

OPTIMASI PEMBAGIAN BEBAN PADA TURBIN GAS BLOK 1 DAN BLOK 3 PLTGU PT. PJB UP GRESIK MENGGUNAKAN METODE ITERASI LAMBDA BERDASARKAN *BASE POINT AND PARTICIPATION FACTORS*

Ery Fuji Risnawati^{1, a)} dan Nurissaidah Ulinnuha^{1, b)}

¹Universitas Islam Negeri Sunan Ampel Surabaya

^{a)} eryfujir123@gmail.com

^{b)} nuris.ulinnuha@uinsby.ac.id

Abstrak

Pengoperasian sistem tenaga listrik yang baik dibutuhkan pada sistem pembangkitan untuk mendapatkan biaya operasi yang ekonomis dan pembagian beban yang optimal. Pengoptimalan pembangkitan dapat dilakukan dengan pembagian pembebanan atau *economic dispatch* untuk mendapatkan daya yang maksimum dengan biaya yang minimum. Metode yang dipakai yaitu iterasi lambda berdasarkan *base point and participation factors* untuk pembagian beban secara optimal. Pada penelitian ini, metode iterasi lambda berdasarkan *base point and participation factors* memberikan pembagian beban yang lebih optimal dan biaya operasi lebih hemat dibandingkan sebelumnya. Hasil pembagian beban pada kasus di PLTGU PT PJB UP Gresik yang lebih optimal yaitu turbin gas 1.3 pada Blok 1 dan turbin gas 3.3 pada Blok 3. Pada Blok 1, rata-rata daya yang dibangkitkan turbin gas 1.3 95,449 MW. Pada Blok 3, rata-rata daya yang mampu dibangkitkan turbin gas 3.3 89,205 MW. Biaya yang dihemat setelah optimasi diperoleh selisih pada Blok 1 sebesar Rp. 395.955.074,64 dan Blok 3 sebesar Rp. 565.297.532,00.

Kata kunci: Sistem Tenaga Listrik, Optimasi, Iterasi Lambda, Base Point and Participation Factors

Abstract

The operation of a good electric power system is needed in the generation system to obtain economical operating costs and optimal load sharing. Optimization of generation can be done by sharing the burden or economic dispatch to get maximum power with minimum costs. The method used is the lambda iteration based on the base point and participation factors for optimal load sharing. In this study, the lambda iteration method based on the base point and participation factors provide more optimal load sharing and lower operating costs than before. The optimal result of load sharing in the case of PT PJB UP Gresik PLTGU is the gas turbine 1.3 in Block 1 and the gas turbine 3.3 in Block 3. In Block 1, the average power generated by the 1.3 turbine gas turbine is 95,449 MW. In Block 3, the average power

capable of generating gas turbines is 3.3 89,205 MW. The cost saved after optimization is obtained in the difference in Block 1 of Rp. 395.955.074,64 and Block 3 of Rp. 565.297.532,00.

Keywords: Electric Power System, Optimization, Lambda Iteration, Base Point and Participation Factors

Pendahuluan

Energi listrik merupakan salah satu energi yang tidak terpisahkan dalam kehidupan saat ini. Kehidupan sehari-hari hampir semua membutuhkan energi listrik sebagai penunjang, seperti pada dunia industri, dunia pendidikan, rumah tangga, tempat hiburan, layanan umum dan lainnya [1]. Kebutuhan energi listrik semakin meningkat selaras dengan perkembangan teknologi yang semakin pesat. Kebutuhan yang semakin meningkat berakibat pada permintaan produksi daya listrik. Semakin besar permintaan dari masyarakat, penyediaan daya listrik akan bertambah besar [2].

Untuk memenuhi kebutuhan yang semakin meningkat, unit pembangkit listrik akan mengoptimalkan produksi agar dapat memenuhi permintaan dari masyarakat. Unit pembangkit listrik dapat memproduksi sesuai kapasitas atau sesuai permintaan yang ada. Permintaan semakin tinggi, semakin tinggi juga produksi daya yang harus dihasilkan dari pembangkit. Proses pembangkitan yang tinggi berpengaruh dengan biaya bahan bakar yang digunakan. Semakin besar daya yang ingin dihasilkan, maka semakin besar juga biaya bahan bakar yang digunakan.

