

OPTIMASI UNIT PLTU BERBAHAN BAKAR BATUBARA MENGUNAKAN METODE LAGRANGE DI PT. INDONESIA POWER UP SURALAYA

A.S. Murti¹, I.B.G. Manuaba², I.G.D Arjana³

^{1,2,3}Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Udayana, Bali.
Email : anandasrimurti97@gmail.com¹, ibgmanuaba@unud.ac.id²,
dyanaarjana@ee.unud.ac.id³

Abstrak

Besarnya kebutuhan suatu beban, karakteristik suatu pembangkit, batas max dan min kapasitas pembangkit, serta pengeluaran untuk bahan bakar untuk setiap unit pembangkit berpengaruh secara ekonomis pada pengoperasian pembangkit. Tujuan Penelitian ini untuk memperoleh biaya pembangkitan paling minimum pada suatu kondisi pembebanan tertentu pada sistem tenaga dengan metode Lagrange. Data pembebanan yang digunakan yaitu data di tanggal 14 mei 2018 pada pukul 07.00 Wib.

Hasil akhir menunjukkan bahwa, dengan total pembangkitan sebesar 2644 MW, biaya yang harus dikeluarkan sebesar Rp1.180.776.616,22 sedangkan dengan metode lagrange yang digunakan untuk mengoptimasi pembangkit, didapatkan biaya pembangkitan Rp1.160.220.968,97. Besar penghematan yang bisa dilakukan selama satu jam yaitu jam 07.00 Wib yaitu sebesar Rp 20.555.647,26. Dari studi yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa metode Lagrange mampu menghasilkan biaya pembangkitan minimum yang cukup baik dibandingkan dengan biaya pembangkitan riil.

Kata kunci : *Economic Dispatch*, biaya pembangkitan, *Lagrange*

Abstract

The magnitude of the need for a load, the characteristics of a plant, the max and min limits of generating capacity, as well as the expenditure for fuel for each generating unit economically influences the operation of the plant. The purpose of this research is to obtain the minimum generation cost in a certain loading conditions on the power system by the Lagrange multiplier. Loading data used are data on May 14, 2018 at 07.00 WIB.

The final results show that, with a total generation of 2644 MW, the costs must be incurred in the amount of Rp1,180,776,616.22 while the lagrange method used to optimize the plant, the cost of generation is Rp1,160,220,968.97. The amount of savings that can be done for one hour is 07.00 WIB which is Rp. 20,555,647.26. From the studies that have been carried out it can be concluded that the Lagrange method is able to produce a minimum generation cost which is quite good compared to the cost of real generation.

Keywords: *Economic Dispatch*, *Generation Cost*, *Lagrange*

1. PENDAHULUAN

Bahan bakar untuk pengoperasian suatu pembangkit listrik menjadi salah satu komponen utama karena biaya produksi untuk pembangkitan sebagian besar berasal dari bahan bakar itu sendiri [1]. Dalam pembangkitan sistem tenaga listrik, beberapa faktor yang mempengaruhi besarnya keluaran daya dari pembangkit, yaitu permintaan beban dan kemampuan dari unit-unit pembangkit tersebut. Daya keluaran yang dihasilkan oleh suatu pembangkit akan selalu berubah-ubah sesuai dengan kondisi beban pada saat itu. Daya yang dibangkitkan akan semakin besar jika permintaan beban meningkat, begitu juga sebaliknya. Hal ini tentu akan mempengaruhi besar biaya pembangkitan, semakin besar daya keluaran yang dihasilkan maka semakin banyak pula bahan bakar yang dipakai [2].

Tingginya biaya bahan bakar yang akan membuat biaya operasi pembangkit menjadi tidak ekonomis, khususnya pembangkit-thermal yang memang diperuntukkan untuk menanggung beban dasar. PLTU Suralaya sebagai salah satu pembangkit thermal di Indonesia, masih menggunakan batubara untuk membangkitkan tenaga listrik. PLTU tersebut memiliki 7 unit pembangkitan dengan pembagian yaitu unit 1 sampai 4 masing-masing berkapasitas pembangkitan maksimal 400 MW dan unit 5 sampai 7 masing-masing berkapasitas pembangkitan maksimal 600 MW, dengan demikian, PLTU Suralaya menjadi salah satu pembangkit thermal terbesar di Indonesia dengan kapasitas total 3400 MW. PLTU Suralaya sebagai pembangkit terbesar di Indonesia selain mengutamakan pelanggan untuk selalu memenuhi permintaan beban, tentu juga memperhitungkan biaya pembangkitan agar selalu dalam kondisi paling ekonomis untuk menghasilkan benefit bagi perusahaannya.

