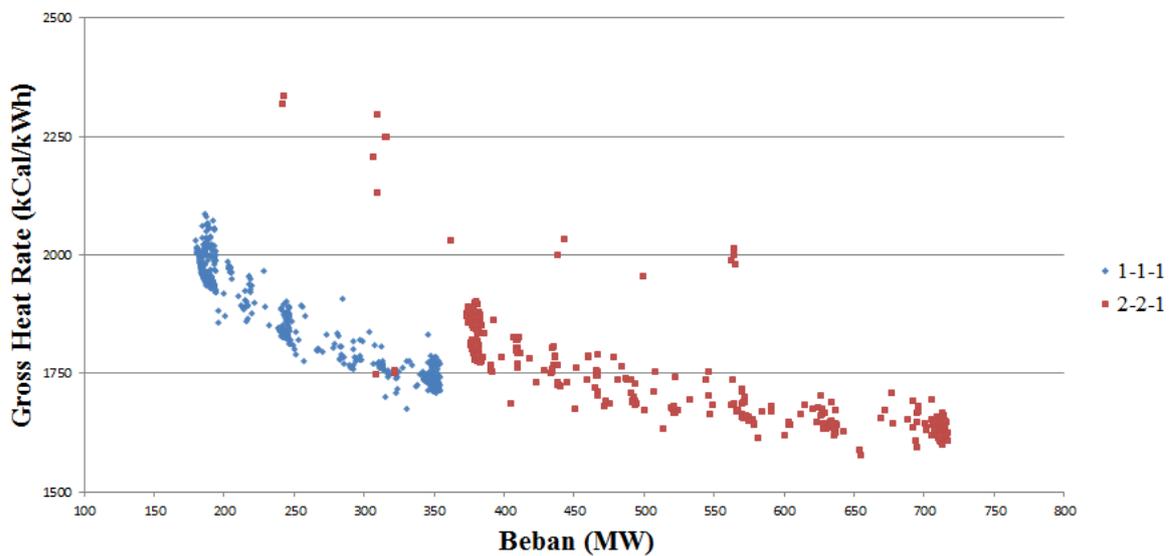
Berdasarkan Gambar 1, maka berikut adalah metode yang kami gunakan. Pertama penelitian dilakukan dengan membaca dan mempelajari literatur terkait performa pembangkit yang mencakup heat rate, efisiensi termal, dan SFC. Wawancara meliputi kegiatan diskusi dan tanya jawab dengan mentor industri, teknisi terkait, kepala divisi *Condition Base Maintenance* (CBM), ahli madya efisiensi, pelaksana senior *predictive maintenance*, pelaksana senior efisiensi, dan operator *Distribution Control System* (DCS). Kemudian dilakukan pengumpulan data yang meliputi data operasi unit turbin gas dan turbin uap yang didapatkan dari operator DCS, nilai kalor bahan bakar gas yang didapatkan dari laboratorium, serta data *commissioning performance test* yang didapatkan dari departemen enjiniring. Setelah data lengkap maka dilakukan perhitungan *Gross Plant Heat Rate*, *Gross Efisiensi Termal*, *Gross SFC* pada tiap pola operasi dan pembebanan yang didasarkan pada perhitungan data operasi pada bulan Februari 2019. Beriringan dengan perhitungan performa terkini pada bulan Februari 2019, dilakukan juga perhitungan heat rate 1 dan 2 tahun sebelumnya. Sampel yang diambil untuk data 2 tahun sebelumnya adalah data operasi tanggal 9 sampai 28 April 2017, sampel ini diambil dikarenakan keterbatasan informasi dan bisa digunakan sebagai baseline terbaik dikarenakan baru saja dilakukan pemeliharaan periodik pada bulan Februari dan Maret 2017. Sampel yang diambil untuk data 1 tahun sebelumnya adalah data operasi tanggal 10 sampai 28 November 2018, sampel ini diambil dikarenakan keterbatasan informasi dan bisa digunakan sebagai baseline terbaik dikarenakan baru saja dilakukan pemeliharaan periodik pada bulan September sampai 8 November 2018. Dari kedua sampel tersebut akan dibandingkan dan salah satunya akan digunakan sebagai *baseline commissioning* yang paling realistis untuk dapat dicapai sesuai dengan kondisi pembangkit terkini.

