JOURNAL OF TECHNOLOGY PROCESS
Magister Teknik Mesin dan Magister Teknik Kimia
Program Pascasarjana UMI

Vol. 02, No. 02 Tahun 2022
E-ISSN: 2963-5888

Optimasi Pembebanan Independet Power Plant Pembangkit Listrik Tenaga Uap Kendari-3 dengan Metode Economic Dispatch

Risal Akbar [1*], Mahmuddin [2], Muh Syahrir Habiba [3]

1*) Magister Teknik Mesin, Universitas Muslim Indonesia, Kota Makassar,
risalakbar11@gmail.com
2) Teknik Mesin, Universitas Muslim Indonesia, Kota Makassar
3) Teknik Mesin, Universitas Muslim Indonesia, Kota Makassar

Abstract

This study aimed to find out the most optimal load distribution value for the two units of the Steam Power Plant (PLTU) of Moramo.This study was conducted at PLTU Moramo, North Moramo, South Konawe, Southeast Sulawesi where the used data were the data of 2022.The method used is to take the load generation data of the two units to be processed using the economic dispatch method by comparing the (Gross Plant Heat Rate) GPHR between unit 1 and unit 2 in each load variation. The results of this study showed that the highest GPHR was at a loading of 30 MW for unit 1 and unit 2, to achieve efficient generation, The most optimum loading was at a load of 100 MW where unit 1 loaded 44,85 MW and unit 2 loaded 55,14 MW and the savings reached IDR 244,000/hour.

Keywords: Economic Dispatch, Efficiency, PLTU, Steam Turbine.

Abstrak

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui nilai pembagian pembebanan paling optimal utnuk kedua unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Moramo. Penelitian ini dilakukan di PLTU Moramo, Moramo Utara, Konawe Selatan, Sulawesi Tenggara dimana data yang digunakan adalah data pada tahun 2022. Metode yang digunakan adalah dengan mengambil data beban pembangkitan unit 1 dan unit 2 untuk kemudian diolah dengan menggunakan analisis economic dispatch dengan membandingkan Gross Plant Heat Rate (GPHR) antara unit 1 dan unit 2 dalam tiap variasi pembebanan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa GPHR tertinggi berada pada beban 30 MW untuk unit 1 dan unit 2. untuk mencapai pembangkitan efisien. Beban listrik paling optimum pada permintaan beban 100 MW dimana unit 1 dibebani 44,85 MW dan unit 2 dibebani 55,14 MW dan menghasilkan penghematan biaya produksi senilai Rp.244.000/jam.

Kata kunci: Economic Dispatch, Efisiensi, PLTU, Turbin Uap.

1. PENDAHULUAN

Energi listrik merupakan energi yang menjadi kebutuhan bagi manusia, tak terkecuali di Indonesia. Menurut data statistik PLN 2020, rata rata Pertumbuhan pengguna listrik di Indonesia dari tahun 2012 hingga 2020 mencapai angka 5.77 persen pada tiap tahunnya. Kenaikan pengguna tersebut tentunya harus didukung dengan penyediaan energi listrik dari pembangkit-pembangkit listrik yang ada baik pembangkit listrik milik negara yang dikelola dan dioperasikan oleh PT. PLN Persero maupun Independent Power Plant (IPP) yang dikelola oleh perusahaan swasta yang memiliki kontrak jual beli listrik dengan regulator.

Menurut PT.PLN Persero, Independent Power Plant adalah perusahaan bertujuan khusus yang dibentuk oleh sponsor atau konsorsium untuk melaksanakan perjanjian jual beli listrik dengan PLN dan untuk mengembangkan, membangun, memiliki dan mengoperasikan pembangkit listrik. Salah satu Indepent Power Plant yang memiliki kontrak jual beli dengan negara melalui PT PLN Persero adalah PT DSSP Power Kendari yang mengelola dan mengoperasikan IPP Kendari-3. IPP-Kendari 3 adalah Pembangkit Listrik Tenaga Uap

(PLTU) dengan kapasitas terpasang 2 kali 50 MW dan menjadikannya sebagai pembangkit dengan kapasitas terbesar di Sulawesi Tenggara.

