

Kajian optimasi Unit Jasa Pembangkitan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (UJP PLTU) Indonesia Power

Chandra Wiharya¹,

e-mail: chandra.wiharya@polinema.ac.id

¹Jurusan Teknik Elektro, Politeknik Negeri Malang, Indonesia

Informasi Artikel

Riwayat Artikel

Diterima 16 September 2020

Direvisi 30 September 2020

Diterima 30 Oktober 2020

Kata kunci:

Optimasi
Manajemen Operasi
Metode Lagrange

Keywords:

Optimization
Operation Management
Lagrange Method

Penulis Korespondensi:

Chandra Wiharya,
Jurusan Teknik Elektro,
Politeknik Negeri Malang,
Jl. Sukarno Hatta No. 9, Malang, Jawa Timur, Indonesia.
Email: chandra.wiharya@polinema.ac.id

ABSTRAK

Biaya produksi suatu pembangkit tergantung dari kondisi pembebanan saat itu. UJP Indonesia Power, PLTU Holtekamp terletak di Kampung Holtekamp Distrik Muara Tami Kota Jayapura. Dimana kondisi pembebanan di daerah tersebut mempunyai kecenderungan naik dan turun yang ekstrim, Dalam pengoperasiannya PLTU Holtekamp harus mampu mensuplai beban dengan memaksimalkan kinerja unitnya secara efisien. Dalam kinerjanya PLTU Holtekamp harus memperhatikan antara daya yang harus dibangkitkan dengan optimasi pembangkitnya. Salah satu metode yang dapat digunakan adalah metode Lagrange. Metode Lagrange digunakan untuk menghitung optimasi biaya dari sebuah pembangkit. Pada hari Rabu, 6 September 2017 setelah dilakukan optimasi didapatkan persentase selisih 2% dari biaya operasi sebelum optimasi. Presentase selisih menjadi 5% setelah dirubah pola operasinya.

ABSTRACT

The production cost of a generator depends on the current loading conditions. UJP Indonesian Power, PLTU Holtekamp is located at Holtekamp Village, Muara Tami District, Jayapura City. Where the loading conditions in the area have an extreme up and down tendency. In operation, PLTU Holtekamp must be able to supply the load by maximizing the performance of the unit efficiently. In its performance, PLTU Holtekamp must pay attention to the power that must be generated by the power plant optimization. One method that can be used is the Lagrange method. The Lagrange method is used to calculate the cost optimization of a power plant. On Wednesday, September 6th, 2017 after optimization, the percentage difference is 2%. The percentage difference becomes 5% after changing the operating pattern.

1. PENDAHULUAN

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah pembangkit yang mengandalkan energi kinetik dari uap untuk menghasilkan energi listrik. Bentuk utama dari pembangkit listrik jenis ini adalah Generator yang seporos dengan turbin yang digerakkan oleh tenaga kinetik dari uap panas/kering. Pembangkit listrik tenaga

uap menggunakan berbagai macam bahan bakar terutama batu bara dan minyak bakar serta MFO untuk start up awal.

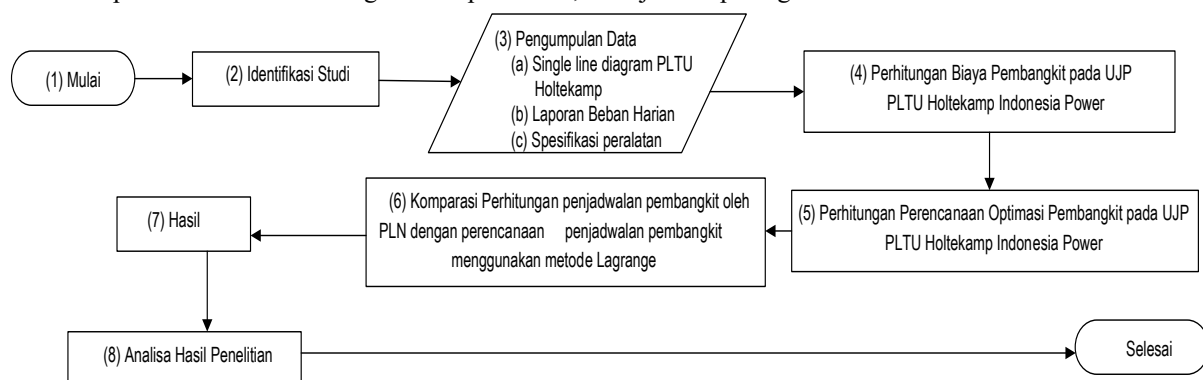
Proses konversi energi pada PLTU berlangsung melalui 3 tahapan, yaitu:

1. Pertama, energi kimia dalam bahan bakar diubah menjadi energi panas dalam bentuk uap bertekanan dan temperatur tinggi.
2. Kedua, energi panas (uap) diubah menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran.
3. Ketiga, energi mekanik diubah menjadi energi listrik.

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]. Daya keluaran pembangkit juga berubah-ubah tergantung dari kondisi pembebanan saat itu, hal tersebut tentu akan mempengaruhi besar biaya pembangkitan, semakin besar daya keluaran yang dihasilkan maka semakin banyak pula bahan bakar yang dipakai [2]. 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], misalnya PLTU Holtekamp Indonesia Power. PLTU Holtekamp Indonesia Power berada di kampung Holtekamp, Muara Tami, Kota Jayapura, Papua. PLTU Holtekamp mensuplai daya pada wilayah Jayapura yang mana kecenderungan pembebanan disana mempunyai trend yang naik dan turun secara drastis. Hal ini disebabkan oleh banyaknya industri disana dengan jadwal operasi yang berbeda beda dan jumlah populasi penduduk yang tidak terlalu banyak. Sebagai contoh, dari pengukuran beban harian di dapatkan hasil pengukuran yang fluktuatif mulai dari 8 MW sampai dengan di atas 15 MW. PLTU Holtekamp mempunyai 2-unit pembangkit dengan kapasitas 2×10 MW (spesifikasi generator pada nameplate adalah @ 12MW) dan 1-unit diesel starter generator dengan kapasitas 1,5 MW. Selama beroperasi PLTU Holtekamp harus mampu mensuplai beban dengan memaksimalkan kinerja unitnya secara efisien, baik itu mengoperasikan 1 unit bergantian maupun mengoperasikan 2 unit secara paralel guna mencukupi kebutuhan beban. Dalam kinerjanya PLTU Holtekamp harus memperhatikan manajemen operasi serta melakukan optimasi pada pengoperasian pembangkitnya. 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* [4]. Contoh pemecahan solusi dalam masalah Economic Dispatch misalnya menggunakan metode Lagrange [6], Iterasi Lamda [7], dan dinamik program [9]. Dalam penelitian ini menggunakan metode Lagrange berdasarkan data beban harian yang terukur di PLTU Holtekamp Indonesia Power.

