

Economic Dispatch Pada Pembangkit Listrik Tenaga Gas Dan Uap Di PT. Petrokimia Gresik Menggunakan Particle Swarm Optimization (PSO)

¹M. Syaifuddin Zuhri, ²Misbah, ³P. P. S. Saputra

^{1,2,3}Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Gresik, Gresik

¹Syaifuddin.5077@yahoo.com, ²misbah@umg.ac.id, ³pressa@umg.ac.id

Abstract - Electric energy source at PT. Petrokimia Gresik has several plants including GTG 44,930 KVA, Coal Utilities 44,930 KVA, STG 66 14,375 KVA, STG 65 10,625 KVA, STG 6101 20,588 KVA, STG 6103 14,800 KVA, and PLN between plants one and the others interconnected. To optimize generator output depends on fuel use. So, the efficient use of fuel greatly affects the amount of savings in electricity produced. So this problem is called the Economic Dispatch by using the Particle Swarm Optimization (PSO) method which will be simulated using MATLAB software. Then the fuel value will be compared before optimization and after optimization. If the value of fuel obtained is smaller than the value of the fuel that will be used for generation activities. From the simulation results, PSO can optimize economic loading with saving generation costs in January 2017 of Rp. 905.78 million and the average saving costs after optimization of Rp. 29 million every day in 1 month.

Keywords — *Economic Dispatch, Particle Swarm Optimization (PSO), PT. Petrokimia Gresik*

Abstrak— Sumber energi listrik di PT. Petrokimia Gresik memiliki beberapa pembangkit diantaranya GTG 44.930 KVA, Utilitas Batubara 44.930 KVA, STG 66 14.375 KVA, STG 65 10.625 KVA, STG 6101 20.588 KVA, STG 6103 14.800 KVA, dan PLN antara pembangkit satu dan yang lainnya saling terkoneksi. Untuk mengoptimalkan output generator tergantung pada penggunaan bahan bakarnya. Jadi, efisiensi pemakaian bahan bakar sangat mempengaruhi besarnya penghematan energi listrik yang dihasilkan. Sehingga Permasalahan ini dinamakan dengan Economic Dispatch dengan menggunakan metode Particle Swarm Optimization (PSO) yang akan disimulasikan menggunakan software MATLAB. Maka nilai bahan bakar akan dibandingkan sebelum optimasi dan sesudah optimasi. Jika nilai bahan bakar yang didapat lebih kecil maka nilai bahan bakar tersebut yang akan digunakan untuk kegiatan pembangkitan. Dari hasil simulasi didapatkan PSO dapat mengoptimasi pembebanan ekonomis dengan saving biaya pembangkitan dalam bulan januari 2017 sebesar Rp. 905.78 juta dan rata-rata saving biaya setelah optimalisasi sebesar Rp. 29 juta tiap hari dalam 1 bulan.

Kata Kunci— *Economic Dispatch, Particle Swarm Optimization (PSO), PT. Petrokimia Gresik*

I. PENDAHULUAN

PT. Petrokimia Gresik adalah produsen pupuk terbesar dan terlengkap di Indonesia dimana perusahaan ini memproduksi produk pupuk dan non-pupuk. Tiap tahun Pemerintah selalu menargetkan pasokan pupuk yang akan di salurkan ke beberapa daerah wilayah Indonesia, sehingga untuk memenuhi target tersebut diperlukan sistem proses produksi yang memadai. Proses produksi tidak akan berjalan tanpa dukungan pasokan energi listrik. PT. Petrokimia Gresik memiliki 3 pabrik diantaranya pabrik I, pabrik II, dan pabrik III dimana di tiap pabrik terdapat beberapa unit-unit proses produksi diantaranya unit ZK, Urea, Amoniak, ZA, Phonska, NPK, Super Phosphat, ZK, DAP, Asam Sulfat, Asam Phosphat, Utilitas Pembangkit, Utilitas Batubara, dan Boiler. Sumber energi listrik pada PT. Petrokimia Gresik untuk proses produksi maupun kantor didapat dari pembangkit sendiri diantaranya GTG 44.930 KVA, Utilitas Batubara 40.000 KVA, STG 66 14.375 KVA, STG 65 10.625 KVA, STG 6101 20.588 KVA, STG 6103 14.800 KVA dan dari PLN.