Daya yang dibangkitkan oleh PLTU nilainya linier dengan banyaknya bahan bakar batubara yang digunakan untuk memanaskan air di boiler. Pada PLTU, efisiensi PLTU yang sedang beroperasi dapat dihitung dengan menggunakan Nett Plant Heat Rate (NPHR). Menurut Yolnasdi (2021), Nett Plant Heat Rate adalah indikator keandalan dan efisiensi sebuah pembangkit termal, khususnya PLTU. Semakin rendah nilai NPHR pada unit yang beroperasi di PLTU maka semakin efisien pembangkit listrik bekerja. Terdapat tiga parameter utama yang menunjukkan adanya perubahan NPHR, yakni beban listrik yang dibangkitkan, jumlah konsumsi batubara dan nilai kalori batubara. Kenaikan NPHR akan memicu kenaikan biaya tambahan untuk kebutuhan produksi listrik atau increment cost.

Salah satu cara untuk melakukan penghitungan pada laju kenaikan biaya tambahan untuk produksi listrik adalah dengan menggunakan metode economic dispatch. Menurut Anesya Violita (2012), economic dispatch adalah analisis aliran daya optimal untuk meminimalkan biaya pembangkitan. Pembebanan pada unit-unit pembangkit yang ada dalam sistem dibagi secara optimal pada harga beban sistem tertentu sehingga biaya operasi dapat ditekan seminimal mungkin namun tetap dapat memenuhi permintaan beban dan memperhatikan batasan teknis dan operasional pembangkit. Penelitian ini akan fokus untuk menekan laju increment cost tersebut untuk menurunkan harga produksi listrik per kilo Watt Hour yang juga akan berdampak langsung pada penurunan konsumsi batu bara dengan menggunakan metode economic dispatch.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Menurut Harun Najamuddin (2011) Pembangkit listrik tenaga uap adalah pembangkit listrik yang memanfaatkan energi kinetik dari uap untuk memutar turbin uap yang dipasang dengan generator untuk menghasilkan listrik. Dalam PLTU energi primer dikonversi menjadi listrik berasal dari proses pembakaran yang dilakukan di boiler. Bahan bakar yang digunakan umumnya adalah batubara meskipun dewasa ini, beberapa pihak tengah melakukan pengembangan dengan menambahkan material lain yang dicapurkan dengan batubara.

Tar Rizki (2014) Konversi energi yang paling pertama terjadi adalah konversi dari bahan bakar menjadi energi panas yang disebut juga dengan kalor. Berdasarkan hukum kedua termodinamika yang menyatakan tentang arah aliran energi, kalor yang terbentuk tersebut kemudian memanaskan air yang ada dalam pipa ketel untuk menghasilkan uap yang kemudian masuk ke dalam steamdrum. Uap dengan tekanan dan temperatur yang telah masuk tersebut lalu dialirkan ke turbin uap. Di dalam turbin uap, energi (enthalpy) kembali dikonversikan menjadi listrik oleh generator yang kemudian membangkitkan listrik dengan menggunakan prinsi hukum faraday.

Bachtiar Nappu (2019) Persamaan karakteristik input-output pembangkit menyatakan hubungan antara jumlah bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan daya tertentu pada pembangkit tenaga listrik. Umumnya, karakteristik input-output dari unit pembangkit tidak linier. Karakteristik input- output yang banyak digunakan dari unit pembangkit adalah fungsi kuadrat pada **Persamaan 1** berikut

$$F(P) = \alpha + \beta Pi\ i + \gamma\ Pi2 \qquad (1)$$

Dengan:
F = Inputbahan bakar (BTU/jam)
P = Outputdayagenerator(MW)
a =Koefisien fungsibiayagajikaryawan
b = Koefisien fungsi biaya investasi

c = Koefisien fungsi biaya bahan bakar
I = Unit pembangkit

A. Gross Plant Heat Rate

Laju panas atau *Heat Rate* didapat dengan menggunakan **Persamaan 2** berikut

$$\text{GPHR (Gross Plant Heat Rate)} = \frac{\text{B X HHV}}{\text{GGO}} \qquad (2)$$