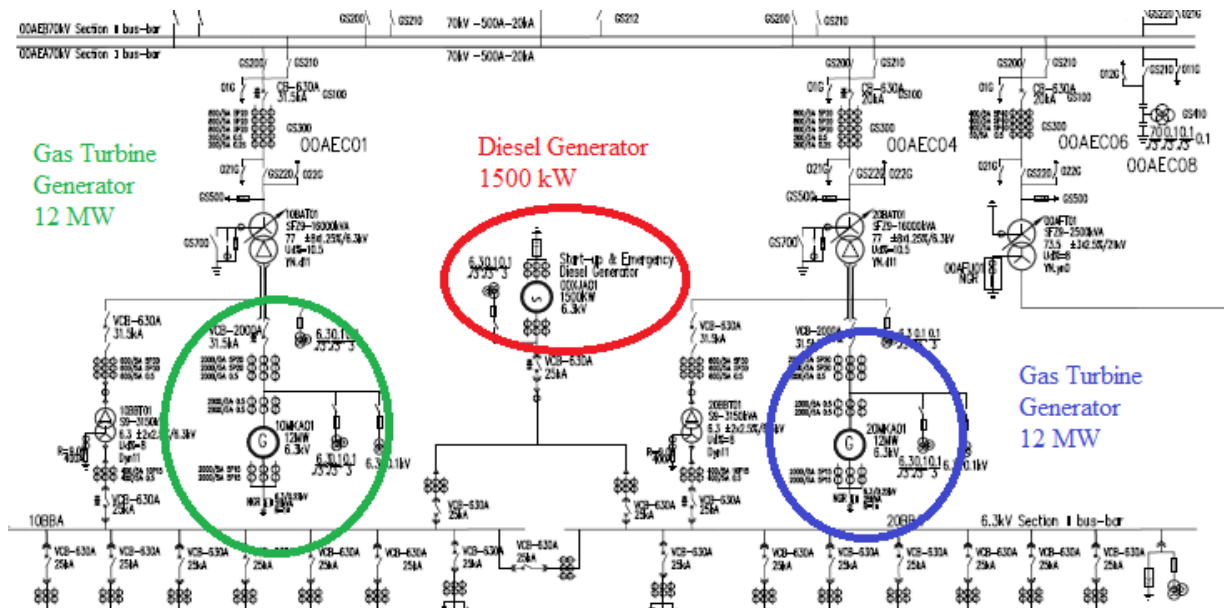
2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dan berlangsung pada Januari – Juni 2018 dan bertempat di UJP PLTU Holtekamp Indonesia Power. Diagram alir penelitian, ditunjukkan pada gambar dibawah ini.



Gambar 1. Diagram alir penyelesaian penelitian

Dari hasil pengumpulan data, bisa dilakukan perhitungan biaya operasi untuk mengetahui besarnya pengeluaran per kWh. Setelah diketahui besar biayanya, mulai dilakukan perhitungan berdasarkan metode optimasi yang telah di pilih. Selain menggunakan metode optimasi, dilakukan juga perubahan manajemen operasi atau penjadwalan pembangkit untuk dilakukan perbandingan dengan metode optimasi.



Gambar 2. Single Line Diagram PLTU Holtekamp

2.1 Masalah operasi PLTU

1. Manajemen operasi unit pembangkit

Manajemen operasi yang dimaksud disini adalah pola pengoperasian pembangkit dengan memperhatikan mutu dan keandalan. Dalam penelitian ini dilakukan pemanfaatan Diesel generator starter yang digunakan tidak hanya sebagai starter PLTU tetapi juga digunakan untuk ikut mensuplai beban.

2. Optimasi pembangkitan

Optimasi pembebanan pembangkit adalah sebuah upaya untuk merumuskan kombinasi daya output beberapa generator secara optimal. Tujuan utamanya adalah untuk meminimalisir biaya bahan bakar dari generator yang beroperasi. Dalam penelitian ini dilakukan optimasi saat 2 unit bekerja paralel, hal ini perlu dilakukan karena load sharing pada 2 unit pembangkit tidak sama dikarenakan pola operasi awal yang hanya 1 unit.

2.2 Metode Lagrange

Persamaan faktor pengali *Lagrange* dituliskan pada persamaan [5]:

$$L = C_t + \lambda A = \pi r^2 (P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_i) \quad (1)$$

Persamaan Lagrange tersebut merupakan fungsi dari output pembangkit, keadaan optimum dapat diperoleh dari persamaan *Lagrange* Sama dengan nol.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda \left(\frac{\partial P_D}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) \quad (2)$$

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda (0-1) = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} = \lambda \quad (4)$$

Kondisi operasi ekonomi adalah:

$$2\alpha_i P_i + \beta_i = \lambda \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad (6)$$

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad (7)$$

Dimana:

- L : Faktor pengali *Lagrange*
- C_t : Total biaya pembangkitan (Rp)
- P_i : Ouput pembangkit ke-i (MW)

P_D : Total kebutuhan beban pada sistem (MW)
 $\alpha \beta \gamma_i$: Konstanta input pembangkit ke- i