Setiap unit pembangkit memiliki karakteristik yang berbeda-beda mengenai biaya produksi. Biaya bahan bakar yang besar berpengaruh pada biaya operasi pembangkit listrik menjadi tidak ekonomis. Pengoptimalan pembangkitan dapat dilakukan dengan pembagian pembebanan atau *economic dispatch* untuk mendapatkan daya yang maksimum dengan biaya yang minimum. *Economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada unit-unit pembangkit secara optimal serta ekonomis pada harga beban tertentu [3].

Pada penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Kartika Ika Putri (2017) menunjukkan bahwa *economic dispatch* unit-unit pembangkit *thermal* dalam sistem kelistrikan Sumatera Barat dengan metode iterasi lambda memberikan penjadwalan yang efisien dan efektif dalam menekan biaya operasi pembangkit listrik dibandingkan tanpa menggunakan *economic dispatch* [4]. Hana Nabila(2017) meneliti analisis *economic dispatch* pada PLTU Sektor Bukit Asam menggunakan metode iterasi lambda dan *dynamic programming* yang menghemat penggunaan bahan bakar sebesar 4.621,94 ton, hal ini menunjukkan bahwa pembagian beban yang optimal dapat menghemat konsumsi bahan bakar [5]. Metode yang digunakan dalam permasalahan *economic dispatch* pada penelitian ini adalah metode iterasi lambda yang berdasarkan pada *base point and participations factors* untuk mendapatkan pembagian beban yang optimal dengan penghematan biaya bahan bakar.

Metode

1. Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU)

PLTGU adalah pembangkit listrik tenaga termal yang memanfaatkan tenaga gas dan uap sebagai hasil *combine system* dari Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU). PLTGU memiliki dua macam operasi yaitu *open cycle* dan *combined cycle*. Operasi *open cycle*

merupakan sistem operasi dimana gas buang gas turbin dibuang langsung dan tidak dimanfaatkan, sedangkan *combined cycle* merupakan sistem yang memanfaatkan gas buang gas turbin untuk proses pemanasan air menjadi uap kering yang digunakan untuk menggerakkan turbin uap [6]. PLTGU memanfaatkan pembakaran bahan bakar untuk menggerakkan turbin gas yang dikopel langsung dengan generator menggunakan satu poros, hasil sisa gas buang dari turbin gas digunakan untuk memanaskan air pada pipa-pipa yang ada di dalam *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) untuk merubah fase air menjadi fase uap. Hasil uap tersebut digunakan untuk menggerakkan turbin uap yang terhubung dengan generator sehingga dapat menghasilkan listrik. PLTGU Unit Pembangkitan Gresik memiliki kapasitas daya produksi 1.500 MW dengan tiga blok masing-masing dengan kapasitas daya 500W. Masing-masing blok memiliki tiga unit gas turbin, tiga HRSG, dan satu turbin uap.

2. Karakteristik *Input-Output* Pembangkit

Fungsi dasar pada perhitungan biaya operasi ekonomis pada pembangkit termal berdasarkan karakteristik *input-output* penggunaan bahan bakar pada unit pembangkit. Karakteristik *input-output* pembangkit termal merepresentasikan hubungan antara masukan bahan bakar unit pembangkit yang dapat dinyatakan dalam satuan kkal/jam, KNm³/jam, MBTU/jam, dan \$/jam terhadap keluaran daya dalam satuan MW sebagai *input* dan *output* menyatakan daya keluaran listrik yang dihasilkan oleh pembangkit. Biaya proses pembangkitan merupakan perkalian dari biaya (\$) kalor yang dimiliki oleh bahan bakar yang digunakan dengan kebutuhan kalor tiap jam dari generator (*btu/h*).