Langkah selanjutnya didapatkanlah deviasi *heat rate*, identifikasi deviasi dilakukan dengan membandingkan data *actual* dan data *baseline*. Deviasi antara data *actual* dan data *baseline* adalah *losses* yang terdapat pada suatu peralatan. Selanjutnya dilakukan perhitungan heat rate loss yang dihitung dari

deviasi parameter performance peralatan yang terdiri atas satuan yang berbeda-beda. Nilai-nilai dari parameter tersebut yang terdiri dari berbagai satuan pengukuran selanjutnya dikonversikan kedalam satu basis satuan yang sama dengan satuan *heat rate*, sehingga pada akhirnya penjumlahan dari seluruh *heat rate loss* merupakan *gap* antara *plant heat rate actual* terhadap *plant heat rate target (baseline)*. Konversi *heat rate loss* untuk masing-masing *gap* parameter yang diamati dapat dilakukan dengan menggunakan referensi yang ada. Pengaruh deviasi parameter *Performance* pada *Heat Rate* atau referensi lain sesuai typical pembangkit. Dari hasil perhitungan *heat rate loss* didapatkan *pareto heat rate loss*, *pareto heat rate loss* merupakan rekapitulasi perhitungan yang merupakan peta *heat rate loss* dari seluruh parameter equipment penyusun sistem pembangkit [10]. Tahap selanjutnya adalah Analisa deviasi *heat rate* yang merupakan proses analisa deviasi performance menjadi dalam bentuk *heat rate* sesuai dengan *heat rate account* yang dimiliki oleh tiap – tiap peralatan dengan menggunakan analisis termodinamika. Tahap terakhir adalah kesimpulan yang berisi hasil akhir penyebab penurunan performa dan rekomendasi untuk memperbaiki keadaan tersebut.

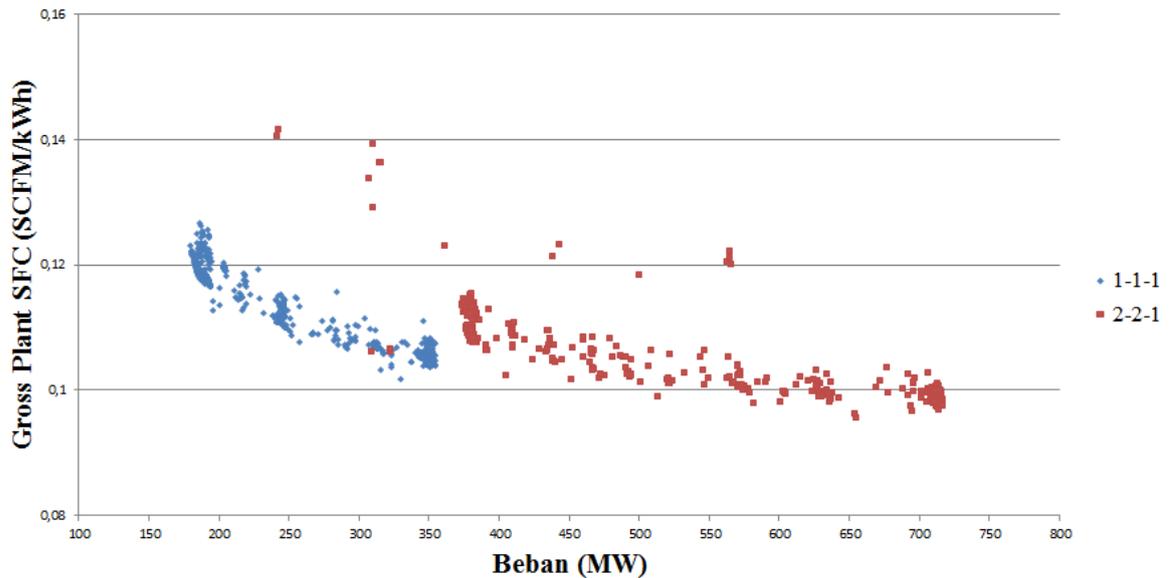
#### 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

