

# Analisis Pengaruh Perubahan Beban Terhadap *Heat Rate* pada Unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Jeneponto 2×135 MW

Nur Hamzah<sup>1\*</sup>, A.M. Shiddiq Yunus<sup>2</sup>, dan Dwiki Dirgantama. D<sup>3</sup>

<sup>1,2,3</sup>Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Ujung Pandang, Makassar 90245, Indonesia  
\*hamzah\_said@poliupg.ac.id

**Abstract:** The heat rate is a parameter that can indicate the reliability of the Steam Power Plant and is defined as the amount of heat from the fuel needed to produce 1 kWh of electricity. This study aims to analyze the effect of load changes on heat rate and its optimum value. Heat rates can be expressed in GPHR (Gross Plant Heat Rate) and NPHR (Net Plant Heat Rate). The method used is to identify and collect data for the last three years related to the determination of the heat rate, then perform data processing and analysis. In 2018, the optimum condition for unit 1 was obtained at a load of 125 MW is NPHR 2432.68 kcal/kWh, while Unit 2 at a load of 135 MW is NPHR value of 2489.65 kcal/kWh. In 2019 the optimum value for NPHR units 1 and 2 at a load of 137 MW are NPHR 2517.07 kcal/kWh and NPHR 2527.48 kcal/kWh, respectively. In 2020 the optimal value for Unit 1 is at a load of 135 MW, NPHR 2529.5 kcal/kWh, while Unit 2 is at a load of 137 MW, NPHR 2567.53 kcal/kWh. It can be concluded that an increase in load causes a decrease in the heat rate

**Keywords:** load; efficiency; heat rate; specific coal consumption; electricity production cost

**Abstrak:** *Heat rate* adalah parameter yang dapat mengindikasikan kehandalan PLTU dan didefinisikan sebagai jumlah kalor dari bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan listrik sebesar 1 kWh. Penelitian ini bertujuan menganalisis pengaruh perubahan beban terhadap *heat rate* beserta nilai optimumnya. *Heat rate* dapat dinyatakan dalam GPHR (*Gross Plant Heat Rate*) dan NPHR (*Net Plant Heat Rate*). Metode yang digunakan yaitu mengidentifikasi dan mengumpulkan data tiga tahun terakhir yang berhubungan dengan penentuan *heat rate*, kemudian dilakukan pengolahan data. Pada tahun 2018 diperoleh keadaan optimum unit 1 pada beban 125 MW, NPHR 2432,68 kcal/kWh, sedangkan Unit 2 pada beban 135 MW dengan nilai NPHR 2489,65 kcal/kWh. Pada tahun 2019 nilai optimum unit 1 pada beban 137 MW dengan nilai NPHR 2517,07 kcal/kWh, adapun unit 2 juga berada pada beban 137 MW dengan NPHR 2527,48, selanjutnya pada tahun 2020 nilai optimum Unit 1 berada pada beban 135 MW, NPHR 2529,5 kcal/kWh, sedangkan Unit 2 pada beban 137 MW, NPHR 2567,53 kcal/kWh. Dapat disimpulkan bahwa kenaikan beban menyebabkan penurunan *heat rate*.

**Kata kunci:** beban; efisiensi; *heat rate*; specific coal consumption; electricity production cost

## I. PENDAHULUAN

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah salah satu jenis pembangkit yang saat ini paling banyak digunakan di Indonesia karena tergolong murah dan juga relatif memiliki kapasitas daya yang besar sehingga lebih efisien dalam menyuplai energi listrik. Industri pembangkit listrik di wilayah Sulselbar saat ini telah banyak didirikan, salah satunya berada di kabupaten Jeneponto dengan kapasitas 2×135 MW yang dikelola oleh PT. Bosowa Energi. Pembangkit ini telah beroperasi kurang lebih selama 3 tahun, hal ini tentu dapat menyebabkan kondisi kinerja pembangkit tersebut mengalami penurunan sehingga kehandalannya pun berkurang. Parameter yang dapat digunakan untuk mengetahui kehandalan suatu PLTU adalah dengan mengetahui *heat rate* pembangkit tersebut. *Heat rate* didefinisikan sebagai jumlah jumlah dari energi bahan bakar yang dibutuhkan unit untuk menghasilkan sejumlah energi listrik selama waktu satu jam dan dinyatakan dengan satuan kcal/kWh, (kJ/kWh), maupun (Btu/kWh) [1].