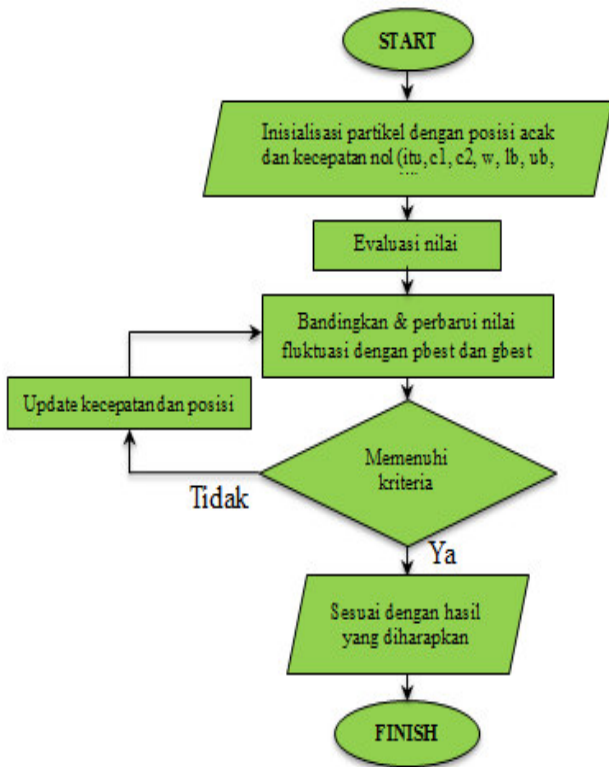
Berdasarkan permasalahan diatas PT. Petrokimia Gresik yang memiliki 6 unit pembangkit listrik untuk butuh supply listrik di setiap pabriknya. Generator yang dioperasikan letaknya saling berjauhan satu sama lainnya namun tetap saling terhubung oleh suatu jaringan transmisi. Disamping itu juga karena adanya krisis energi global, mendorong manusia untuk mengembangkan bagaimana cara mengoptimalkan penggunaan bahan bakar secara optimal [1-3].

Dalam permasalahan ini, penulis hendak mensimulasikan perhitungan pembebanan ekonomis pada enam pembangkit menggunakan metode Particle Swarm Optimization (PSO) yang disimulasikan menggunakan software MATLAB [4-10]. Particle Swarm Optimization (PSO) akan digunakan untuk mendapatkan nilai optimal pembangkitan masing-masing pembangkit pada jaringan interkoneksi [11].

II. METODE PENELITIAN

A. Metode Penelitian

Prosedur standar untuk menerapkan algoritma PSO adalah sebagai berikut:



Gambar 1. Flowchart Particle Swarm Optimazion

B. Perancangan Sistem

Tujuan dari program simulasi ini adalah penjadwalan ekonomis pada masing-masing unit pembangkit di PT. Petrokimia dengan mempertimbangkan batasan dari masing-masing pembangkit itu sendiri sehingga permintaan daya dapat terpenuhi dengan biaya pembangkitan seminimal mungkin.

Fungsi biaya bahan bakar yang sederhana pada masing-masing unit pembangkit dapat direpresentasikan dalam bentuk fungsi kuadratik dibawah ini [9-11]:

$$F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \tag{1}$$

Dimana:

- $F_i(P_i)$ = biaya operasi tiap unit pembangkit (\$/h)
- P_i = daya keluaran tiap unit pembangkit (MW)
- a_i, b_i, c_i = koefisien biaya operasi pembangkit
- i = 1, 2, 3,....., n (untuk n pembangkit)

C. Kapasitas unit pembangkit

Generator dari setiap unit pembangkit tidak dapat membangkitkan daya melebihi batas maksimumnya dan tidak boleh dioperasikan dibawah batas minimumnya. Dalam hal ini unit PLTU PT. Petrokimia Gresik memiliki batasan sebagai berikut :

Tabel 1. Batasan Daya PLTU PT. Petrokimia Gresik

Generator	Batas Bawah (MW)	Batas Atas (MW)
Generator GTG	4	25
Generator UBB	4	14
Generator TG 65	2	8
Generator TG 66	2	9.5
Generator TG 6101	4	16.5
Generator TG 6103	1	5.5