Karakteristik *input-output* dapat direpresentasikan dalam persamaan yang merupakan pendekatan dari biaya bahan bakar yang masuk terhadap daya keluaran yang diperoleh dari generator dapat dihasilkan dengan beberapa cara yaitu:

- Percobaan empiris mengenai efisiensi dari pembangkit.
- Data historis mengenai operasi unit generator.
- Data desain generator dari pabrik pembuat generator tersebut.

Berikut istilah-istilah yang digunakan dalam mendefinisikan karakteristik dari unit pembangkit:

- H : Besaran panas sebagai input unit pembangkit (Mmbtu/jam)
- F : Besaran biaya input unit pembangkit (Harga bahan bakar $\times H$) = \$/jam

Pemodelan fungsi menggunakan polinomial orde dua untuk mendapatkan pendekatan hubungan antara *input* bahan bakar terhadap *output* yang dihasilkan pembangkit sehingga dapat dituliskan dengan Persamaan 1:

$$H_i = a_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (1)$$

Nilai konstanta *input-output* pembangkit didapatkan dengan menggunakan metode *least square* (kuadrat terkecil) polinom orde dua. Berdasarkan n data daya keluaran P dan jumlah bahan bakar H , konstanta persamaan didapatkan dari penyelesaian Persamaan 5.

$$Na + \beta \sum P_i + \gamma \sum P_i^2 = \sum H_i \quad (2)$$

$$a \sum P_i + \beta \sum P_i^2 + \gamma \sum P_i^3 = \sum P_i H_i \quad (3)$$

$$a \sum P_i^2 + \beta \sum P_i^3 + \gamma \sum P_i^4 = \sum P_i^2 H_i \quad (4)$$

Diubah dalam bentuk matriks menjadi:

$$\begin{pmatrix} n & \sum P_i & \sum P_i^2 \\ \sum P_i & \sum P_i^2 & \sum P_i^3 \\ \sum P_i^2 & \sum P_i^3 & \sum P_i^4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum H_i \\ \sum P_i H_i \\ \sum P_i^2 H_i \end{pmatrix} \quad (5)$$

Bagian utama dalam biaya operasional adalah biaya bahan bakar (*fuelcost*). Pada umumnya *fuelcost* dapat direpresentasikan dalam Persamaan 6 berikut:

$$fuelcost = \frac{R}{Mbtu} \quad (6)$$

Hubungan nilai *fuelcost* terhadap fungsi biaya dapat dinyatakan Persamaan 7.

$$F_i = H_i \times fuelcost \quad (7)$$

3. Economic Dispatch

Optimasi operasi pembangkit dalam dilakukan dengan penjadwalan pembangkit dengan tujuan meminimalkan biaya operasi pembangkitan [7]. *Economic dispatch* adalah pembagian pembebanan setiap unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum atau untuk mencari nilai optimum dari *output* daya dari kombinasi unit pembangkit yang memiliki tujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan [3]. Pengoptimalan permasalahan *economic dispatch* perlu dilakukan untuk memperkirakan jangka panjang dalam sistem tenaga listrik, perkiraan biaya operasi, dan pemodelan manajemen operasi pembangkit.

4. Iterasi Lambda

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 koefisien β terbesar diantara fungsi karakteristik biaya bahan bakar yang sudah diperoleh pada Persamaan 7. Nilai lambda yang pertama belum tentu hasil yang optimal. Iterasi nilai lambda (λ) dilakukan hingga memenuhi syarat nilai $\Delta P_N < 0,001$.

$$\Delta\lambda_n = \frac{\Delta P_N}{\frac{1}{F''_i}} \quad (8)$$

Nilai lambda akan digunakan untuk menghitung nilai P_i dengan Persamaan 9.

$$P_i = \frac{\lambda - \beta}{2\gamma} \quad (9)$$

Ketika nilai total dari daya $P_1 + P_2 + \dots P_i < target$ maka nilai λ untuk iterasi selanjutnya bertambah besar dari nilai λ sebelumnya. Apabila nilai total dari daya $P_1 + P_2 + \dots P_i > target$ maka sebaliknya nilai λ untuk iterasi selanjutnya akan lebih kecil daripada nilai λ sebelumnya. Iterasi akan berhenti sampai hasil dari $P_1 + P_2 + \dots P_i = P target$ [8].