Perubahan *Heat rate* pada suatu pembangkit berdampak langsung pada konsumsi batu bara spesifik, sehingga *cost* yang dibutuhkan untuk membangkitkan energi listrik juga berubah. Faktor

yang dapat mempengaruhi hal tersebut yaitu nilai kalor dari batu bara dan perubahan beban. Semakin tinggi nilai kalornya maka semakin rendah konsumsi batu bara spesifik, sehingga *cost* yang dibutuhkan juga semakin rendah [2] dan semakin bertambahnya beban maka konsumsi batu bara spesifik semakin menurun, hal ini disebabkan karena pada beban rendah komposisi udara dan bahan bakar tidak sebaik pada beban tinggi sehingga efisiensi pembakarannya juga tidak sebaik pada beban tinggi. Naiknya beban maka *heat rate* semakin menurun yang berarti jumlah kalor yang dibutuhkan untuk menghasilkan satuan jumlah kerja dalam *Watt* perjam (kWh) semakin menurun [3]. Penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh [4] menyatakan bahwa semakin kecil nilai *heat rate* maka akan semakin baik efisiensi pembangkit, sebaliknya jika semakin tinggi nilai *heat rate* maka semakin buruk efisiensi pembangkit tersebut. Terdapat dua metode yang dapat dilakukan untuk menganalisis *heat rate*, yaitu *Direct Method* atau biasa disebut Metode Langsung dan *Indirect Method* atau biasa disebut Metode Tidak Langsung dan juga sering dinamakan Metode Kehilangan Panas (*Heat Loss Method*). Metode tersebut digunakan untuk mengidentifikasi naik turunnya *heat rate* atau efisiensi (kinerja) pada suatu unit pembangkit, selain itu dapat juga menentukan penyebab dan bagian dari pembangkit yang mengalami penurunan efisiensi (terjadi *losses*) dibandingkan dengan kondisi optimal [5].

Terkait dengan hal tersebut maka perlu dilakukan penelitian yaitu “Analisis Pengaruh Perubahan Beban terhadap *Heat Rate* pada Unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Jeneponto 2×135 MW” yang mencakup aspek kehandalan, *cost*, dan perbandingan dari masing-masing unit agar diperoleh keadaan optimum dari suatu pembangkit termal.