D. Karakteristik Unit-unit pembangkit

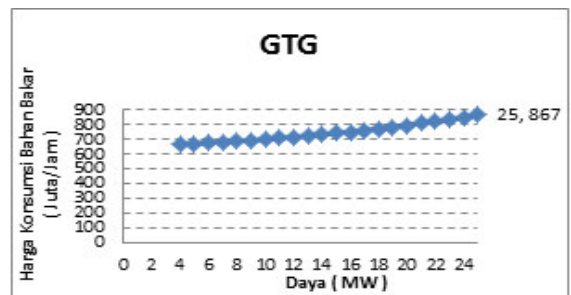
Karakteristik unit-unit pembangkit STG 1, STG 2, STG 3 dan STG 4 pada PLTU PT. Petrokimia Gresik

1. Generator GTG

Tabel 2 berikut menjelaskan peningkatan jumlah bahan bakar dan biaya yang dibutuhkan pada setiap peningkatan daya beban pada generator GTG.

Tabel 2. Daya Pembangkitan dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit GTG

Daya (MW)	Konsumsi Bahan Bakar Gas Alam MMSCFD (Million Standard Cubic Feet Per Day)	Konsumsi Bahan Bakar Gas Alam (Juta/Jam)
4	6.84	670.2505
6	7.01	678.7169
8	7.18	689.3433
10	7.38	702.1297
12	7.51	717.0761
14	7.68	734.1825
16	7.85	753.4489
18	7.96	774.8753
20	8.06	798.4617
22	8.38	824.2081
25	9.28	866.8777

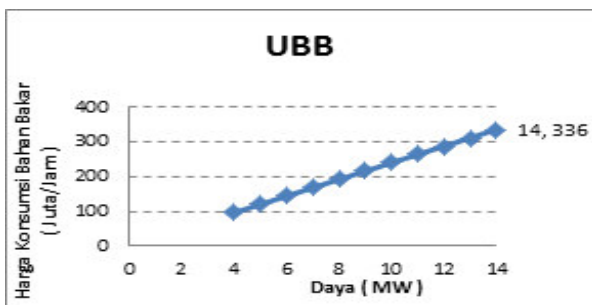


Gambar 2. Daya Pembangkitan terhadap Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit GTG

2. Daya Pembangkit Unit UBB 32 MW Bahan Bakar Batu Bara

Tabel 3. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit UBB

Daya (MW)	Konsumsi Bahan Bakar Batu Bara (Ton/Jam)	Konsumsi Bahan Bakar Batu Bara (Juta/Jam)
4	2.67	95.8068
5	3.33	119.8224
6	4.00	143.8308
7	4.67	167.8320
8	5.33	191.8260
9	6.00	215.8128
10	6.67	239.7924
11	7.33	263.7648
12	8.00	287.7300
13	8.67	311.6880
14	9.33	335.6388

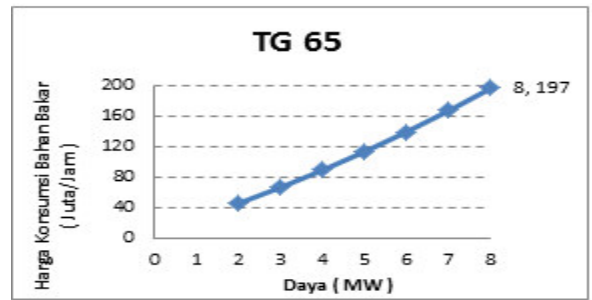


Gambar 3. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit UBB

3. Daya Pembangkit Unit STG 65 (8.5 MW) Bahan Bakar Sulfurid Acid (SA)

Tabel 4. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 65

Daya (MW)	Konsumsi Bahan Bakar SA (Ton/Jam)	Konsumsi Bahan Bakar SA (Juta/Jam)
2	30.19	45.9589
3	45.29	66.9209
4	60.38	89.5669
5	75.48	113.8969
6	90.58	139.9109
7	115.11	167.6089
8	130.20	196.9909