5. *Base Point and Participation Factors*

Metode ini menyelesaikan *economic dispatch* secara berulang untuk mendapatkan penjadwalan yang optimal, yaitu dengan memindahkan unit pembangkit dari satu jadwal yang optimal secara ekonomis ke unit yang lain akibat perubahan beban yang kecil. Turunan pertama dari F' dan turunan kedua dari F'' ada dengan perubahan beban sebesar ΔP_i , dan perubahan *incremental cost* dari λ^0 ke $\lambda^0 + \Delta\lambda$.

$$\Delta\lambda_i = \Delta\lambda \cong F''_i(\lambda^0)\Delta P_i \quad (10)$$

Dengan setiap unit n pada sistem, didapatkan Persamaan 11:

$$\Delta P_N = \Delta P_D - \sum P_i^k \quad (11)$$

dimana k = jam operasi

Total perubahan beban (P_D) pada masing-masing unit pembangkit, dapat dituliskan pada Persamaan 13.

$$\Delta P_D = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_N \quad (12)$$

$$\Delta P_D = \sum_i \frac{1}{F''_i} \quad (13)$$

Berdasarkan persamaan yang ada di atas, dapat digunakan untuk menentukan persamaan *participation factors* untuk setiap unit pembangkit sehingga diperoleh Persamaan 14.

$$\left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D}\right) = \frac{\left(\frac{1}{F''_i}\right)}{\sum\left(\frac{1}{F''_i}\right)} \quad (14)$$

Untuk mengetahui nilai pembagian beban yang optimal dihitung menggunakan Persamaan 15 dan 16.

$$\Delta P_{Di} = \text{total daya jam } i + 1 - \text{total daya jam } i \quad (15)$$

$$P_{inew} = P_{base} + \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D}\right)\Delta P_{Di} \quad (16)$$

Hasil dan Diskusi

Berdasarkan data yang didapatkan, bahwa jenis bahan bakar yang digunakan dalam proses produksi adalah bahan bakar gas dengan nilai GHV (*Gross Heating Value*) sebesar 1052.898 *Btu/Scf* dengan asumsi harga 7 \$/Mmbtu. Data penggunaan gas selama produksi atau aliran gas yang dipakai dinyatakan dengan satuan KNm^3/jam . Data dengan satuan KNm^3/jam akan dikonversi dalam satuan Mmbtu untuk mengetahui biaya bahan bakar yang digunakan selama proses operasi.

Langkah pertama yang untuk mengonversi satuan KNm^3/jam menjadi Mmbtu yaitu diubah dalam satuan MMSCF (*Million Standard Cubic Feed*), dimana 1 KNm^3/jam adalah 0,0373248 MMSCF. Setelah diketahui nilai MMSCF kemudian dikonversi dalam satuan Mmbtu (*Million British Thermal Unit*) dengan rumus pada Persamaan 17.

$$Mmbtu = MMSCF \times GHV \quad (17)$$

Tabel 1. Data Perhitungan Turbin Gas 1.1 Blok 1 PLTGU

Daya (MW)	Gas Flow (Mmbtu)	Biaya (\$)
100,456	1186,79436	8307,56052
95,437	1140,69138	7984,83967
90,427	1094,37957	7660,65700
85,456	1045,49992	7318,49945

Tabel 2. Data Perhitungan Turbin Gas 3.1 Blok 3 PLTGU

Daya (MW)	Gas Flow (Mmbtu)	Biaya (\$)
100,473	1214,95145	8504,66015
95,445	1166,71275	8166,98928
90,459	1118,49572	7829,47005
85,401	1034,84811	7243,93680

Pada Tabel 1 dan 2 menunjukkan data pemakaian bahan bakar (*gas flow*) yang digunakan untuk membangkitkan masing-masing daya (MW) pada turbin gas 1.1 dan 1.2. Data pemakaian bahan bakar tersebut dapat digunakan untuk menghitung biaya yang dipakai saat proses pembangkitan.