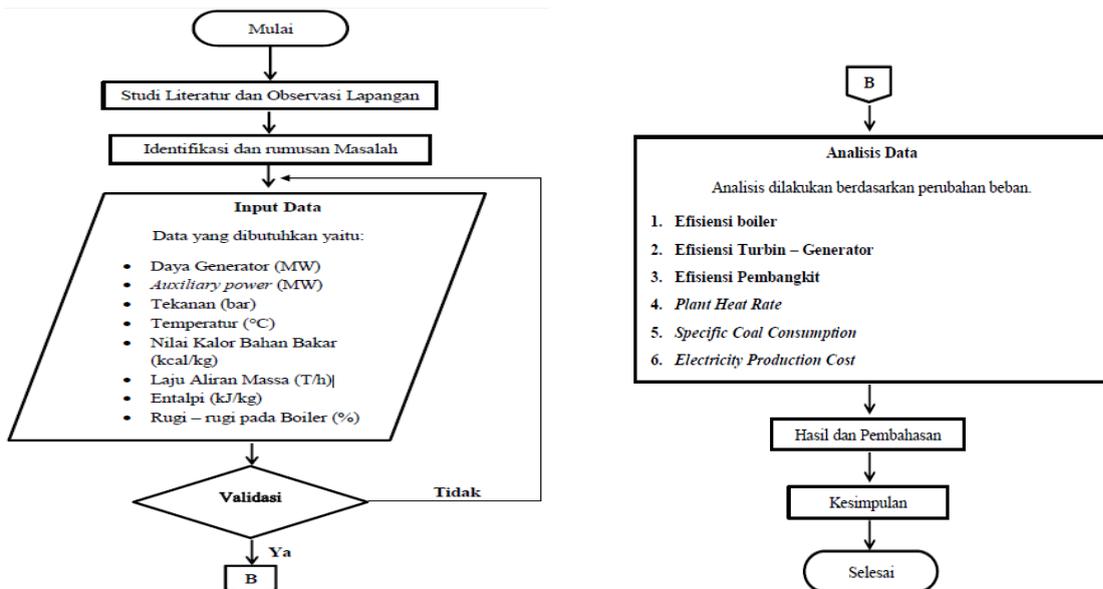
## II. METODE PENELITIAN

### A. Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan di PT. Bosowa Energi Unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Jeneponto 2×135 MW. Waktu penelitian dimulai pada tanggal 11 s.d 15 Agustus 2020.

### B. Prosedur Penelitian

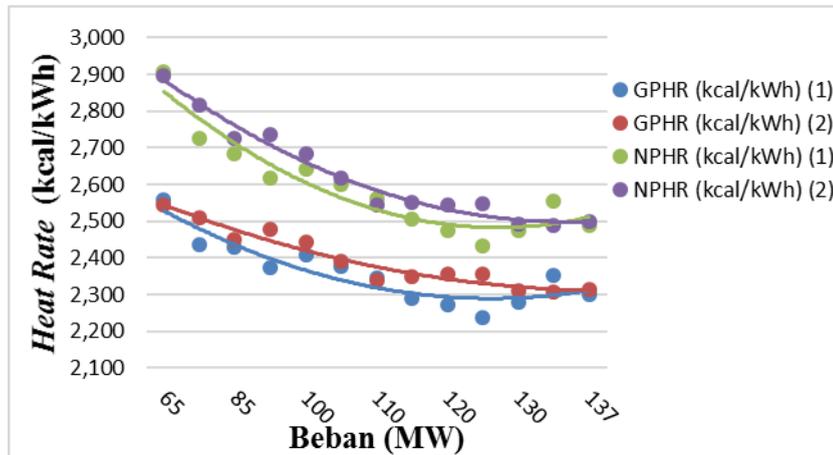
Prosedur penelitian dapat dilihat pada *flowchart* berikut:



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

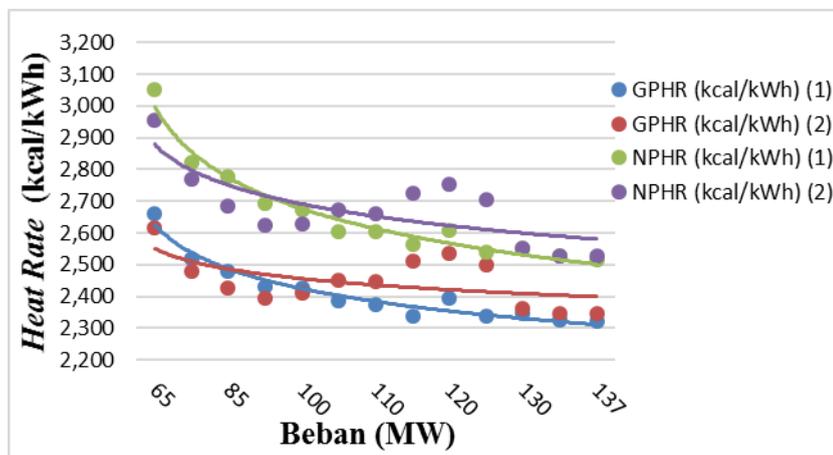
## III. HASIL DAN PEMBAHASAN

### A. Hubungan Perubahan Beban dengan *Heat Rate*



Gambar 2 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan Heat Rate Tahun 2018