##### Hasil Perhitungan Performa Terhadap Pola Operasi dan Pembebanan



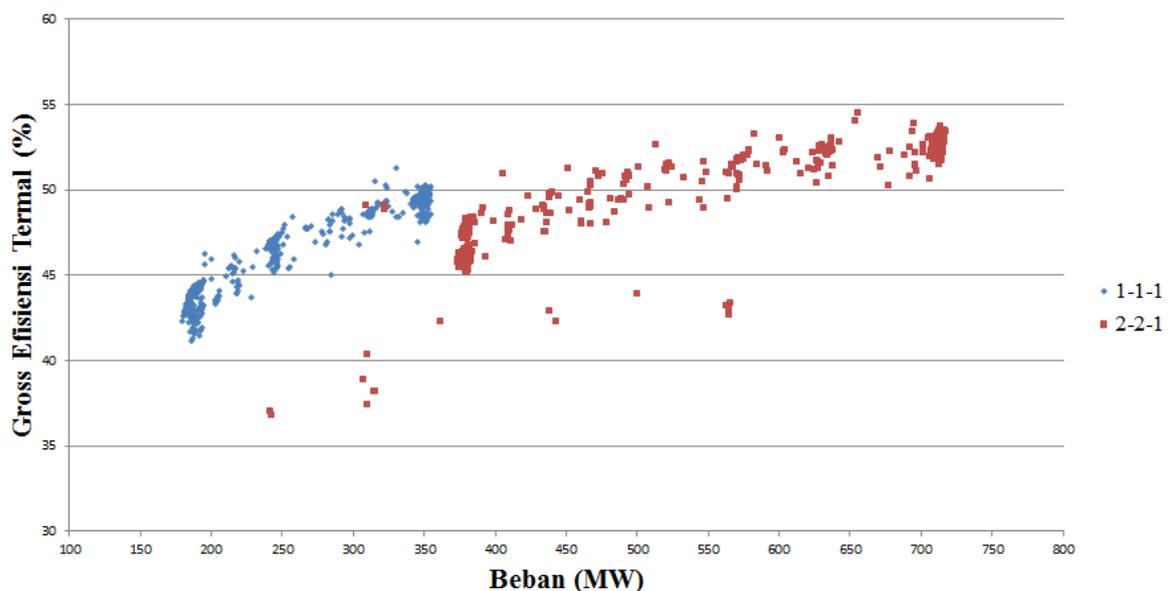
Gambar 2. Grafik Beban Terhadap Gross Plant Heat Rate

Pada Gambar 2. terlihat bahwa semakin tinggi beban atau daya yang dibangkitkan oleh generator maka *heat rate* akan semakin menurun. Dengan menurunnya jumlah kalor yang dibutuhkan semakin menghemat kebutuhan kalor bahan bakar untuk menghasilkan 1 kWh. Sesuai dengan diagram pada siklus brayton, semakin tinggi rasio tekanan maka nilai kerja dari turbin dan kompresor juga semakin besar. Sehingga energi input yang dibutuhkan untuk memutar turbin gas lebih optimal [8]. Exhaust turbin gas juga akan semakin besar, sehingga uap superheated juga akan semakin banyak dan meningkatkan daya dari turbin uap. Pada pola operasi 1-1-1 didapatkan *heat rate* terbesar 2087,454131 kCal/kWh pada beban 186,3 MW dan terkecil 1676,617115 Kcal/kWh pada beban 330 MW. Pada pola operasi 2-2-1 didapatkan *heat rate* terbesar 2335,771305 kCal/kWh pada beban 242,3 MW dan terkecil 1577,0416 Kcal/kWh pada beban 655,1 MW.