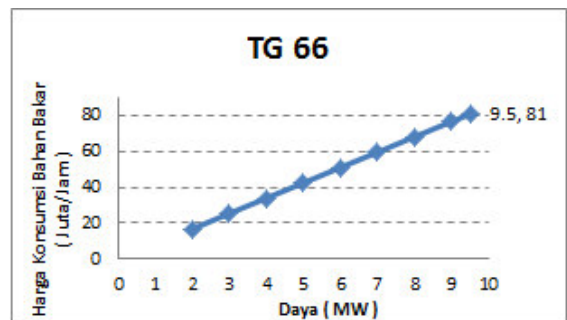


Gambar 4. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 65

4. Daya Pembangkit Unit STG 66 (11.5 MW) Bahan Bakar Sulfurid Acid (SA)

Tabel 5. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 66

Daya (MW)	Konsumsi Bahan Bakar Batu Bara (Ton/Jam)	Konsumsi Bahan Bakar SA (Juta/Jam)
2	11.32	16.8933
3	16.98	25.4643
4	22.64	34.0221
5	28.31	42.5667
6	33.97	51.0981
7	39.63	59.6163
8	45.92	68.1213
9	50.95	76.6131
9.5	53.78	80.8541



Gambar 5. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 66

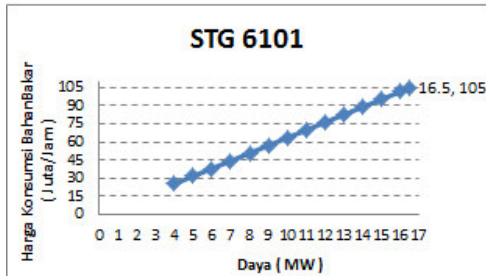
5. Daya Pembangkit Unit Revam STG 6101 (17.5 MW) Bahan Bakar Sulfurid Acid (SA)

Tabel 6. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 6101

Daya (MW)	Konsumsi Bahan Bakar Batu Bara (Ton/Jam)	Konsumsi Bahan Bakar SA (Juta/Jam)
4	16.94	25.4094
6	25.41	38.1140
8	33.88	50.8202
10	42.35	63.5280

12	50.82	76.2374
13	55.05	82.5927
14	59.29	88.9484
15	63.52	95.3045
16	67.76	101.6610
16.5	69.88	104.8394

1. GTG, $C_1 = 659.7977 + 1.5332 P_1 + 0.2700 P_1^2$ Juta/jam
2. UBB, $C_2 = -0.3276 + 24.0480 P_2 - 0.0036 P_2^2$ Juta/jam
3. STG 65, $C_3 = 9.0869 + 16.7520 P_3 + 0.8420 P_3^2$ Juta/jam
4. STG 66, $C_4 = -0.2883 + 8.6040 P_4 - 0.0066 P_4^2$ Juta/jam
5. TG 6101, $C_5 = 0.0050 + 6.3503 P_5 + 0.0002 P_5^2$ Juta/jam
6. TG 6103, $C_6 = -0.1872 + 23.9940 P_6 + 0.0072 P_6^2$ Juta/jam

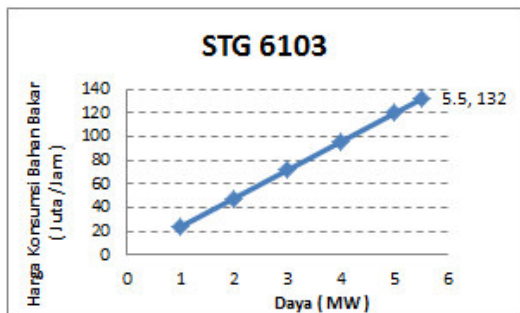


Gambar 6. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 6101

6. Daya Pembangkit Unit Revamping STG 6103 (12.5 MW) Bahan Bakar Batu Bara

Tabel 7. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 6103

Daya (MW)	Konsumsi Bahan Bakar Batu Bara (Ton/Jam)	Konsumsi Bahan Bakar Batu Bara (Juta/Jam)
1	0.66	23.8140
2	1.33	47.8296
3	2.00	71.8596
4	2.66	95.9040
5	3.33	119.9628
5.5	3.67	131.9976



Gambar 7. Daya Pembangkitan Dan Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit STG 6103

E. Penentuan Fungsi Biaya

Berdasarkan data daya dan biaya bahan bakar, dengan metode polynomial orde enam (least square error) untuk mengetahui parameter a, b, dan c pada fungsi biaya pada persamaan (1) adalah sebagai berikut :