Masing-masing Blok memiliki tiga gas turbin. Data tersebut digunakan untuk menentukan persamaan karakteristik *input-output* dari masing-masing turbin gas menggunakan polinomial orde dua. Pada turbin gas 1.1 Blok 1 diperoleh nilai α , β , dan γ sebagai berikut:

$$\begin{pmatrix} n & \sum P_i & \sum P_i^2 \\ \sum P_i & \sum P_i^2 & \sum P_i^3 \\ \sum P_i^2 & \sum P_i^3 & \sum P_i^4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum H_i \\ \sum P_i H_i \\ \sum P_i^2 H_i \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} 4 & 371,776 & 34679,448 \\ 371,776 & 34679,448 & 3246498,524 \\ 34679,448 & 3246498,524 & 304991057,726 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 31271,557 \\ 2914735,377 \\ 272649603,538 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -238,943 \\ 107,704 \\ -0,225 \end{pmatrix}$$

Persamaan karakteristik bahan bakar untuk masing-masing turbin gas dapat dilihat pada Tabel 3. Tabel 3 merupakan hasil dari perhitungan persamaan karakteristik *input-output* menggunakan polinomial orde dua sebagai berikut:

Tabel 3. Karakteristik Turbin Blok 1 dan Blok 3 PLTGU

Turbin Gas	Karakteristik Persamaan Biaya Bahan Bakar
Turbin Gas 1.1	$F_1 = -238,943 + 107,704P_i + -0,225P_i^2$
Turbin Gas 1.2	$F_2 = 919,623 + 82,856P_i + -0,092P_i^2$
Turbin Gas 1.3	$F_3 = -20591,592 + 533,472P_i + -2,428P_i^2$
Turbin Gas 3.1	$F_4 = -2216,920 + 154,987P_i + -0,499P_i^2$
Turbin Gas 3.2	$F_5 = 1182,034 + 77,220P_i + -0,073P_i^2$
Turbin Gas 3.3	$F_6 = -2123,447 + 148,548P_i + -0,457P_i^2$

Pembagian beban dan perhitungan biaya bahan bakar dilakukan dengan menggunakan karakteristik *input-output* pembangkit, kapasitas maksimum dan minimum dari unit pembangkit termal, dan total beban (P_D) pada setiap Blok 1 dan Blok 3.

Perhitungan secara manual dilakukan pada hari pertama bulan September 2018 pada jam 00.00 dengan total beban dari tiga gas turbin yang beroperasi di Blok 1 sebesar 296,6 MW.

$$F_1 = -238,943 + 107,704P_i + -0,225P_i^2$$

$$F_2 = 919,623 + 82,856P_i + -0,092P_i^2$$

$$F_3 = -20591,592 + 533,472P_i + -2,428P_i^2$$

Dimana batasan kapasitas minimum dan maksimum dari ketiga generator Blok 1 adalah $50 \text{ MW} \leq P \leq 100 \text{ MW}$. Berdasarkan dari fungsi karakteristik diperoleh nilai λ awal yaitu $\$ 533,472/\text{MW}$.

$$P_1^{(1)} = \frac{533,472 - 107,704}{2 \times (-0,225)} = -944,742$$

$$P_2^{(1)} = \frac{533,472 - 82,856}{2 \times (-0,092)} = -2438,156$$

$$P_3^{(1)} = \frac{533,472 - 533,472}{2 \times (-2,428)} = 0$$

Dengan $P_D = 296,6 \text{ MW}$

$$\begin{aligned} \Delta P_N &= 296,6 - (-944,742 - 2438,156 + 0) \\ &= 3679,498 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \lambda_1 &= \frac{3679,498}{\frac{1}{2 \times (-0,225)} + \frac{1}{2 \times (-0,092)} + \frac{1}{2 \times (-2,428)}} \\ &= -469,592 \end{aligned}$$