Salah satu proses minimalisasi pembiayaan produksi pembangkit bisa menggunakan *Economic Dispatch*. Proses pemenuhan permintaan beban di suatu sistem dengan meminimalisasi biaya pembangkitan sehingga didapat pembebanan paling ekonomis dari output unit pembangkit adalah tujuan *Economic dispatch*. Metode untuk menghitung *Economic Dispatch* sangat beragam, mulai dari yang masih konvensional seperti iterasi *lambda*, *Lagrange multiplier*, sampai ke metode yang lebih modern seperti *Genetic Algorithm*, dan masih banyak lagi.

Penelitian ini memfokuskan pada perbandingan *Economic Dispatch*

menggunakan metode *Lagrange* dengan hasil pembebanan riil. Hasil akhir yang akan dicapai yaitu bagaimana perbandingan hasil *Economic Dispatch* pada pembebanan untuk setiap unit di PLTU Suralaya pada beban tertentu antara pembebanan riil dan metode *Lagrange* serta perbandingan total penghematan antara biaya pembangkitan riil dengan metode tersebut.

2 Tinjauan Pustaka

2.1 Operasi Sistem Tenaga Listrik

Sistem yang terhubung oleh jaringan transmisi yang didalamnya berisi sekumpulan pusat listrik dan gardu induk sehingga membentuk interkoneksi adalah pengertian dari sistem tenaga listrik (Marsudi, 2006). Operasi sistem tenaga listrik menyangkut berbagai aspek yang luas, khususnya biaya dan penyediaan tenaga listrik bagi masyarakat. Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik perlu diperhatikan hal-hal berikut ini :

a. Perencanaan Operasi

Bagaimana perencanaan pengoperasian sistem tenaga listrik untuk suatu periode tertentu. Hal ini berisikan nilai keandalan, mutu, optimalisasi dan prakiraan beban tenaga listrik.

b. Pelaksanaan dan Pengendalian Operasi

Proses pelaksanaan dari perencanaan yang sudah dibuat dan proses antisipasi jika ada hal menyimpang yang terjadi.

c. Analisa Operasi

Berisikan hasil analisis atas pelaksanaan yang dilakukan serta digunakan untuk memberikan feedback dan saran untuk penyempurnaan sistem kedepannya.

Fluktuasi harga bahan bakar dan pemakaian tenaga listrik serta perubahan kondisi lingkungan dan peralatan bisa menjadi permasalahan yang muncul saat pengoperasian sistem tenaga listrik.

2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Efisiensi yang tinggi dan mampu menghasilkan listrik yang ekonomis membuat PLTU menjadi pembangkit yang sering dibangun. Indonesia sudah dan tetap membangun PLTU sebagai salah satu upaya memenuhi kebutuhan energi listrik untuk mencapai rasio elektrifikasi 100% dan juga untuk mendukung pembangunan nasional [3].

PLTU bekerja dengan mengkonversi energi kimia dari bahan bakar menjadi energi listrik. Proses konversi energi dari PLTU bisa dibagi menjadi tiga tahapan penting yaitu:

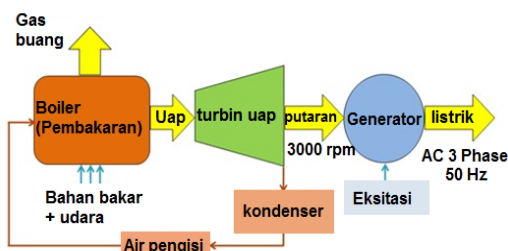
- a.a. Proses pembentukan uap yang bertekanan dan temperature tinggi dengan mengubah energi kimia batubara menjadi energi panas.
- b.b. Uap yang telah dihasilkan digunakan untuk menggerakkan turbin.
- c. Turbin yang berputar dikopel dengan generator untuk menghasilkan energi listrik.