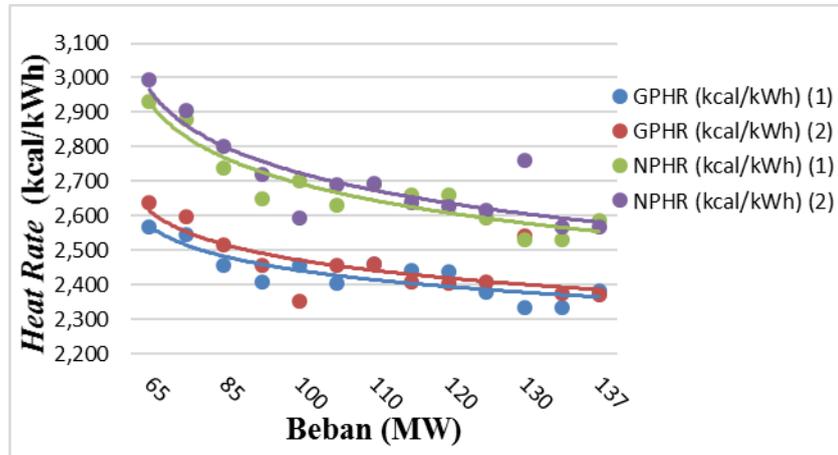
Gambar 2 menunjukkan hubungan antara beban dengan *heat rate* Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2018. Nilai tersebut meliputi data variasi beban mulai dari beban minimum 65 MW hingga beban maksimum 137 MW, kemudian nilai GPHR dan NPHR dari unit 1 dan 2 PLTU Jeneponto 2x135 MW. Nilai GPHR terendah unit 1 terjadi pada beban 125 MW sebesar 2.280,03 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 2.556,708 kcal/kWh, sementara itu nilai GPHR terendah unit 2 terjadi pada beban 135 MW sebesar 2.307,368 kcal/kWh. Adapun nilai NPHR terendah unit 1 diperoleh pada beban 125 MW sebesar 2.432,682 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 2.907,370 kcal/kWh, kemudian nilai NPHR terendah Unit 2 terjadi pada beban 135 MW sebesar 2.489,647 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW yaitu 2.896,838 kcal/kWh.



Gambar 3 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan Heat Rate Tahun 2019

Gambar 3 menunjukkan hubungan antara beban dengan *heat rate* Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2019. Nilai GPHR terendah unit 1 diperoleh 2.320,333 kcal/kWh pada beban 137 MW dan nilai tertinggi yaitu 2.660,917 kcal/kWh pada beban 65 MW, kemudian untuk unit 2 diperoleh GPHR terendah yaitu 2.343,947 kcal/kWh pada beban 137 MW dan tertinggi sebesar 2.617,604 kcal/kWh pada beban 65 MW. Nilai NPHR pada unit 1 terendah yaitu pada beban 137 MW dengan nilai 2.517,069 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW dengan nilai 3.051,672 kcal/kWh, kemudian untuk unit 2 diperoleh NPHR terendah juga pada beban 137 MW sebesar 2.527,475

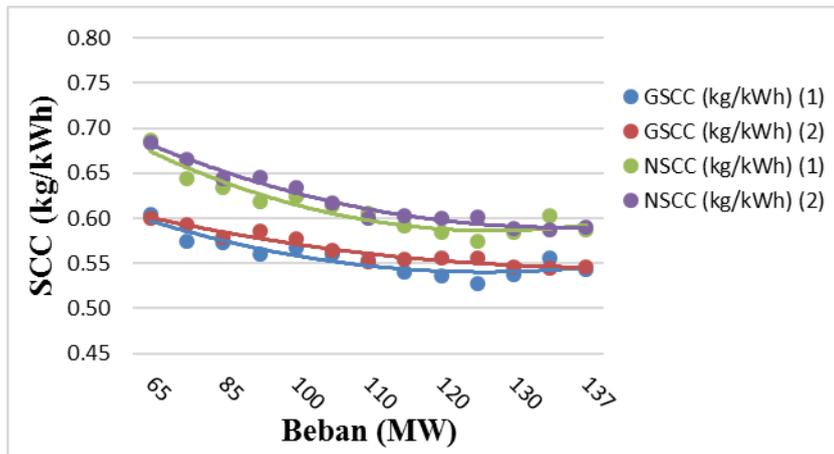
kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 2.956,512 kcal/kWh.