Sehingga diperoleh lambda baru sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \lambda_2 &= \lambda_{awal} + \Delta \lambda_1 \\ &= 533,472 + (-469,592) \\ &= 63,880 \end{aligned}$$

Proses iterasi terbaru,

$$P_1^{(2)} = \frac{63,880 - 107,704}{2 \times (-0,225)} = 97,242$$

$$P_2^{(2)} = \frac{63,880 - 82,856}{2 \times (-0,092)} = 102,673$$

$$P_3^{(2)} = \frac{63,880 - 533,472}{2 \times (-2,428)} = 96,684$$

$$\Delta P_N = 296,6 - (97,242 + 102,673 + 96,684)$$

$$= 0$$

Jadi, dari perhitungan di atas diperoleh daya optimal masing-masing unit pembangkit yaitu:

$$P_1 = 97,242$$

$$P_2 = 102,673$$

$$P_3 = 96,684$$

Untuk menghitung daya optimal pada jam selanjutnya yaitu pada jam 02.00 dengan total beban (P_D) sebesar 271,5 MW dan dilihat dari jam sebelumnya jam 00.00 dengan menggunakan metode *base point and participation factors*. Hasil daya yang optimal dengan metode iterasi lambda pada jam sebelumnya digunakan sebagai P_{base} .

$$P_D = \frac{1}{2 \times (-0,225)} + \frac{1}{2 \times (-0,092)} + \frac{1}{2 \times (-2,428)}$$

$$= -7,836$$

$$\left(\frac{\Delta P_1}{\Delta P_D}\right) = \frac{\frac{1}{2 \times (-0,225)}}{-7,836}$$

$$= 0,283$$

$$\left(\frac{\Delta P_2}{\Delta P_D}\right) = \frac{\frac{1}{2 \times (-0,092)}}{-7,836}$$

$$= 0,691$$

$$\left(\frac{\Delta P_3}{\Delta P_D}\right) = \frac{\frac{1}{2 \times (-2,428)}}{-7,836}$$

$$= 0,026$$

$$\Delta P_{Di} = 271,5 - 296,6$$

$$= -25,1 \text{ MW}$$

$$P_{inew} = P_{base} + \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D}\right) \Delta P_{Di}$$

$$P_1 = 97,242 + (0,283 \times (-25,1)) = 90,134$$

$$P_2 = 102,673 + (0,691 \times (-25,1)) = 85,341$$

$$P_3 = 96,684 + (0,026 \times (-25,1)) = 96,025$$

Maka biaya bahan bakar dapat diperoleh dari hasil perkalian masing-masing daya unit pembangkit dengan persamaan biaya bahan bakar yang sudah didapatkan sebelumnya.

$$F_1 = -238,943 + 107,704P_i + -0,225P_i^2$$

$$= -238,943 + (107,704 \times 90,134) + (-0,225 \times (90,134)^2)$$

$$= USD 7.638,232/jam (Rp. 107.752.543,95/ jam)$$

$$F_2 = 919,623 + 82,856P_i + -0,092P_i^2$$

$$= 919,623 + (82,856 \times 85,341) + (-0,092 \times (85,341)^2)$$

$$= USD 7317,591/jam(Rp. 103.229.260,95/jam)$$

$$F_3 = -20591,592 + 533,472P_i + -2,428P_i^2$$

$$= -20591,592 + (533,472 \times 96,025) + (-2,428 \times (96,025)^2)$$

$$= USD 8.242,437/jam(Rp. 116.276.064,57/jam)$$

Jadi, total biaya operasi pada jam 01.00 WIB pada Blok 1 adalah:

$$F_1 + F_2 + F_3 = 107.752.543,95 + 103.229.260,9 + 103.229.260,95$$

$$= Rp. 327.257.869,47/jam$$

Perhitungan pada jam selanjutnya yaitu pada jam 02.00 dengan total beban (P_D) sebesar 234 MW.