Sedangkan untuk Nett Plant Heat Rate dapat dihitung dengan rumus pada **Persamaan 3** berikut

$$\text{NPHR (Nett Plant Heat Rate)} = \frac{\text{B X HHV}}{\text{Net GGO}} \qquad (3)$$

Dengan:
B = Pemakaian bahan bakar per jam (T/H)
HHV = Kalori bahan bakar per kg (Kcal/Kg)

B. Economic Dispatch

Menurut Khairuddin Syah (2012), *economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada setiap unit pembangkit sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum atau dengan kata lain untuk mencari nilai optimum dari output daya dari kombinasi unit pembangkit yang bertujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan.

Menurut Jong Bae Park (2005) setiap pembangkit mempunyai karakteristik yang berbeda-beda sehingga berpengaruh pada fungsi kebutuhan dan biaya bahan bakarnya. Perbedaan karakteristik itu dipengaruhi oleh jenis bahan bakar dan efisiensi dari pembangkit

C. Iterasi Lambda

Menurut Kristanto Deo, (2014) metode iterasi lambda merupakan salah satu metode untuk menyelesaikan permasalahan economic dispatch. Pada metode ini, nilai lambda pertama akan ditentukan terlebih dahulu, nilai lambda awal diperoleh dari koeifisien β' terbesar diantara fungsi karakteristik biaya bahan bakar (**Persamaan 4**)

$$\Delta\lambda' = \frac{\Delta P}{\frac{1}{Fi}} \qquad (4)$$

Nilai lambda akan digunakan untuk menghitung nilai Pi dengan **Persamaan 5**.

$$Pi = \frac{\lambda\prime - \beta}{2\gamma} \qquad (5)$$

3. METODE

Penelitian dilakukan di PT. DSSP Power Kendari sebagai perusahaan yang mengoperasikan PLTU Kendari-3 unit 1 dan 2.

A. Peralatan dan Bahan yang digunakan

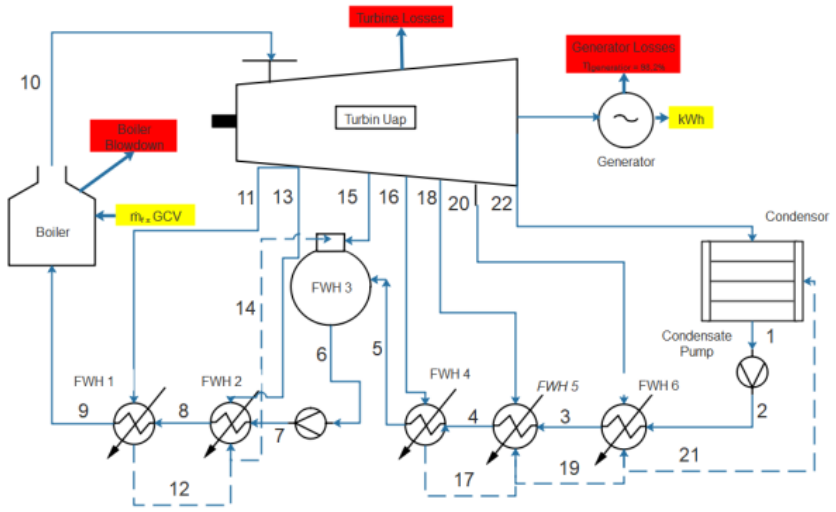
1. Data Pembangkitan daya PLTU Kendari-3 pada bulan Maret 2022
2. Data analisa kalori batubara pada bulan Maret 2022
3. Data harga batubara pada bulan Maret 2022 dari dokumen milik PT DSSP Power Kendari

B. Tahapan Pengambilan Data

Dalam melakukan penelitian di PLTU Moramo dilakukan beberapa tahapan untuk mencapai data yang diinginkan sesuai dengan standar pembebanan yang dibutuhkan berdasarkan permintaan dari *dispatcher*. Langkah langkah tersebut adalah sebagai berikut:

1. Melakukan pengecekan pada alat ukur yang akan mengukur parameter sebagai berikut:
   a. Coal flow pada coal feeder yaitu alat menunjukkan debit bahan bakar/batubara yang digunakan.
   b. kW dan kWh meter, yaitu alat untuk mengukur besarnya daya dan energi yang dibangkitkan oleh turbin unit 1 dan 2
   c. Exhaust Temperature, menunjukkan temperature uap setelah melalui turbin.
   d. Vacuum Pressure, menunjukkan tekanan ruangan setelah sudu terakhir turbine.
   e. Condensate Temperature, menunjukkan temperature air kondensasi setelah melalui kondensor.
   f. Main steam pressure (MSP) yaitu tekanan uap utama.
   g. Main steam temperature (MST) yaitu temperatur uap utama.
   h. Main steam flow (MSF) yaitu aliran uap utama.
   i. Feed water pressure (FWP) yaitu tekanan air umpan.
   j. Feed water temperature (FWT) yaitu temperatur air umpan.
   k. Feed water flow (FWF) yaitu debit air umpan.
2. Melakukan *setting* operasi sistem PLTU untuk memenuhi parameter pengujian pada beban unit berada pada pembebanan yang bervariasi yakni 60 MW, 65 MW, 70 MW, 75 MW, 80 MW, 85, MW, 90 MW, 95 MW dan 100 MW
3. Pengolahan data dan hasil, setelah semua proses pengambilan data dilakukan. Data yang tersimpan di dalam sistem DCS akan dilakukan penarikan data sehingga berbentuk tabel, untuk selanjutnya akan diverifikasi dan dipastikan tidak ada data yang error. Jika ditemukan ketidaksesuaian atau error pada pembacaan alat ukur akan dilakukan pengecekan kembali pada alat ukur tersebut dan dilakukan pengambilan data kembali sesuai tahapan sebelumnya.
4. Data yang didapatkan dari *DCS* akan dilakukan analisa untuk mendapatkan hasil metode pembagian beban antara unit 1 dan unit 2 yang paling efisien

C. Skema Siklus Kerja PLTU Moramo



Gambar 1 Skematis siklus PLTU Moramo

4. PEMBAHASAN

A. Data Operasi Harian

Analisa menggunakan data operasi boiler, turbin dan kualitas batubara PLTU Kendari-3 pada bulan Maret 2022 dapat dilihat pada **Tabel 1** berikut

Tabel 1 Data Operasi Harian PLTU Moramo

Daya (MW)	Unit 1		Unit 2	
	Laju batu bara (Kg/jam)	Daya nett (MW/h)	Laju batu bara (Kg/jam)	Daya Nett (MW/h)
60	28170	30500	25020	30200
70	31200	35380	27871	35330
80	33890	40210	31078	40300
90	38050	45500	34100	45612
100	41370	49940	36400	50110

Dari data tersebut, dengan menggunakan Persamaan 2 dan High Heating Value (HHV) batu bara sebesar 4197 kJ/kg, maka didapat GPHR yang tertera pada **Tabel 2** berikut

Tabel 2 Data Operasi Harian PLTU Moramo

Daya tiap unit (MW)	GPHR Unit 1	GPHR Unit 2
30	3876,37	3477,11
35	3701,14	3310,91
40	3537,33	3236,58
45	3509,79	3137,72
50	3476,76	3048,70

Kemudian dilakukan perhitungan harga biaya produksi dengan data yang digunakan adalah pada pembebanan 30 MW unit 1, dengan analisa sebagai berikut:

Biaya produksi= Net load (MW/h) * NPHR (Kcal/Kwh) * Harga batubara (RP/ Kcal)
Biaya produksi = 30 * 3876 * 0.158
Biaya produksi = Rp. 18.364.316/Jam
Dengan menggunakan persamaan yang sama, didapati increment cost untuk masing masing pembebanan seperti tersaji pada **Tabel 3** berikut