PLTU Suralaya menggunakan batubara sebagai bahan bakar utama yang memiliki nilai kalori sebesar 5000 sampai 5500 kCal/Kg dengan jenis *subbituminous* yang berasal dari tambang Bukit Asam, Sumatera Selatan, sedangkan MFO (*Main Fuel Oil*) dan solar digunakan sebagai bahan bakar cadangan. Ignitor yang digunakan untuk penyalaan awal menggunakan *High Speed Diesel* (HSD) dengan bantuan udara panas bertekanan.

PLTU Suralaya memiliki 7 unit pembangkitan, dengan pembagian yaitu unit 1 sampai 4 masing- masing berkapasitas 400 MW memiliki daya minimum *netto* sebesar 320 MW dan daya maksimum *netto* sebesar 371,5 MW. unit 5 sampai 7 masing- masing berkapasitas 600 MW memiliki daya minimum *netto* sebesar 405 MW dan daya maksimum *netto* sebesar 575,2 MW. Sehingga total daya terpasang yaitu sebesar 3400 MW dan menjadikan PLTU UP Suralaya menjadi unit pembangkit terbesar di Indonesia.

2.3 Prinsip Kerja PLTU

Secara umum, prinsip kerja Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) ditunjukkan seperti gambar 1.



Gambar 1. Skema kerja PLTU

Fungsi dari masing-masing komponen yang terdapat pada skema kerja PLTU yaitu:

- a. Boiler digunakan untuk menghasilkan uap.
- b. Turbin uap berfungsi untuk menghasilkan tenaga mekanik.
- c. Kondensator digunakan untuk mendinginkan uap bekas dari turbin uap.

Pembangkit daya uap menggunakan air sebagai fluida kerja. Secara sederhana, prinsip kerja PLTU yaitu air dipompa kedalam boiler/ketel uap, pada boiler air diubah menjadi uap. Kemudian uap yang sudah bertekanan dan bertemperatur tertentu dialirkan ke dalam turbin uap, lalu energi uap tersebut digunakan untuk memutar turbin untuk memperoleh energi mekanik. Turbin uap yang dikopel dengan generator, akan memutar generator secara langsung. Kemudian, uap yang sudah digunakan untuk memutar turbin akan masuk ke kondensator dan akan diubah kembali menjadi air. Air hasil kondensasi di kondensator disebut air kondensat. Kemudian menggunakan pompa, air kondensat dialirkan kembali ke boiler dan begitu seterusnya dilakukan secara berulang ulang. Pada kondensator, jika volume air berkurang, maka akan ditambahkan kembali (*makeup water*) sehingga volume air tetap.

2.4 Karakteristik Input-Output Pembangkit Thermal

Karakteristik *input-output* digambarkan pada kurva polinomial kuadrat dua dengan persamaan [4][5]:

$$H(P_i) = \gamma P_i^2 + \beta P_i + \alpha \text{ (MMBtu/jam)} \quad (1.1)$$

Persamaan polinomial juga dapat menggambarkan hubungan biaya pembangkitan dengan daya listrik *output* dengan mengalikan persamaan karakteristik bahan bakar dengan harga bahan bakarnya dengan persamaan:

$$F(P_i) = H(P_i) \times \text{Fuel cost} \dots\dots\dots(1.2)$$

$$F(P_i) = \gamma P_i^2 + \beta P_i + \alpha \text{ (Rp/jam)} \dots\dots(1.3)$$

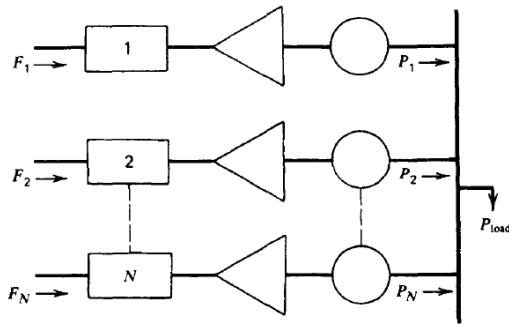
2.5 Economic Dispatch

Proses optimasi dalam pembagian beban pada unit pembangkit dalam melayani kebutuhan beban untuk menghasilkan biaya pembangkitan yang minimum disebut *Economic Dispatch*. Jadi, persamaan biaya pembangkitan total untuk melayani kebutuhan beban adalah:

$$F_{Total} = F_1 + F_2 + \dots + F_N \text{ (Rp/jam)} \quad (1.4)$$

2.5 Metode Lagrange pada Optimasi Sistem Tenaga Listrik

Metode *lagrange* merupakan metode yang sering digunakan untuk optimasi sistem tenaga listrik.