Gambar 3. Grafik Beban Terhadap Gross Plant SFC

Pada Gambar 3. terlihat bahwa semakin tinggi beban atau daya yang dibangkitkan oleh generator maka SFC akan semakin menurun. Pada beban rendah komposisi antara udara dan bahan bakar tidak sebaik pada beban tinggi sehingga pembakarannya juga tidak sebaik pada beban tinggi [11], hal ini dikarenakan perbandingan massa udara yang melalui *inlet compressor* (laju aliran udara massa udara dingin) dengan laju aliran massa udara yang melalui kompresor, *combustion* dan turbin (laju aliran massa udara panas) meningkat seiring pertambahan beban, sehingga rasio bahan bakar dengan daya yang dibangkitkan mengalami penurunan. Peningkatan output kompresor juga tentu mempengaruhi suhu pada saat masuk *combustion chamber* yang berpengaruh pada kebutuhan *fuel* untuk dibakar. Sehingga semakin tinggi suhu masuk *combustion chamber* semakin kecil kebutuhan bahan bakarnya dan semakin efisien nilai dari SFC [12]. Pada pola operasi 1-1-1 didapatkan SFC terbesar 0,126610306 SCFM/kWh pada beban 186,3 MW dan terkecil 0,101691818 SCFM/kWh pada beban 330 MW. Pada pola operasi 2-2-1 didapatkan SFC terbesar 0,141671482 SCFM/kWh pada beban 242,3 MW dan terkecil 0,095652267 SCFM/kWh pada beban 655,1 MW.

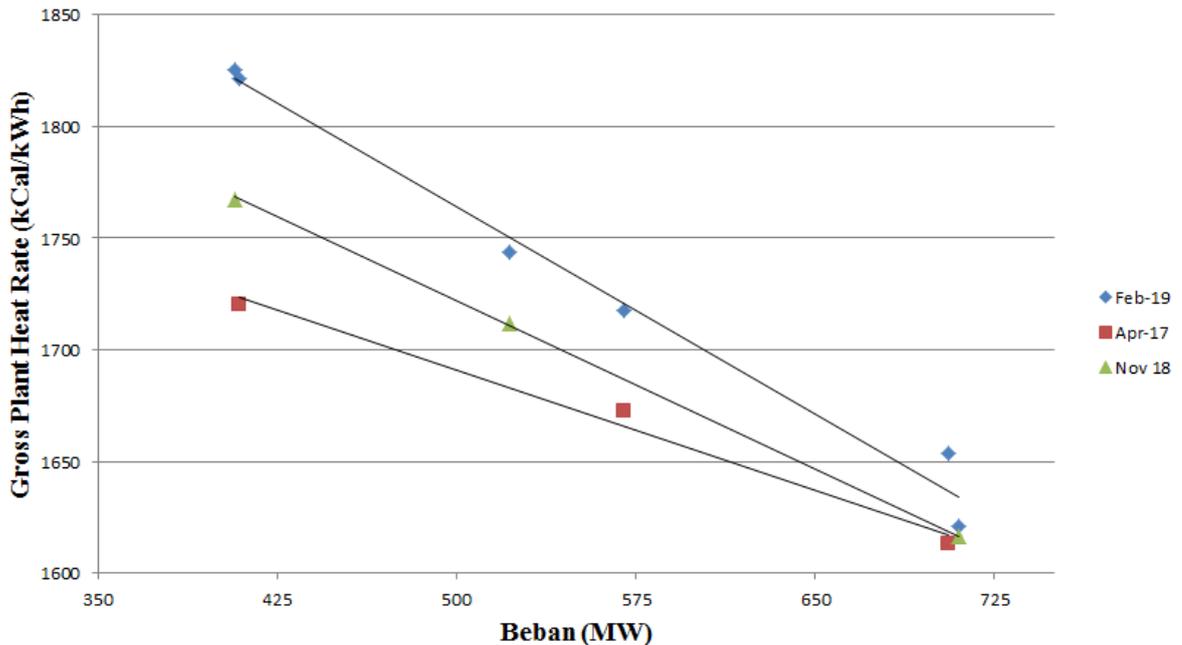


Gambar 4. Grafik Beban Terhadap Gross Efisiensi Termal

Pada Gambar 4. terlihat bahwa semakin tinggi beban atau daya yang dibangkitkan oleh generator maka efisiensi termal akan semakin meningkat. Peningkatan efisiensi termal disebabkan karena pada beban yang