2.3 Economic dispatch

Fungsi biaya dari tiap generator dapat diformulasikan secara matematis sebagai suatu fungsi obyektif seperti yang diberikan pada persamaan:

$$C_T = \sum_{i=1}^n C_i (P_i) \tag{8}$$

Dengan,

- C_T : Besarnya total biaya pada generator/pembangkit
- $C_i(P_i)$: Fungsi biaya input-output dari generator/pembangkit
- N : Jumlah unit generator

Secara umum, karakteristik input output pembangkit didekati dengan fungsi polinomial orde dua yaitu:

$$C_i = \alpha_i + \beta_i \cdot P_i + \gamma_i \cdot P_i^2 \tag{9}$$

Dengan,

- C_i : Input bahan bakar pembangkit ke- i (kg/jam)
- P_i : Output pembangkit ke- i (MW)
- $\alpha \beta \gamma_i$: Konstanta input-output pembangkit ke- i (Marsudi, 2006).

Output setiap unit generator mempunyai batas minimum dan maksimum pembangkitan yang harus dipenuhi (*inequality constrain*) yaitu:

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \tag{10}$$

Dimana: $P_{i \min}$, $P_{i \max}$ adalah *output* daya minimum dan maksimum generator i .

Equality constraint kesetimbangan daya adalah:

$$\sum_i^n P_i = P_D \tag{11}$$

Dengan,

- P_i : Output masing-masing generator (MW)
- P_D : Total kebutuhan beban pada sistem (MW)

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Beban harian PLTU Holtekamp

Tabel 1. Beban PLTU Holtekamp hari Rabu 6 September 2017

TGL	JAM	UNIT 1		UNIT 2		TGL	JAM	UNIT 1		UNIT 2	
		(KW)	(KVAR)	(KW)	(KVAR)			(KW)	(KVAR)	(KW)	(KVAR)
5	23.00	3514	1318	12051	1718	6	12.00	3604	2379	12002	1535
6	00.00	3587	1354	12016	1735	6	13.00	3635	2377	12121	1478
6	01.00	3553	1325	12226	1787	6	14.00	3665	2377	12008	1482
6	02.00	3669	1385	12017	1771	6	15.00	3621	2185	12360	1526
6	03.00	3571	1315	12156	1752	6	16.00	3565	2178	12095	1521
6	04.00	3618	1344	12101	1724	6	17.00	3540	2188	12108	1482
6	05.00	3560	1327	12007	1764	6	18.00	3617	2154	12160	1500
6	06.00	3583	1335	12034	1741	6	19.00	3618	1474	12316	1486
6	07.00	3552	1512	12050	1748	6	20.00	3605	1454	12011	1899
6	08.00	3625	1378	12004	1727	6	21.00	3611	1488	9276	1672
6	09.00	3602	2349	12290	1511	6	22.00	3627	1456	6551	1925
6	10.00	3640	2373	12058	1428	6	23.00	3568	1446	6024	1226
6	11.00	3568	2381	12157	1499	7	00.00	3579	1453	6005	1221
						7	01.00	3612	1455	5005	1271

3.2 Biaya pembangkitan untuk pembebanan harian (Rp/jam)

Contoh Perhitungan untuk unit 1:	Batubara feeder A	Batubara feeder B
	A = 15 %	C = 15 %
	B = 15 %	D = 15 %
		E = 15 %

Total flow batubara = (Total Batubara feeder A + Batubara feeder B) \times 7.280 (maksimum kapasitas kg/jam)
 $= 75 \% \times 7.280 = 5460 \text{ kg/Jam}$

Harga batubara = Rp. 792, Sehingga,

Biaya pembangkitan = Total flow batubara (kg/jam) x harga batubara (Rp/kg) = $5460 \times 792 = \text{Rp. } 4.324.320$