Gambar 2. N-unit termal yang mensuplai beban sebesar P_{load} [6]

Gambar 2 memperlihatkan konfigurasi sistem *single bus-bar* yang terdiri dari N-unit pembangkitan termal yang mensuplai energi listrik sebesar P_{load} . nilai F merupakan *Input* dari masing-masing unit yang merepresentasikan biaya pembangkitan. *output* dari masing-masing unit, P_i , adalah energi listrik yang dibangkitkan [7] [8][9].

Permasalahan selanjutnya yaitu bagaimana menghasilkan biaya pembangkitan seminimal mungkin dengan fungsi kendala kebutuhan beban saat ini harus sama dengan nilai pembangkitan saat ini. Namun disini segala rugi-rugi diabaikan [10].

$$\Phi = 0 = P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots(1.5)$$

Untuk menentukan kondisi yang diinginkan dari fungsi tujuan, tambahkan fungsi kendala ke fungsi fungsi tujuan setelah mengalikan dengan pangali yang belum ditentukan. Ini dikenal dengan fungsi *lagrange* dan ditunjukkan pada persamaan 1.6.

$$\mathcal{L} = F_T + (\lambda)\Phi \dots\dots\dots(1.6)$$

Kondisi yang diinginkan dari fungsi tujuan, dihasilkan dari turunan fungsi *lagrange* pada masing-masing variabel dan hasil dari turunan tersebut sama dengan nol. kondisi *lagrange* untuk optimasi ditunjukkan pada persamaan 1.7.

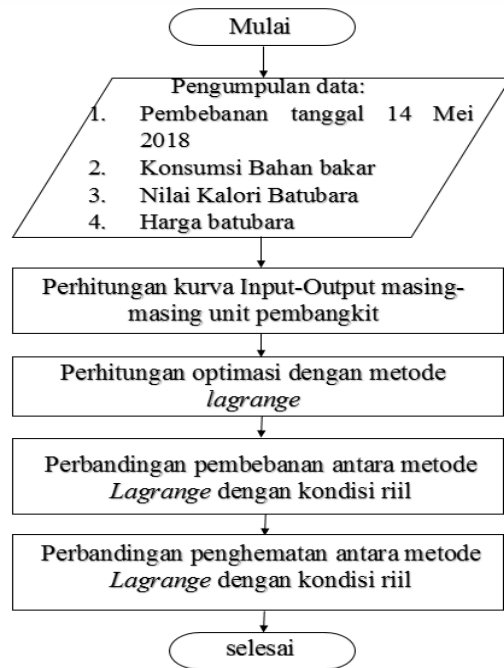
$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \dots\dots\dots(1.7)$$

3. METODE PENELITIAN

penelitian ini awalnya melakukan observasi dan pengumpulan data untuk proses analisa menggunakan metode *lagrange*. Penelitian ini dilakukan di PT. Indonesia Power UP Suralaya, Merak, Banten. Sumber data sekunder yang digunakan bersumber dari PT Indonesia Power UP Suralaya dan studi literatur serta sumber-sumber lain yang mendukung skripsi ini. Jenis data yang

digunakan dalam skripsi ini adalah data kuantitatif berupa angka-angka yang terkait dengan pembebanan unit pembangkit tanggal 14 Mei 2018, konsumsi bahan bakar batubara, besarnya tegangan yang dibangkitkan, nilai kalori batubara yang digunakan, serta harga bahan bakar batubara. Alur Analisis pada tugas akhir ini memiliki beberapa tahapan yaitu sebagai berikut :

1. Pengumpulan data pembebanan di tanggal 14 Mei 2018, konsumsi bahan bakar batubara, besarnya tegangan yang dibangkitkan, nilai kalori batubara yang digunakan, serta harga bahan bakar batubara.
2. Membuat kurva *input-output* dari masing-masing unit pembangkit.
3. Perhitungan optimasi dengan metode *lagrange*.
4. Perbandingan pembebanan antara metode *lagrange* dengan kondisi riil.
5. perbandingan penghematan antara metode *lagrange* dengan kondisi riil.