lebih tinggi bukaan *inlet guide vane* semakin besar sehingga rasio tekanan juga semakin tinggi. Sesuai dengan diagram pada siklus brayton, pada beban yang lebih tinggi rasio tekanan semakin tinggi sehingga siklus menjadi semakin luas yang menunjukkan kinerja yang baik pada suatu turbin gas[7]. Meningkatnya kinerja turbin gas juga akan meningkatkan efisiensi termal PLTGU secara keseluruhan. Pada pola operasi 1-1-1 didapatkan efisiensi termal terbesar 51,29376243 % pada beban 330 MW dan terkecil 41,19851005 % pada beban 186,3 MW. Pada pola operasi 2-2-1 didapatkan efisiensi termal terbesar 54,53248663 % pada beban 655,1 MW dan terkecil 36,81867305 % pada beban 242,3 MW.

### Deviasi Heat Rate



Gambar 5. Grafik Beban Terhadap Gross Plant Heat Rate

Deviasi Heat Rate hanya dilakukan pada pola operasi yang paling optimal yaitu pola operasi 2-2-1. Pada Gambar 5. terlihat ada perbedaan (deviasi) heat rate yang terjadi. Pada penelitian ini diambil sampel perhitungan Gross Plant Heat Rate pada beban 710, 706, 570, 522, 409, dan 407 MW. Pada beban 710 MW terjadi penurunan performa atau deviasi heat rate sebesar 4,99 kCal/kWh antara bulan Februari 2019 (1621,127 kCal/kWh) dengan bulan November 2018 (1616,137 kCal/kWh). Pada beban 706 MW terjadi penurunan performa atau deviasi heat rate sebesar 40,458 kCal/kWh antara bulan Februari 2019 (1653,565 kCal/kWh) dengan bulan April 2017 (1613,107 kCal/kWh). Pada beban 570 MW terjadi penurunan performa atau deviasi heat rate sebesar 45,147 kCal/kWh antara bulan Februari 2019 (1717,601 kCal/kWh) dengan bulan April 2017 (1672,454 kCal/kWh). Pada beban 522 MW terjadi penurunan performa atau deviasi heat rate sebesar 31,737 kCal/kWh antara bulan Februari 2019 (1743,638 kCal/kWh) dengan bulan November 2018 (1711,901 kCal/kWh). Pada beban 409 MW terjadi penurunan performa atau deviasi heat rate sebesar 101,374 kCal/kWh antara bulan Februari 2019 (1821,515 kCal/kWh) dengan bulan April 2017 (1720,142 kCal/kWh). Pada beban 407 MW terjadi penurunan performa atau deviasi heat rate sebesar 58,143 kCal/kWh antara bulan Februari 2019 (1825,648 kCal/kWh) dengan bulan November 2018 (1616,137 kCal/kWh). Dilihat dari trend data yang ada, kondisi aktual terkini (Februari 2019) memiliki jarak heat rate yang lebih jauh jika dibandingkan dengan bulan April 2017, maka dalam penelitian ini bulan April 2017 akan digunakan sebagai baseline atau tolak ukur heat rate terbaik yang dapat dicapai.