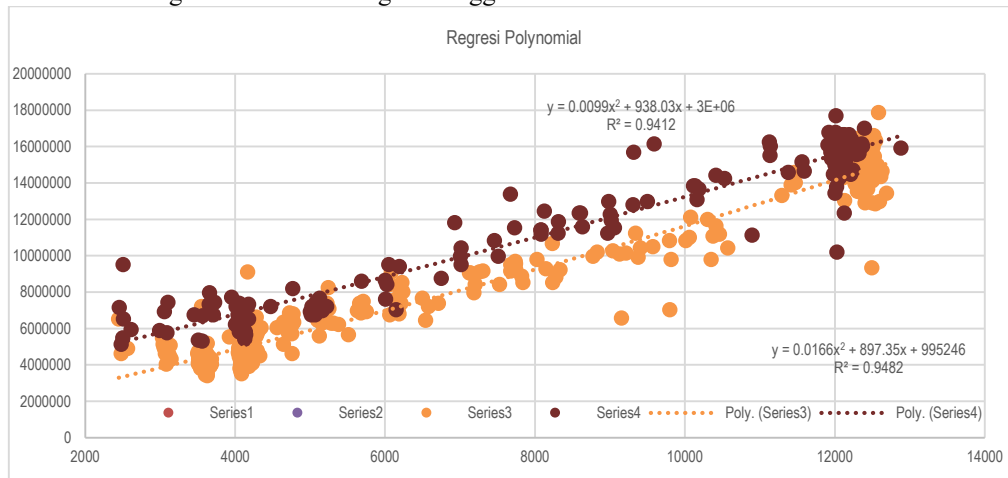
Energi yang dibangkitkan pada unit 1 sebesar 3514 kWh, sehingga biaya per kWh = $\frac{\text{Rp. } 4.324.320}{3514 \text{ kWh}}$
 $= \text{Rp. } 1.230, 60/\text{kWh}$.