4. HASIL DAN PEMBAHASAN
4.1 Pembebanan PLTU Suralaya 14 Mei 2018

Dalam upaya memenuhi kebutuhan beban yang ada, pihak UP Suralaya menerima pengajuan dari P2B tentang pembangkitan dari masing-masing unit. jadi, PLTU Suralaya hanya akan membangkitkan sejumlah daya sesuai dengan pengajuan dari pihak P2B. Pada kondisi riil pembangkitan yang dilakukan berbeda dengan ROH. Berikut pembangkitan riil PLTU UP Suralaya per tanggal 14 Mei 2018.

Tabel 1. Pembebanan riil PLTU Suralaya 14 Mei 2018

tanggal/jam	unit 1	unit 2	unit 3	unit 4	unit 5	unit 6	unit 7	total
0:00	314	306	314	312	504	511	508	2769
1:00	304	304	303	310	500	481	507	2709
2:00	308	303	303	310	460	462	485	2630
3:00	293	305	286	287	463	465	470	2570
4:00	265	307	258	256	463	463	476	2488
5:00	262	307	267	257	466	469	477	2506
6:00	308	305	305	304	486	490	494	2693
7:00	307	305	310	306	455	494	467	2644
8:00	340	342	349	353	532	562	536	3014
9:00	370	365	361	374	550	580	555	3154
10:00	368	368	361	371	570	576	575	3189
11:00	379	370	364	375	572	518	574	3152
12:00	375	377	363	373	573	480	576	3116
13:00	368	366	357	365	573	474	574	3077
14:00	365	363	354	366	565	483	568	3063
15:00	358	383	358	369	577	476	576	3097
16:00	384	372	368	377	576	475	575	3128
17:00	372	368	363	368	568	479	574	3091
18:00	366	361	361	357	569	484	577	3075
19:00	368	366	366	372	576	482	581	3110
20:00	372	371	369	369	574	477	578	3109
21:00	374	382	350	370	570	488	572	3106
22:00	372	374	362	370	567	484	568	3097
23:00	355	348	358	355	556	477	558	3006

Dari data pembangkitan riil PLTU UP suralaya, dapat dibuat tren pembangkitan per jam dalam bentuk grafik yang ditunjukkan oleh gambar 3.



Gambar 3. Grafik Pembebanan PLTU UP Suralaya Tanggal 14 Mei 2018

4.2 Karakteristik *Input-Output* unit PLTU di PT. Indonesia Power Unit Pembangkitan Suralaya

Sumbu ordinat adalah kebutuhan energi panas (MMBtu/jam) atau biaya pembangkitan

(Rp/jam). Sedangkan pada bagian *output* menunjukkan daya listrik yang dihasilkan (MW).

Karakteristik *input-output* unit PLTU Suralaya didapat dari pengolahan data *Heatrate* masing-masing pembangkit, serta data *performance test* yang berisikan data harga bahan bakar, nilai kalor, *heatrate*, dan beban. dalam mencari fungsi polynomial, digunakan 3 kondisi pembebanan dari 6 titik pembebanan saat *performance test* yaitu 70%, 80%, 85%, 90%, 95%, dan 100%. Berdasarkan pendekatan polinomial orde 2 yang dilakukan pada masing-masing unit, maka persamaan karakteristik *Input-Output* PLTU Suralaya adalah sebagai berikut.

Tabel 2. Fungsi Biaya Masing-Masing Unit Pembangkitan PLTU Suralaya.