III. PEMBAHASAN

A. Data Beban

Tabel 8. Data Daya Di Lapangan

DAYA SEBELUM OPTIMASI								
2017		GTG	UBB	TG 65	TG 66	TG 6101	TG 6103	TOTAL
		4 - 25	4 - 14	2 - 8	2 - 9.5	4 - 16.5	1 - 5.5	DAYA
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Januari	1	23.20	3.72	7.90	6.50	11.91	0.00	53.23
Januari	2	20.43	3.64	7.80	5.80	11.90	0.00	49.57
Januari	3	22.96	1.83	6.30	7.50	12.10	0.00	50.69
Januari	4	23.41	2.60	7.80	6.20	12.47	0.00	52.48
Januari	5	25.18	3.00	7.80	6.00	12.84	0.00	54.82
Januari	6	23.79	3.18	7.70	6.30	12.78	0.00	53.75
Januari	7	24.25	3.37	7.50	6.40	12.87	0.00	54.39
Januari	8	23.93	3.38	7.80	6.30	12.55	0.00	53.96
Januari	9	24.42	3.39	7.80	6.60	0.00	0.00	42.21
Januari	10	24.29	3.50	7.60	6.70	0.00	0.00	42.09
Januari	11	24.09	3.46	7.10	5.50	12.70	0.00	52.85
Januari	12	24.05	3.11	7.70	5.80	11.69	0.00	52.35
Januari	13	23.41	3.30	7.90	0.00	12.69	0.00	47.30
Januari	14	22.91	3.04	7.90	6.10	12.71	0.00	52.66
Januari	15	24.40	3.09	7.80	6.20	0.00	0.00	41.49
Januari	16	24.30	2.98	7.80	6.20	13.22	0.00	54.50
Januari	17	24.13	3.09	7.80	6.10	13.51	0.00	54.63
Januari	18	24.40	3.08	7.80	6.30	12.87	0.00	54.45
Januari	19	24.77	3.07	7.80	6.70	12.92	0.00	55.26
Januari	20	23.68	3.11	7.80	6.50	12.86	0.00	53.95
Januari	21	24.00	3.05	7.50	6.50	11.45	0.00	52.50
Januari	22	24.95	3.08	7.80	6.00	11.42	0.00	53.25
Januari	23	25.04	3.05	5.30	5.40	13.29	0.00	52.08
Januari	24	25.00	2.96	7.00	4.80	12.41	0.00	52.17
Januari	25	25.04	2.83	7.10	5.30	13.55	0.00	53.82
Januari	26	24.59	2.39	7.60	6.30	14.10	0.00	54.98
Januari	27	24.04	2.61	6.70	6.80	13.93	0.00	54.08
Januari	28	24.36	2.64	7.80	5.70	13.64	0.00	54.14
Januari	29	25.08	2.80	6.50	6.50	13.66	0.00	54.54
Januari	30	25.12	2.93	7.80	6.10	13.65	0.00	55.60
Januari	31	24.04	2.86	7.70	6.50	13.61	0.00	54.71

Data di atas merupakan data lapangan selama 1 bulan. Kemudian data daya tersebut dimasukkan ke dalam persamaan fungsi biaya untuk mendapatkan biaya bahan bakar perhari di tiap-tiap pembangkit

B. Biaya sebelum dan Setelah Optimasi

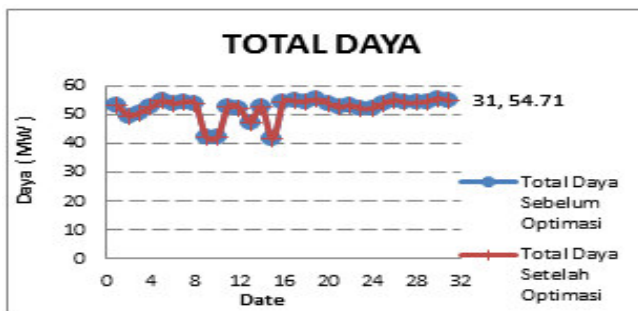
Data daya total per hari dari lapangan yang diambil mulai selama 1 bulan di masukkan satu persatu ke dalam program matlab menggunakan algoritma Particle Swarm Optimization.

Setelah didapat nilai biaya sebelum optimasi dan sesudah optimasi maka nilai tersebut dimasukkan kedalam tabel. Nilai biaya (Juta/Jam) sebelum optimasi dikurangi Nilai biaya (Juta/Jam) setelah optimasi seperti pada tabel 9 dibawah.