Gambar 4 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan *Heat Rate* Tahun 2020

Gambar 4 menunjukkan hubungan antara beban dengan *heat rate* Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2020. Nilai GPHR terendah unit 1 diperoleh pada beban 135 MW yaitu 2.332,987 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW yaitu 2.566,670 kcal/kWh, kemudian untuk unit 2 diperoleh GPHR terendah pada beban 100 MW yaitu 2.353,129 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 2.636,832 kcal/kWh. Adapun nilai terendah NPHR unit 1 yaitu pada beban 135 MW sebesar 2.529,501 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 2.931,121 kcal/kWh, sedangkan pada unit 2 NPHR terendah terjadi pada beban 137 MW yaitu 2.567,532 kcal/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 2.993,574 kcal/kWh.

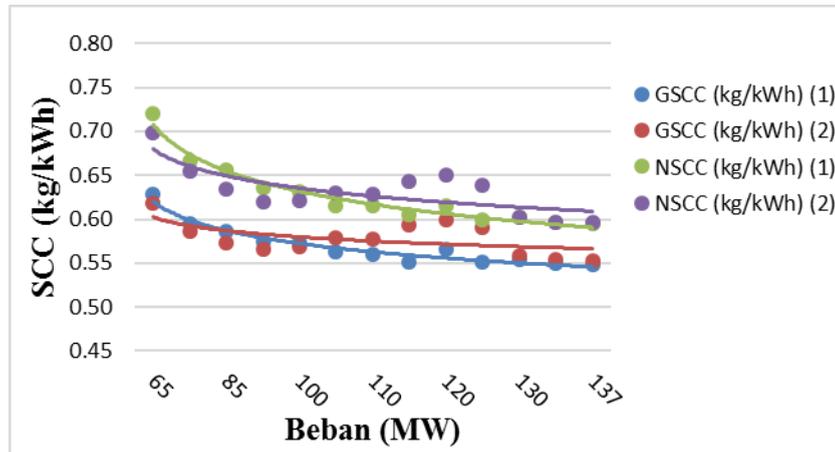
**B. Hubungan Perubahan Beban dengan *Specific Coal Consumption***



Gambar 5 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan *Specific Coal Consumption* Tahun 2018

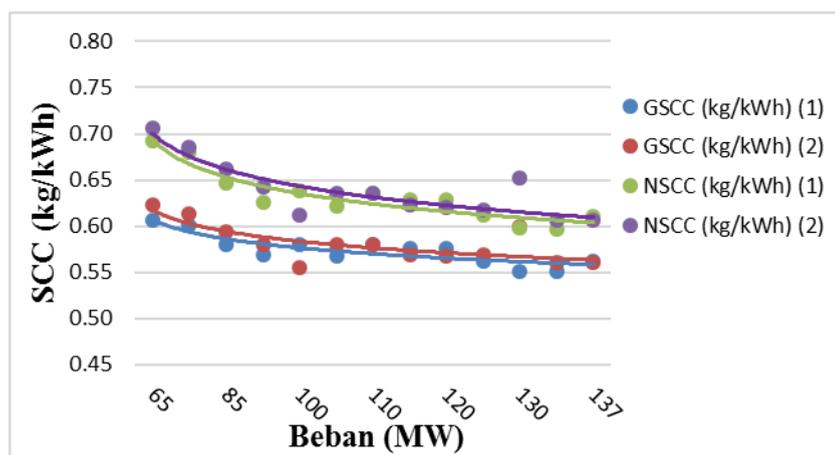
Gambar 4.10 menunjukkan hubungan antara beban dengan *Specific Steam Consumption* (SCC) Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2018. Nilai dari grafik tersebut berdasarkan variasi beban mulai dari beban minim hingga beban maksimal, kemudian nilai *Gross Specific Steam Consumption* GSCC dan *Net Specific Steam Consumption* (NSCC) dari unit 1 dan 2 PLTU Jeneponto 2x135 MW. Nilai GSCC unit 1 terendah diperoleh pada beban 125 MW sebesar 0,528 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,604 kg/kWh, sedangkan pada unit 2 diperoleh nilai GSCC