No.	Unit Pembangkit	Fungsi Biaya (Rp/h)
1	Unit 1	$F1 = 1.681,1P_1^2 - 695.416,5P_1 + 199.604.228,7$
2	Unit 2	$F2 = 4.899,1P_2^2 - 2.673.595,3P_2 + 510.497.733,9$
3	Unit 3	$F3 = 4.052,6P_3^2 - 2.361.622,5P_3 + 492.541.575,7$
4	Unit 4	$F4 = 1.462,1P_4^2 - 491.637,5P_4 + 140.547.402,6$
5	Unit 5	$F5 = 911,5P_5^2 - 527.349,3P_5 + 240.479.489,0$
6	Unit 6	$F6 = 717,5P_6^2 - 362.000,6P_6 + 213.091.260,9$
7	Unit 7	$F7 = 1.975,8P_7^2 - 1.655.345,1P_7 + 536.955.272,3$

4.3 Pembebanan PLTU Suralaya dengan Metode *Lagrange*

Setelah mengetahui fungsi biaya masing-masing unit pembangkit, maka cari nilai turunan dari semua fungsi biaya dapat dilihat pada tabel 3.

Tabel 3. Nilai Turunan Fungsi Biaya

No.	Unit Pembangkit	Nilai turunan fungsi biaya
1	Unit 1	$\frac{\partial L}{\partial P_1} = 3,362,2P_1 - 695,416,5 - \lambda = 0$
2	Unit 2	$\frac{\partial L}{\partial P_2} = 9798,2P_2 - 2,673,595,3 - \lambda = 0$
3	Unit 3	$\frac{\partial L}{\partial P_3} = 8,105,2P_3 - 2,361,622,5 - \lambda = 0$
4	Unit 4	$\frac{\partial L}{\partial P_4} = 2924,2P_4 - 491,637,5 - \lambda = 0$
5	Unit 5	$\frac{\partial L}{\partial P_5} = 1823P_5 - 527,349,3 - \lambda = 0$
6	Unit 6	$\frac{\partial L}{\partial P_6} = 1434P_6 - 362,000,6 - \lambda = 0$
7	Unit 7	$\frac{\partial L}{\partial P_7} = 3951,6P_7 - 1,655,345,1 - \lambda = 0$

Setelah mendapatkan nilai turunan fungsi biaya dari masing-masing unit pembangkit, maka persamaan untuk *Economic Dispatch* yaitu :

$$P_1 = \frac{\lambda + 695,416.5}{3,362.2}$$

$$P_2 = \frac{\lambda + 2,673,595.3}{9798.2}$$

$$P_3 = \frac{\lambda + 2,361,622.5}{8,105.2}$$

$$P_4 = \frac{\lambda + 491,637.5}{2924.2}$$

$$P_5 = \frac{\lambda + 527,349.3}{1823}$$

$$P_6 = \frac{\lambda + 362,000.6}{1434}$$

$$P_7 = \frac{\lambda + 1,655,345.1}{3951.6}$$

Hasil persamaan diatas kemudian dicari nilai *lambda* dengan cara menambahkan seluruh persamaan diatas dengan total pembangkitan sebesar 2644. Hasil *lambda* yang didapat sebesar 314.824,4577, maka pembangkitan untuk masing-masing unit menjadi :

$$P_1 = \frac{\lambda + 695,416.5}{3,362.2} = \frac{314824.4577 + 695,416.5}{3,362.2} = 300 \text{ MW}$$

$$P_2 = \frac{\lambda + 2,673,595.3}{9798.2} = \frac{314824.4577 + 2,673,595.3}{9798.2} = 305 \text{ MW}$$

$$P_3 = \frac{\lambda + 2,361,622.5}{8,105.2} = \frac{314824.4577 + 2,361,622.5}{8,105.2} = 330 \text{ MW}$$

$$P_4 = \frac{\lambda + 491,637.5}{2924.2} = \frac{314824.4577 + 491,637.5}{2924.2} = 276 \text{ MW}$$

$$P_5 = \frac{\lambda + 527,349.3}{1823} = \frac{314824.4577 + 527,349.3}{1823} = 462 \text{ MW}$$

$$P_6 = \frac{\lambda + 362,000.6}{1434} = \frac{314824.4577 + 362,000.6}{1434} = 472 \text{ MW}$$

$$P_7 = \frac{\lambda + 1,655,345.1}{3951.6} = \frac{314824.4577 + 1,655,345.1}{3951.6} = 499 \text{ MW}$$

4.4 Perbandingan Operasi Unit PLTU Suralaya Metode Lagrange dengan Kondisi Beban Riil

Untuk mengetahui biaya pembangkitan, maka daya baru yang dibangkitkan oleh unit dimasukkan ke persamaan *Input-Output* masing-masing unit. perbandingan pola pembebanan antara metode *lagrange* dengan kondisi pembebanan riil adalah sebagai berikut.