Tabel 9. Nilai Biaya Pembangkitan

2017	DAYA	BIAYA OPTIMASI			
		SEBELUM	SETELAH	HASIL SELISIH	
		MW	JUTA/JAM	JUTA/JAM	JUTA/JAM
Januari	1	53.23	1254.79	1210.20	44.59
Januari	2	49.57	1206.97	1177.09	29.88
Januari	3	50.69	1169.81	1186.40	-16.59
Januari	4	52.48	1228.82	1202.81	26.01
Januari	5	54.82	1265.01	1226.80	38.21
Januari	6	53.75	1248.02	1215.45	32.57
Januari	7	54.39	1254.77	1222.17	32.60
Januari	8	53.96	1256.36	1217.60	38.76
Januari	9	42.21	1186.59	1132.44	54.15
Januari	10	42.09	1182.23	1131.98	50.25
Januari	11	52.85	1234.24	1206.41	27.83
Januari	12	52.35	1238.95	1201.56	37.39
Januari	13	47.30	1197.27	1160.21	37.06
Januari	14	52.66	1236.05	1204.55	31.50
Januari	15	41.49	1175.68	1129.45	46.23
Januari	16	54.50	1255.54	1223.34	32.20
Januari	17	54.63	1256.69	1224.75	31.94
Januari	18	54.45	1258.06	1222.82	35.24
Januari	19	55.26	1266.99	1231.66	35.33
Januari	20	53.96	1249.94	1217.47	32.47
Januari	21	52.50	1235.26	1203.02	32.24
Januari	22	53.25	1254.45	1210.38	44.07
Januari	23	52.08	1192.41	1199.01	-6.60
Januari	24	52.17	1224.98	1200.00	24.98
Januari	25	53.82	1236.87	1216.18	20.69
Januari	26	54.98	1246.18	1228.55	17.63
Januari	27	54.08	1220.64	1218.87	1.77
Januari	28	54.14	1246.67	1219.53	27.14
Januari	29	54.45	1230.73	1222.82	7.91
Januari	30	55.60	1268.46	1235.47	32.99
Januari	31	54.71	1250.91	1225.61	25.30

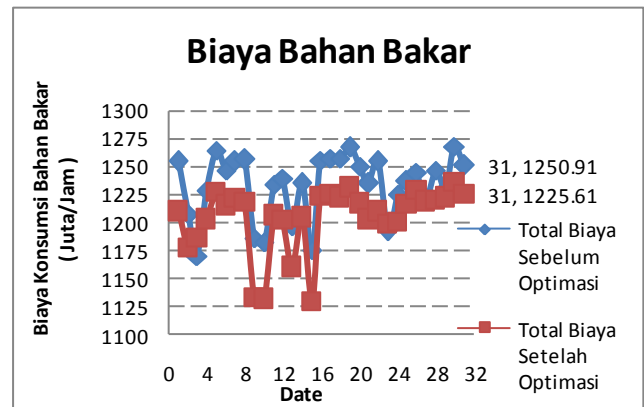
Dibawah ini adalah grafik data daya total seluruh pembangkit sebelum optimasi dan sesudah optimasi selama 1 bulan di PT. PETROKIMIA GRESIK.



Gambar 8. Total seluruh pembangkit sebelum optimasi dan sesudah optimasi

Pada pembacaan grafik di atas nilai total daya sebelum optimasi dan setelah optimasi adalah sama. Dikarenakan, untuk mencari nilai total daya sebelum optimasi didapat dari penjumlahan daya pada masing-masing pembangkit di lapangan. Data tersebut didapat dari data lapangan yang hasil penjumlahan daya pada masing-masing pembangkit (Total Daya) dimasukkan kedalam program MATLAB PSO sehingga menghasilkan pembagian jumlah daya pada tiap-tiap pembangkit (MW) untuk mencapai optimasi dan total juta/jam didapat dari akumulasi penjumlahan 6 pembangkit. Dari sini dapat disimpulkan bahwa grafik tersebut nilai total daya sebelum optimasi dan setelah optimasi terdapat ekuivalen

sehingga nilai total daya sebelum optimasi dan setelah optimasi adalah sama.