$$\Delta P_{Di} = 234 - 271,5$$

$$= -37,5 \text{ MW}$$

$$P_{inew} = P_{base} + \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_D} \right) \Delta P_{Di}$$

$$P_1 = 90,134 + (0,283 \times (-37,5)) = 79,515$$

$$P_2 = 85,341 + (0,691 \times (-37,5)) = 59,446$$

$$P_3 = 96,025 + (0,026 \times (-37,5)) = 95,039$$

Diperoleh total biaya operasi pada jam 03.00 sebesar:

$$F_1 + F_2 + F_3 = 97.344.385,46 + 77.849.444,21 + 115.310.307,07$$

$$= Rp. 290.504.136,74/jam$$

Perhitungan yang sama dilakukan pada unit pembangkit di Blok 3. Hasil dari perbandingan ditampilkan pada Tabel 4, 5, dan 6.

Tabel 4. Hasil Optimasi Pada Blok 1

No	GT 1.1	GT 1.2	GT.13	Total Daya	Biaya sebelum optimasi (\$)	Biaya sesudah optimasi (\$)
1	90,134	85,341	96,025	271,500	23.308,11	23.198,261
2	79,515	59,446	95,039	234,000	20.889,35	20.592,907
3	79,345	59,032	95,023	233,400	20.916,83	20.549,762
4	80,903	62,829	95,168	238,900	21.054,26	20.943,533
5	79,062	58,341	94,997	232,400	21.026,78	20.477,753
6	79,713	59,929	95,058	234,700	21.136,72	20.643,184
.
.
.
167	83,083	68,147	95,370	246,600	21.549,01	21.488,326
Jumlah (\$)					3.648.819,18	3.620.751,19

Rata-rata/jam (\$)	21.849,22	21.681,14
Rata-rata selisih biaya setiap jam (\$)	168,07	

Tabel 4 menunjukkan hasil optimasi dari blok 1, dari hasil optimasi tersebut biaya sesudah optimasi dengan melakukan pembagian beban pada masing-masing gas turbin lebih hemat dibandingkan dengan biaya sebelum dilakukan optimasi pembagian beban pada gas turbin. Gas turbin 1.3 pada blok 1 lebih hemat dibandingkan dengan gas turbin lainnya karena menghasilkan rata-rata beban yang paling optimum dengan biaya yang lebih sedikit. Rata-rata selisih biaya setiap jam pada blok 1 sebesar \$168,07/jam atau Rp. 2.370.988,7/jam.

Tabel 5. Hasil Optimasi Pada Blok 3

No	GT 3.1	GT 3.2	GT 3.3	Total Daya	Biaya sebelum optimasi (\$)	Biaya sesudah optimasi (\$)
1	89,570	79,570	90,860	260,000	22.887,86	22.124,63
2	92,424	98,996	93,980	285,400	23.905,71	23.753,34
3	90,604	86,606	91,990	269,200	22.860,35	22.722,92
4	89,446	78,728	90,725	258,900	22.255,14	22.052,46
5	87,469	65,268	88,564	241,300	21.154,76	20.879,28
6	89,570	79,570	90,860	260,000	21.099,74	20.831,90
.
.
.
167	88,244	70,545	89,411	248,200	21.429,86	21.343,37
Jumlah (\$)					3.582.032,35	3.541.960,22
Rata-rata/jam (\$)					21.449,30	21.209,34
Rata-rata selisih biaya setiap jam (\$)					239,95	

Tabel 5 menunjukkan hasil optimasi dari blok 3, setelah dilakukan optimasi pembagian beban pada gas turbin diperoleh biaya yang lebih hemat dibandingkan dengan sebelum dilakukan optimasi. Dari hasil optimasi tersebut gas turbin 3.3 pada blok 3 lebih hemat dibandingkan dengan gas turbin lainnya. Rata-rata selisih biaya setiap jam pada blok 3 sebesar \$239,95/jam atau atau Rp. 3.385.015,16/jam.