Tabel 4. Perbandingan Operasi Metode Lagrange dengan Kondisi Beban Riil.

Unit Pembangkit	Pembebanan (MW)		Biaya Pembangkitan (Rp/h)	
	real	Lagrange	real	Metode lagrange
Unit 1	307	300	Rp146.223.762,25	Rp142.425.942,27
Unit 2	305	305	Rp152.434.893,92	Rp150.788.941,01
Unit 3	310	330	Rp155.146.411,44	Rp154.601.340,21
Unit 4	306	276	Rp132.037.420,15	Rp116.165.863,68
Unit 5	455	462	Rp188.553.088,89	Rp191.389.295,63
Unit 6	494	472	Rp209.949.127,40	Rp202.069.453,16
Unit 7	467	499	Rp196.431.912,17	Rp202.780.133,00
Total	2644	2644	Rp1.180.776.616,22	Rp1.160.220.968,97
Selisih biaya				Rp 20.555.647,26

Dari tabel 4 diatas, terlihat bahwa terdapat perbedaan pembebanan pada masing-masing unit pembangkit kecuali pada unit 2 pembebanan antara metode lagrange dan kondisi riil sama. dilihat dari total biaya pembangkitan, metode lagrange mampu menghasilkan penghematan sebesar Rp 20,555,647.26 selama 1 jam dengan total daya yang sama.

5. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis diatas didapat kesimpulan sebagai berikut :

1. Karakteristik *Input-Output* unit PLTU Suralaya berbeda-beda setiap unitnya yang disebabkan oleh *Net Plant Heatrate* (NPHR) yang berbeda.
2. Dari hasil perhitungan yang telah dilakukan, data yang diambil pada pukul 07.00 WIB tanggal 14 Mei 2018, dengan menggunakan metode optimasi *Lagrange* memperoleh biaya pembangkitan yang lebih ekonomis sebesar Rp 20,555,647.26 per jam dari kondisi beban di lapangan dengan beban yang sama.

6. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Khairudin Syah. 2012. Analisis Perbandingan Economic Dispatch Pembangkit Menggunakan Metode Lagrange dan CFPDO. Jurnal EECCIS Vol.6 No.1, Juni 2012.
- [2] Suhendar, Ika, Alimmudin. 2014. Optimasi Pembagian Beban PLTU Suralaya Menggunakan Metode Ant

Colony Optimization. Jurnal IENACO 2014.

- [3] Kumara, N. S. (2009). Telaah Terhadap Program Percepatan Pembangunan Listrik Melalui Pembangunan PLTU Batubara 10.000 MW. *Majalah Ilmiah Teknologi Elektro*, 8(1).
- [4] Kusuma, Muhammad Chandra. *Pembebanan Ekonomis Pada Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap PT Petrokimia Gresik Dengan Metode Lagrange Multiplier*.
- [5] Napitupulu, Hardiyansyah, Junaidi. 2018. *Penjadwalan Optimal Unit-Unit Pembangkit dengan Metode Particle Swarm Optimization*. Teknik Elektro Universitas Tanjungpura.
- [6] Wood, A.J. and Wollenberg, B.F. 2012. *Power Generation, Operation, and Control*. John Wiley & Sons.
- [7] Gunawan, S. and Mulyadi, Y. 2014. *Optimasi Penjadwalan Pembangkit Termal Sistem 500 Kv Jawa-Bali Berbasis Komputasi Cerdas*. *electrans*, 13(1), pp.77-88.
- [8] Saadat, H. 1999. *Power System Analysis*. McGraw-Hill.
- [9] Marsudi, D. 2006. *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta: Penerbit Graha Ilmu.
- [10] Nyimas Putri Pertiwi, Syahrizal, Rhamdan. 2018. *Analisa Economic Dispatch pada Unit Pembangkit Menggunakan Metode iterasi Lambda Berdasarkan Base Point And Participation Factors*. Jurnal KITEKTRO Vol 3. No. 2 Universitas Syah Kuala.