terendah pada beban 135 MW yaitu 0,545 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW yaitu 0,601 kg/kWh. Adapun nilai NSCC unit 1 terendah diperoleh pada beban 125 MW sebesar 0,574 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,684 kg/kWh, sedangkan pada unit 2 diperoleh nilai NSCC terendah pada beban 130 dan 135 MW sebesar 0,588 kg/kWh dan tertinggi terjadi pada beban 65 MW sebesar 0,684 kg/kWh.



Gambar 6 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan *Specific Coal Consumption* Tahun 2019

Gambar 6 menunjukkan hubungan antara beban dengan SCC Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2019. Nilai GSCC unit 1 terendah diperoleh pada beban 137 MW sebesar 0,548 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,628 kg/kWh, sedangkan pada unit 2 diperoleh GSCC terendah juga pada beban 137 MW yaitu 0,553 kg/kWh dan tertinggi juga pada beban minimum 65 MW sebesar 0,618 kg/kWh. Perbandingan selanjutnya, yaitu NSCC unit 1 dan 2 yang diperoleh hasil untuk NSCC Unit 1 terendah pada beban 137 MW sebesar 0,594 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,72 kg/kWh, sedangkan pada Unit 2 diperoleh NSCC terendah pada beban 135 dan 137 MW sebesar 0,597 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,698 kg/kWh.

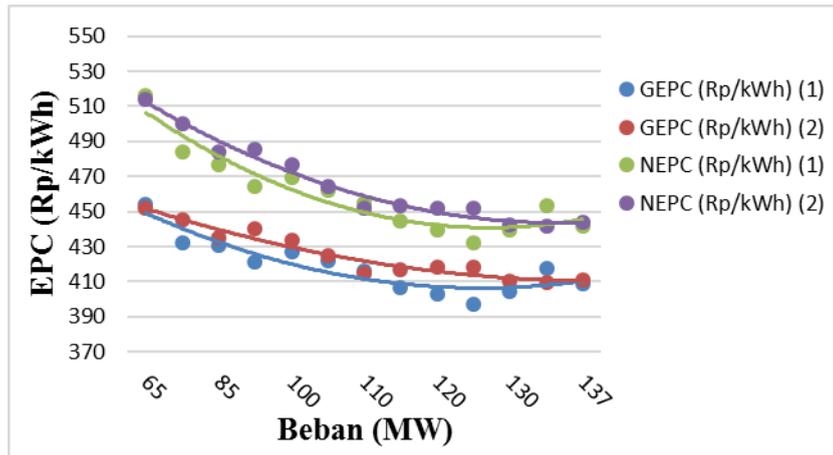


Gambar 7 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan *Specific Coal Consumption* Tahun 2020

Gambar 7 menunjukkan hubungan antara beban dengan SCC Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2020. Nilai GSCC Unit 1 terendah diperoleh pada beban 130 dan 135 MW sebesar 0,551 kg/kWh dan tertinggi pada beban minimum 65 MW sebesar 0,606 kg/kWh, sedangkan pada Unit 2