Tabel 3 Increment Cost pada Tiap Pembebanan pada Tiap Unit

Daya (MW)	NPHR		Increment cost	
	Unit 1	Unit 2	Unit 1 (Rp/h)	Unit2 (Rp/h)
30	3876	3477	18.364.316	16.473.871
35	3701	3310	20.457.702	18.296.405
40	3537	3236	22.344.199	20.442.699
45	3509	3137	24.938.229	22.294.450
50	3476	3048	27.448.556	24.068.814

Efisiensi boiler dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$\eta \text{ boiler} = \frac{\dot{m}10*(h10-h9)+\dot{m}bd*(hbd-h9)}{\dot{m}f*GCV\ AR} \qquad (6)$$

Berdasarkan tabel uap termodinamika A-6 dan A-4 didapatkan nilai h_9, h_{10}, hbd dengan kondisi sebagai berikut:

h10 berada pada T10 = 533,72 dan P10 = 8,33 Mpa, maka h10 = 3478,7 kJ/kg
h9 berada pada T9 = 212,12 dan P9 = 9,41 Mpa, maka h9 = 909,96 kJ/kg
hbd pada Tbd = 303 dan Pbd = 9,20 Mpa, maka hbd = 1361,4 kJ/kg

$$\eta \text{ boiler} = \frac{182020*(3478,7-909,96)+830*(1361,4-909,96)}{30873*(4197*4125)} \text{ X } 100\%$$

$$= 87,54\ \%$$

B. Economic Dispatch

Perhitungan economic dispatch yakni menggunakan metode iterasi lambda. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan total produksi daya pada unit 1 dan unit 2. Menentukan pembagian pembebanan pada permintaan beban 75 MW dilakukan dengan langkah sebagai berikut:

1. Menentukan nilai lambda awal. Berdasarkan fungsi karakteristik tertinggi yakni $ 51.880,61/MW, maka untuk memulai penghitungan, nilai awal λ disederhanakan senilai 51.500
2. Menghitung beban masing-masing unit dengan persamaan 31:

   $P1 = \frac{51500-44.852,65}{2*5.116,99} = 0,64954$ MW

   $P2 = \frac{51500-51.880,61}{2*4.098,33} = -0,04643$ MW

   Selisih antara P1 dan P2 dihitung dengan

   $\Delta P = 75 - (0.64954 + (-0.04643) = 74,3969$
3. Menghitung $\Delta\lambda$dengan persamaan:

   $\Delta\lambda \frac{74,3969}{\frac{1}{2*5.116,99}+\frac{1}{2*4.098,33}} = 338606,9705$

   Maka nila lambda yang baru = 51500 + 338606,9705 = 390106,9705
4. Menghitung pembebanan masing-m/asing unit dengan nilaiλang baru dengan menggunakan persamaan 4:

   $P1 = \frac{390106,9705-44.852,65}{2*5.116,99} = 33,7360$ MW

   $P2 = \frac{390106,9705-51.880,61}{2*4.098,33} = 41,2639$ MW

Maka Pembagian pembebanan paling maksimal untuk membangkitkan energi listrik sebesar 75 MW adalah unit 1 sebesar 33,73 MW dan unit 2 sebesar 41,26 MW

1. Dari pembebanan tersebut maka biaya pembebanan untuk unit 1 dan unit 2 dapat dihitung menggunakan persamaan 27 dengan metode economic dispatch yakni:

   Biaya unit 1 = 5.116,99*33.732 + 44.852,65*33.73+ 12.413.443,89
   = Rp.19.750.333/jam

   Biaya unit 2 = 4.098,33*41,262 + 51.880,61*41,26 + 11.228.954,97
   = Rp.20.348.018/jam
2. Biaya produksi listrik tanpa metode economic dispatch adalah:

   Biaya unit 1 = 5.116,99*37.52 + 44.852,65*37.5+ 12.413.443,89
   = Rp.21.291.185/jam

Biaya unit 2 $= 4.098{,}33*37.52 + 51.880{,}61*37.5 + 11.228.954{,}97$

$= \text{Rp.}18.937.754/\text{jam}$

Selisih total antara menggunakan economic dispath dan tidak menggunakan economic dispatch adalah:

$\Delta = 40.098.351 - 40.228.940 = 130.586$

Maka, untuk permintaan daya 75 MW, economic dispatch mampu menekan harga produksi hingga Rp.130.586/jam.