## Analisa Deviasi Heat Rate

Tabel 1. Perhitungan Pareto Heat Loss

Parameter	Unit	Target	Actual	Deviation	Factor	% dev. HR	dev. HR
Generator Gross Output (MW) GT 3.1	GT 3.1		231,1				
Generator Gross Output (MW) GT 3.2	GT 3.2		234,4				
Generator Gross Output (MW) ST 3.3	ST 3.3		240,2				
Heat Rate	kCal/kWh	1613,11	1653,565	40,45763		2,508	40,458
Other factor	Other factor						3,677
Air Inlet Filter GT 3.1	mmH <sub>2</sub> O	24,00	45,7	21,7	0,3211	6,968	112,399
Air Inlet Filter GT 3.2	mmH <sub>2</sub> O	16,50	25,8	9,3	0,3211	2,986	48,171
Comp. Temp Disch. GT 3.1	C	380,00	442,6	62,6	0,0449	2,811	45,340
Comp. Temp Disch. GT 3.2	C	375,40	435,6	60,2	0,0449	2,703	43,602
Exhaust Press GT 3.1	mmH <sub>2</sub> O	210,90	376,6	165,7	eq	3,432	55,364
Exhaust Press GT 3.2	mmH <sub>2</sub> O	216,80	363,2	146,40	eq	2,778	44,814
Exhaust Temp. GT 3.1	C	497,40	538	40,6	-0,1477	(5,997)	-96,732
Exhaust Temp. GT 3.2	C	492,20	530,4	38,2	-0,1477	(5,642)	-91,014
HP Steam Temp	C	468,90	533,5	64,6	-0,0023	(0,149)	-2,397
HP Steam Press.	kg/cm <sup>2</sup>	60,20	112,4	52,2	eq	(0,019)	-0,31
LP Steam Temp	C	237,70	256	-18,30	0,001	(0,018)	-0,295
LP Steam Press	kg/cm <sup>2</sup>	3,60	4,3	0,7	eq	0,051	0,821
Cond. Press	mmHgabs	699,30	705,6	6,30	eq	0,303	4,890
Ambient Temp.	C	30,4	28,4	-2	eq	(2,000)	-32,263
Ambient humidity	%	57,7	65,7	-8	eq	(8,001)	-129,073
Barometric press GT 31	mbar	758,7	759,1	0,4	eq	0,377	6,086
Barometric press GT 32	mbar	756,8	758,6	1,8	eq	1,697	27,376

Pada Tabel 1. Dilakukan perhitungan pareto heat loss pada beban 706 MW untuk blok 3 PLTGU Priok dengan mengolah data dari gambar 5. Didapatkan dari hasil perhitungan faktor yang paling berpengaruh terhadap penurunan heat rate adalah *Air Inlet Filter Gas Turbine*, *Compressor Temperature Discharge Gas Turbine*, dan *Exhaust Pressure Gas Turbine*. Kondisi dari *difeerential pressure* yang tinggi dari *Air Inlet Filter Gas Turbine* yang tinggi disebabkan karena terdapatnya kotoran pada filter tersebut. Diferential pressure ini akan meningkat seiring dengan berjalannya waktu operasi dari turbin gas dan sangat dipengaruhi oleh kondisi lingkungan. Salah satu peralatan yang menjadi perhatian terkait dengan konsumsi bahan bakar adalah *Intake Air Filter*. *Pressure drop* yang terjadi pada peralatan ini diyakini berpengaruh besar pada konsumsi bahan bakar turbin gas[17]. Hal ini akan membuat turbin gas menghisap udara kotor sehingga perlu juga dilakukan analisa terkait prosedur penggantian filter. Kondisi dari filter yang kotor juga akan berpengaruh terhadap performa kompressor yang akan menurun yang disebabkan adanya kotoran yang menempel pada sudu-sudu Compressor. Kotoran pada sudu-sudu ini akan berimbas kepada meningkatnya *Compressor Temperatur Discharge Gas Turbine* dengan diiringi dengan meningkatnya *Exhaust Pressure Gas Turbine* yang akan meningkatkan heat rate dari PLTGU.

## 5. KESIMPULAN

1. Dari analisa data yang diolah dari Gambar 2, 3, dan 4 dapat disimpulkan sebagai berikut :

Tabel 2. Kesimpulan Performa PLTGU terhadap Pola Operasi dan Pembebanan

Deskripsi	Pola Operasi 1-1-1	Pola Operasi 2-2-1
SFC Tertinggi (SCFM/kWh)	0,1266 (Beban 186,3 MW)	0,1417 (Beban 242,3 MW)
SFC Terendah (SCFM/kWh)	0,1017 (Beban 330 MW)	0,0957 (Beban 655,1 MW)
Efisiensi Termal Tertinggi (%)	51,2938 (Beban 330 MW)	54,5325 (Beban 655,1 MW)

Efisiensi Termal Terendah (%)	41,1985 (Beban 186,3 MW)	36,8187 (Beban 242,3 MW)
Heat Rate Tertinggi (Kcal/kWh)	2087,4541 (Beban 186,3 MW)	2335,7713 (Beban 242,3 MW)
Heat Rate Terendah (Kcal/kWh)	1676,6171 (Beban 330 MW)	1577,0416 (Beban 655,1 MW)