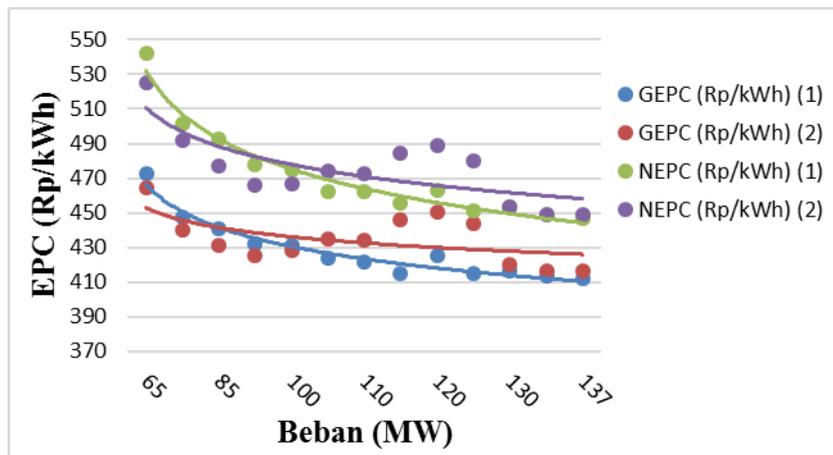
diperoleh GSCC terendah pada beban 100 MW sebesar 0,556 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,622 kg/kWh. Nilai NSCC Unit 1 terendah diperoleh pada beban 135 MW sebesar 0,597 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,692 kg/kWh, sedangkan pada Unit 2 diperoleh NSCC terendah pada beban 137 MW sebesar 0,606 kg/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 0,707 kg/kWh.

**C. Hubungan Perubahan Beban dengan Electricity Production Cost**



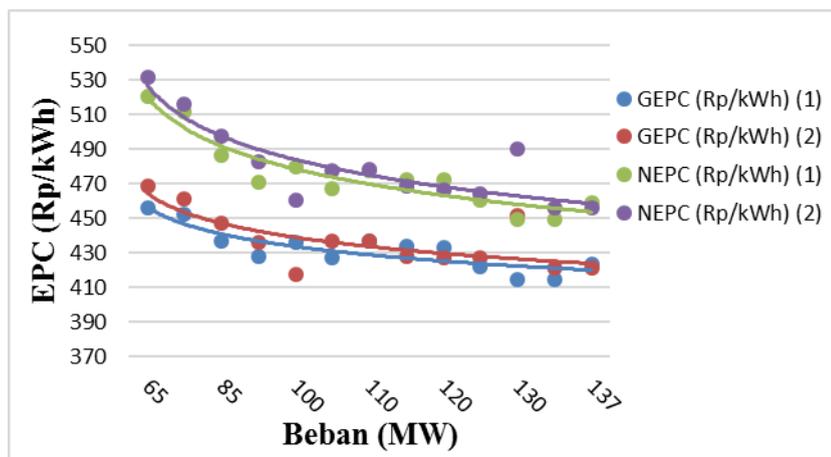
Gambar 8 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan Electricity Production Cost Tahun 2018

Gambar 8 menunjukkan hubungan antara beban dengan Electricity Production Cost (EPC) Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2018. Nilai dari grafik tersebut berdasarkan variasi beban, kemudian nilai Gross Electricity Production Cost (GEPC) dan Net Electricity Production Cost (NEPC) dari unit 1 dan 2 PLTU Jeneponto 2x135 MW. Nilai GEPC Unit 1 terendah diperoleh pada beban 125 MW sebesar 396,965 Rp/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 454,297 Rp/kWh, sedangkan nilai GEPC Unit 2 terendah diperoleh pada beban 135 MW sebesar 409,698 Rp/kWh dan tertinggi diperoleh pada beban 65 MW sebesar 451,716 Rp/kWh. Adapun nilai NEPC terendah Unit 1 diperoleh pada beban 125 MW sebesar 431,949 Rp/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 515,970 Rp/kWh, sedangkan untuk Unit 2 diperoleh NEPC terendah pada beban 135 MW sebesar 442,064 Rp/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 514,365 Rp/kWh.