Gambar 9. Total biaya sebelum optimasi dan setelah optimasi

Pada pembacaan grafik di atas nilai total biaya sebelum optimasi cenderung diatas grafik total biaya setelah optimasi. Dimana nilai total biaya sebelum optimasi didapat dari penjumlahan biaya pada masing-masing pembangkit sebelum optimasi yang hasilnya didapat dari data daya lapangan pada masing-masing pembangkit yang dimasukkan ke rumus fungsi biaya sehingga menghasilkan jumlah biaya pada tiap-tiap pembangkit tersebut. Untuk mencari nilai total biaya setelah optimasi dengan memasukkan nilai total daya ke program MATLAB PSO. Sehingga, output dari simulasi adalah daya masing-masing pembangkit dan total biaya (juta/jam). Dari sini dapat disimpulkan adanya selisih total biaya (juta/jam) antara sebelum dan sesudah menggunakan simulasi MATLAB PSO

IV. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengujian dengan simulasi dan analisa yang dilakukan, didapatkan kesimpulan :

1. Metode PSO dapat menyelesaikan permasalahan optimasi pembebanan ekonomis pembangkit dalam studi kasus pembangkit listrik GTG, UBB, TG 65, TG 66, TG 6101, TG 6103 di PT. PETROKIMIA GRESIK yang bekerja secara parallel dengan saving biaya pembangkitan dalam 1 bulan sebesar Rp. 905.78 juta dan rata-rata saving biaya setelah optimalisasi sebesar Rp. 29 juta tiap hari dalam 1 bulan.
2. Hasil perhitungan setelah optimasi berdasarkan data lapangan pada tanggal 3 januari = -16.59 juta/jam dan tanggal 23 januari = -6.60 juta/jam dikarenakan pada TG 6103 sebelum optimasi yang awalnya OFF (Stand By) setelah optimasi dinyalakan dan adanya pemaksimalan kapasitas load pada tiap pembangkit sehingga pada tanggal 3 dan 23 januari terdapat selisih biaya yang

minus tetapi kerugian ini hanya sebesar 2.56 % dari total penghematan dalam 31 hari

V. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anesya violita, Ardyono Priyadi dan Imam robandi. 2012. Optimasi Economic Dispatch pada sistem kelistrikan jawa bali 500 kv menggunakan Differential Evolutionary algorithm.Surabaya: jurnal tehnik ITS Vol 1.
- [2] Cekdin, cekmas.2006. Sistem tenaga listrik. Palembang : Andi.
- [3] Wood, A.J. dan Wollenberg, B.F., (1996), "Power Generation Operation and Control,2nd edition, John Wiley & Sons. Inc., New York
- [4] S. Khamsawang and S. Jiriwibhakorn. "Solving the Economic Dispatch Problem by Using Differential Evolutionary" presented at International
- [5] R. Storn, K. Price, "Differential Evolution : A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces", Journal of Global Optimization11:341±359, 1997
- [6] S. Mirjalili, "SCA: A Sine Cosine Algorithm for solving optimization problems," Knowledge-Based Syst., vol. 96, pp. 120–133, 2016.
- [7] S. Kaur and S. Prashar, "A Novel Sine Cosine Algorithm for the solution of Unit UNIT PROBLEM FORMULATION COMMITMENT," Int. J. Sci. Eng. Technol. Res., vol. 5, no. 12, pp. 3298–3310, 2016.
- [8] P. P. Singh, R. Bains, G. Singh, N. Kapila, and V. K. Kamboj, "Comparative Analysis on Economic Load Dispatch Problem Optimization using Moth Flame Optimization and Sine Cosine Algorithms," no. 2, pp. 65–75, 2017
- [9] Habsyi, K.M, P.P.S.Saputra, " Penggunaan Metode Firefly Algorithm untuk Optimasi Economic Dispatch pada PLTU Tanjung Jati B."SinarFe7.pp.189–194.2018
- [10] Yulianto, A., & Winardi, B. (1968). Optimasi Economic Dispatch Pada Unit Pembangkit Pltu Tanjung Jati B Menggunakan Metode Sine Cosine Algorithm.
- [11] Saputra, Pressa P. S. (2018). Firefly Algorithm and particle Swarm Optimization for Economic Dispatch Optimization at PLTU Tanjung Jati B. 2(2), 8–12.