Tabel 6. Hasil Perbandingan

Blok	Total biaya sebelum optimasi (\$)	Total biaya sesudah optimasi (\$)	Rata-rata/jam sebelum optimasi (\$)	Rata-rata/jam sesudah optimasi (\$)	Selisih total biaya operasi (\$)	Selisih rata-rata/jam (\$)	Selisih total biaya operasi (Rp)
I	3.648.819,18	3.620.751,19	21.849,22	21.681,14	28.067,99	168,07	395.955.074,64
III	3.582.032,35	3.541.960,22	21.449,30	21.209,34	40.072,13	239,95	565.297.532,00

Tabel 6 menunjukkan perbandingan hasil optimasi dari blok 1 dan 3 dari segi biaya operasi per jam dan total biaya operasi dalam waktu satu minggu. Dari hasil tersebut blok 3 lebih hemat dibandingkan dengan blok 1. Biaya operasi yang dapat dihemat oleh blok 3 dalam waktu satu minggu sebesar Rp. 565.297.532,00 dan blok 1 sebesar Rp. 395.955.074,64.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil optimasi pembagian beban pada data operasi bulan September 2018 di PT. PJB UP Gresik menggunakan iterasi lambda berdasarkan *base point and participation factors*, maka dapat disimpulkan bahwa pembagian beban pada gas turbin Blok 1 dan Blok 3 PLTGU PT. PJB UP Gresik yang lebih optimal yaitu GT 1.3 pada Blok 1 dan GT 3.3 pada Blok 3. Pada Blok 1, rata-rata daya yang dibangkitkan GT 1.3 95,449 MW. Sedangkan pada Blok 3, rata-rata daya yang mampu dibangkitkan GT 3.3 89,205 MW.

Berdasarkan hasil perhitungan, menyatakan bahwa Blok 3 lebih hemat dalam penggunaan bahan bakar dibandingkan Blok 1, dilihat dari selisih total biaya dan selisih rata-rata per jam. Blok 3 memiliki selisih biaya operasi sebelum optimasi dengan setelah optimasi lebih besar dibandingkan Blok 1 yaitu 239,95 \$/jam atau Rp. 3.385.015,16/jam dan total biaya selama 7 hari sebelum optimasi dan sesudah optimasi memiliki selisih sebesar 40.072,13 \$ atau Rp. 565.297.532. Sedangkan untuk Blok 1 rata-rata selisih biaya setiap jam pada Blok 1 adalah 168,07 \$/jam atau Rp. 2.370.988,7/jam dan total biaya selama 7 hari sebelum optimasi dan sesudah optimasi memiliki selisih sebesar 28.067,99 \$ atau Rp. 395.955.074,64.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan baik materil maupun moril sehingga penelitian ini dapat penulis selesaikan.

Referensi

- [1] Eka Nandang Supriatna, "Penjadwalan Ekonomis Pembangkit Termal Dengan Memperhitungkan Rugi-Rugi Transmisi Menggunakan Pattern Search," Bandung, 2016.
- [2] Bahtera Tambun, "Economic Dispatch PLTU Pangkalan Susu," Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Medan, 2018.
- [3] Marsudi Djiteng, *Operasi Sitem Tenaga Listrik, Edisi Kedua*. Yogyakarta: Graha Ilmu, 2006.
- [4] Kartika Ika Putri, "Analisis Economic Dispatch Pembangkit Termal dengan Menggunakan Metode

Iterasi Lambda pada Sistem Kelistrikan Sumbar , " Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Padang, Skripsi 2017.

- [5] Hana Nabila, "Analisi Economic Dispatch pada PLTU Sektor Bukit Asam Menggunakan Metode Iterasi Lambda dan Dynamic Programming," Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Bandar Lampung, Skripsi 2017.
- [6] Meisya Tiara Putri, "Analisa Performansi Perawatan pada Gas Turbin PLTGU Blok 1," Malang, 2018.
- [7] Salam Sayeed, "Unit Commitment Solution Methods," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2007.
- [8] Bruce F and Alen J Wood, *Power Generation, Operation, and Control*, 2nd ed. New York: Jhon Willey & Sons, INC, 2013.