5. PENUTUP

Berdasarkan hasil penelitian serta analisa data yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

a. Nilai NPHR unit 1 dan unit 2 memiliki perbedaan yang cukup jauh, NPHR unit 1 lebih tinggi dari unit 2 dengan nilai NPHR tertinggi adalah sebesar 3876,37 kkal/kwh sehingga biaya untuk membangkitkan listrik pada unit 1 menjadi lebih mahal dari unit 2. Pada beban 30 MW, Unit 1 membutuhkan batubara sebesar 28,17 Ton per jam, setelah dilakukan pembagian pembebanan dengan economic dispatch maka konsumsi bahan bakarnya turun menjadi 24,87 ton/jam, dengan menaikkan pembebanan di unit 2, permintaan beban 60 MW tetap dapat tercapai dengan penghematan sebesar 2,2 ton batubara/jam. Penghematan terbesar berada pada permintaan pembebanan 35 MW dimana sebelumnya totalnya sebesar 59,07 ton/jam, turun menjadi 55,97 ton/jam setelah menggunakan economic dispatch.
b. Economic Dispatch dapat menekan harga listrik per MW dengan titik pembebanan paling hemat pada beban permintaan 100 MW. Pada permintaan beban 90 MW, Sebelum menggunakan Economic dispatch, biaya pembangkitan adalah sebesar Rp.24.793.718 sementara harga baru sebesar Rp.22.580.458. Sementara untuk unit 2 turun dari Rp.21.862.701 menjadi Rp.23.881.560 sehingga dapat menghemat biaya produksi sebesar Rp.194.401 /jam.

6. DAFTAR PUSTAKA

Aulia, Tar Rizqi. 2014. Optimasi Operasi Pembangkit Termis Dengan Metode Pemrograman Dinamik Di Sub-Regional Bali.Skripsi Universitas Indonesia, Depok.

Custer, Johny dkk. Optimasi Operasi Sistem Tenaga Listrik dengan Konstrain Kapabilitas Operasi Generator dan Kestabilan Steady State Global. Jurnal Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh November Surabaya.

Harun, Nadjamuddin. 2011. Perancangan pembangkitan tenaga listrik.,Jurnal Teknik Universitas Hasanuddin.

Kristanto, Deo. 2014. Operasi Ekonomis Pembangkit Tenaga Listrik Dengan Metode Iterasi Lambda Menggunakan Komputasi Paralel, Jurnal Universitas Brawijaya.

Marsudi, Djiteng. 2011. Pembangkitan Energi Listrik, Edisi Kedua, Erlangga, Jakarta.

Murti. A.S. 2020. Optimasi unit PLTU Berbahan Bakar Batubara Menggunakan Metode Lagrange Di PT Indonesia Power UP Suralaya, Jurnal Spektrum

Nainggolan SA, 2021. Analisa Kenaikan NPHR Pada PLTU Tenayan, Jurnal Surya Teknika

Nappu, Bachtiar. 2019. Economic Dispatch of Jeneponto Thermal Power Plant for Primary Energy Efficiency. Journal of Physics Conference.

Park, Jong – Bae Et al. 2005. A Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Nonsmooth Cost Functions, IEEE Transactions on Power Systems.

Pedoman penulisan Tesis Ilmu-ilmu eksakta, Program pascasarjana Universitas Muslim Indonesia, 2021

PLN Corporate University. 3013. Pembidangan PrajabatanS1-Enjiner Pembangkitan Termal [A.q.4.2.78.2] Pengoperasian PLTU. Edisi1.

Syah,Khairudin dkk.2012. Analisis Perbandingan Economic Dispatch Pembangkit Menggunakan Metode Lagrange dan CFPSO. Jurnal EECCIS.

Wood, Allen J dan Bruce F Wollenberg. 1996. Power Generation, Operational, and Control. Second Edition, Jhon Wiley & Sons Inc.

Zhu, Jizhong. 2 09. Optimization of Power System Operation. China: chongging University.