Gambar 9 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan Electricity Production Cost Tahun 2019

Gambar 9 menunjukkan hubungan antara beban dengan EPC Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2019. Nilai GEPC Unit 1 terendah diperoleh pada beban 137 MW sebesar 412 Rp/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW sebesar 472,475 Rp/kWh, sedangkan pada Unit 2 diperoleh GEPC terendah pada beban 137 MW sebesar 416,193 Rp/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW dengan nilai 464,784 Rp/kWh. Adapun NEPC Unit 1 terendah diperoleh pada beban 137 MW dengan nilai 446,933 Rp/kWh dan tertinggi pada beban 65 MW dengan nilai 446,933 Rp/kWh, sedangkan pada Unit 2 NEPC terendah juga pada beban 137 MW sebesar 448,781 Rp/kWh dan terendah pada beban 65 MW sebesar 524,961 Rp/kWh.



Gambar 10 Grafik Hubungan Perubahan Beban dengan *Electricity Production Cost* Tahun 2020

Gambar 10 menunjukkan hubungan antara beban dengan EPC Unit 1 dan 2, serta perbandingannya pada tahun 2020. Nilai GEPC Unit 1 terendah diperoleh pada beban 135 MW sebesar 414,247 Rp/kWh dan tertinggi diperoleh pada beban 65 MW sebesar 455,740 Rp/kWh, sedangkan untuk Unit 2 diperoleh GEPC terendah pada beban 100 MW sebesar 417,824 Rp/kWh dan tertinggi diperoleh pada beban 65 MW sebesar 468,198 Rp/kWh. Adapun nilai NEPC Unit 1 terendah diperoleh pada beban 135 MW sebesar 449,140 Rp/kWh dan tertinggi diperoleh pada beban 65 MW sebesar 520,453 Rp/kWh, sedangkan untuk Unit 2 diperoleh NEPC terendah pada beban 137 MW sebesar 455,893 Rp/kWh dan tertinggi diperoleh pada beban 65 MW sebesar 531,542 Rp/kWh.

#### IV. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa data maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Perubahan beban dapat menyebabkan *heat rate* (kcal/kWh) berubah. Semakin tinggi kenaikan beban maka *heat rate* cenderung turun, sehingga *specific coal consumption* (kg/kWh) dan *electricity production cost* (Rp/kWh) mengalami penurunan.
2. Nilai optimum *heat rate*, *specific coal consumption*, *electricity production cost* Unit 1 dan 2 cenderung berada pada beban maksimum.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Hendroyono, Agus dkk. 2014. Analisa *Heat Rate* dengan Variasi Beban Pada PLTU Paiton Baru (Unit 9). *Eksergi Jurnal Teknik Energi*, VI (1): 23 – 28.
- [2] Bono, dkk. 2017. Analisis Konsumsi Batubara Spesifik Ditinjau dari Nilai Kalor Batu bara dan Perubahan Beban di PLTU Tanjung Jati B Unit 2. *Eksergi Jurnal Teknik Energi*, III (2): 50 – 53.

- [3] Nugroho, Agus. 2014. Analisa Pengaruh Kualitas Batubara Terhadap Biaya Pembangkitan (Studi Kasus di PLTU Rembang). *Media Elektrika*, VI (1): 23 - 32.
- [4] Jamaluddin dan Reza, Pangestu DH. 2018. Analisis Perhitungan *Heat Rate* pada Turbin Uap Berdasarkan *Performance Test* Unit 1 di PT. Indonesia Power Uboh UJP Banten 3 Lontar. *Jurnal Teknik Mesin Universitas Muhammadiyah Tangerang*, I (1): 45 – 50.
- [5] Sugiantoro, Bambang. 2008. Metode Analisis *Energy* Perhitungan Metode *Direct and Indirect (Heat Rate/Tara Kalor)* Bahan Bakar Batu Bara dan Pengaruhnya pada *Performance* Sistem Uap. *ITEKS*, XI (2): 250 – 275.