Pada pola operasi 1-1-1 didapatkan SFC terbesar 0,1266 SCFM/kWh pada beban 186,3 MW dan terkecil 0,1017 SCFM/kWh pada beban 330 MW. Pada pola operasi 2-2-1 didapatkan SFC terbesar 0,1417 SCFM/kWh pada beban 242,3 MW dan terkecil 0,0957 SCFM/kWh pada beban 655,1 MW. Untuk efisiensi termal pola operasi 1-1-1 didapatkan efisiensi termal terbesar 51,2938 % pada beban 330 MW dan terkecil 41,1985 % pada beban 186,3 MW. Pada pola operasi 2-2-1 didapatkan efisiensi termal terbesar 54,5325 % pada beban 655,1 MW dan terkecil 36,8187 % pada beban 242,3 MW. Untuk heat rate operasi 1-1-1 didapatkan heat rate terbesar 2087,4541 kCal/kWh pada beban 186,3 MW dan terkecil 1676,6171 Kcal/kWh pada beban 330 MW. Pada pola operasi 2-2-1 didapatkan heat rate terbesar 2335,7713 kCal/kWh pada beban 242,3 MW dan terkecil 1577,0416 Kcal/kWh pada beban 655,1 MW.

2. Dari Tabel 1 pada beban 706 MW bulan Februari 2019 (1653,565 kCal/kWh) dengan bulan April 2017 (1613,107 kCal/kWh) terjadi deviasi heat rate sebesar 40,458 kCal/kWh
3. Berdasarkan Tabel 1 faktor yang paling berpengaruh terhadap penurunan heat rate adalah meningkatnya Differential Pressure Air Inlet Filter Gas Turbine, Compressor Temperature Discharge Gas Turbine, dan Exhaust Pressure Gas Turbine.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT Indonesia Power Unit Jasa Pemeliharaan Area 1.2 atas dukungan pada penelitian ini.

## REFERENSI

1. Badan Pusat Statistik, *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035*, Jakarta (2013)
2. B. Winardi, *Analisis Konsumsi Bahan Bakar Pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap*, Seminar Nasional Electrical, Informatics, And It's Educations 2009 (2009)
3. M.I. Muttaqin, *Simulasi Combined Cycle PowerPlant 500 MW Dengan Mode Konfigurasi Operasi 3-3-1 Sebagai Peak Load Dan Base Load Dengan Menggunakn Software Gatecycle*, Institut Teknologi Sepuluh November, Surabaya (2016)
4. A.A. Nugroho, *Optimalisasi Rekonfigurasi Pembangkit Listrik Tenga Gas Dan Uap Tambak Lorok Semarang*, Seminar Nasional Edusaintek FMIPA UNIMAS 2018 (2018)
5. A.Aziz dan Suwarna, *Pengaruh Variasi Beban PLTG Terhadap Kinerja HRSG Dari PLTGU*, vol.8, pp. 109-120 (2006)
6. ISO2314, *Gas turbines Acceptance Tests* (2009)
7. M.J. Moran dan H.N. Shapiro, *Fundamental of Engineering Thermodynamics*, John Wiley and Sons, Ohio (2002)
8. R. Rahman, *Penentuan Konsumsi Bahan Bakar Spesifik Pada Perubahan Pola Operasi PLTG*, Politeknik Negeri Jakarta, Depok (2017)
9. SPLN 80:1989, *Standar Operasi Pusat Listrik Tenaga Gas*, (1989)
10. Tim Peningkatan dan Pembudayaan Manajemen Efisiensi Energi, *Pedoman Peningkatan & Pembudayaan Manajemen Efisiensi Energi*, Indonesia Power (2016)
11. M. Djiteng, *Pembangkitan Energi Listrik*, Erlangga, Jakarta (2005)
12. M. J. Purnomo, *Pengaruh Bypass Ratio, Overall Pressure Ratio, Dan Turbine Inlet Temperature Terhadap SFC Pada Gas Turbine Engine*, (2008)
13. E. Atsiruddin, *Perancangan Ulang Manajemen Pemeliharaan Intake Air Filter Untuk Menurunkan Biaya Operasional Turbin Gas (Studi Kasus PLTGU PT.PJB UP GRESIK)*, Institut Teknologi Sepuluh November, Surabaya (2014)