Tabel 2. Biaya Pembangkitan Hari Rabu 6 September 2017

BATUBARA FEEDER A		BATUBARA FEEDER B			TOTAL FLOW BATUBARA	UNIT 1			BATUBARA FEEDER A		BATUBARA FEEDER B			TOTAL FLOW BATUBARA		UNIT 2		
A	B	C	D	E		(Kg/Jam)	(KW)	Rp/jam	Rp/kWh	A	B	C	D	E	(Kg/Jam)	(KW)	Rp/jam	Rp/kWh
		(%)			(Kg/Jam)						(%)			(Kg/Jam)				
15	15	15	15	15	5,460.00	3514	4,324,320.00	1,230.60	56	56	59	59	59	21,039.20	12016	16,663,046.40	1,382.71	
15	15	15	15	15	5,460.00	3587	4,324,320.00	1,205.55	59	59	63	63	63	22,349.60	12226	17,700,883.20	1,473.11	
16	16	14	14	14	5,387.20	3553	4,266,662.40	1,200.86	55	55	58	58	58	20,675.20	12017	16,374,758.40	1,339.34	
13	13	14	14	14	4,950.40	3669	3,920,716.80	1,068.61	55	55	58	58	58	20,675.20	12156	16,374,758.40	1,362.63	
13	13	14	14	14	4,950.40	3571	3,920,716.80	1,097.93	57	57	57	57	57	20,748.00	12101	16,432,416.00	1,351.79	
13	13	15	15	15	5,168.80	3618	4,093,689.60	1,131.48	56	56	57	57	57	20,602.40	12007	16,317,100.80	1,348.41	
14	14	15	15	15	5,314.40	3560	4,209,004.80	1,182.30	57	57	59	59	59	21,184.80	12034	16,778,361.60	1,365.20	
14	14	15	15	15	5,314.40	3583	4,209,004.80	1,174.72	56	56	55	55	55	20,165.60	12050	15,971,155.20	1,324.53	
15	15	15	15	15	5,460.00	3552	4,324,320.00	1,217.43	57	57	57	57	57	20,748.00	12004	16,432,416.00	1,351.68	
13	13	15	15	15	5,168.80	3625	4,093,689.60	1,129.29	58	58	58	58	58	21,112.00	12290	16,720,704.00	1,393.16	
13	13	15	15	15	5,168.80	3602	4,093,689.60	1,136.50	57	57	57	57	57	20,748.00	12058	16,432,416.00	1,355.70	
14	14	14	14	14	5,096.00	3665	4,036,032.00	1,101.24	57	57	58	58	58	20,966.40	12157	16,605,388.80	1,382.86	
13	13	13	13	13	4,732.00	3621	3,747,744.00	1,035.00	58	58	59	59	59	21,330.40	12002	16,893,676.80	1,366.80	
12	12	14	14	14	4,804.80	3565	3,805,401.60	1,067.43	59	59	57	57	57	21,039.20	12121	16,663,046.40	1,377.68	
12	12	14	14	14	4,804.80	3540	3,805,401.60	1,074.97	61	61	55	55	55	20,893.60	12008	16,547,731.20	1,366.68	
12	12	15	15	15	5,023.20	3617	3,978,374.40	1,099.91	52	52	59	59	59	20,456.80	12360	16,201,785.60	1,332.38	
13	13	13	13	13	4,732.00	3618	3,747,744.00	1,035.86	58	58	59	59	59	21,330.40	12095	16,893,676.80	1,371.69	
13	13	13	13	13	4,732.00	3605	3,747,744.00	1,039.60	59	59	57	57	57	21,039.20	12108	16,663,046.40	1,387.32	
14	14	14	14	14	5,096.00	3611	4,036,032.00	1,117.70	52	52	40	40	40	16,307.20	12160	12,915,302.40	1,392.34	
14	14	14	14	14	5,096.00	3627	4,036,032.00	1,112.77	38	38	34	34	34	12,958.40	12316	10,263,052.80	1,566.64	
13	13	15	15	15	5,168.80	3568	4,093,689.60	1,147.33	33	33	32	32	32	11,793.60	12011	9,340,531.20	1,550.55	
14	14	15	15	15	5,314.40	3579	4,209,004.80	1,176.03	33	33	32	32	32	11,793.60	9276	9,340,531.20	1,555.46	
12	12	14	14	14	4,804.80	3612	3,805,401.60	1,053.54	31	31	29	29	29	10,847.20	6551	8,590,982.40	1,716.48	

3.3 Penentuan persamaan biaya bahan bakar

Untuk menentukan persamaan biaya bahan bakar menggunakan regresi polynomial berdasarkan beban harian. Dalam hal ini regresi dilakukan dengan menggunakan Microsoft Excel.



Gambar 3. Grafik persamaan biaya bahan bakar

Unit 1 a = 0.0166 b = 897.35 c = 995246
 Unit 2 a = 0.0099 b = 938.03 c = 3000000

Setelah regresi polynomial didapatkan persamaan biaya bahan bakar:

Unit 1: $y = 0,0166 x^2 + 897,35x + 995.246$
 Unit 2: $y = 0,0099x^2 + 938,03x + 3.000.000$

3.4 Optimasi 2 unit bekerja bersama

Contoh perhitungan dari hasil progresi polinomial untuk Beban total (PD) = Daya Unit 1 + Daya Unit 2 = 15603 kW (tabel 2.), Menentukan $\lambda^{(1)}$ (lamda) awal = 940

$$P_1^{(1)} = \frac{\lambda^{(1)-b1}}{2a1}$$

$$= \frac{940-897,35}{2 \times 0,0166}$$

$$= 1.284,639 \text{ kW}$$

$$P_2^{(1)} = \frac{\lambda^{(1)-b2}}{2a2}$$

$$= \frac{940-938,03}{2 \times 0,0099}$$

$$= 99,49495 \text{ kW}$$

$$P^{(1)} = PD - (P_1^{(1)} + P_2^{(1)})$$

$$= 15603 - (1284,639 + 99,49495)$$

$$= 14218,87 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned}\Delta \lambda^{(1)} &= \frac{\Delta P^{(1)}}{\left(\frac{1}{2a_1}\right) + \left(\frac{1}{2a_2}\right)} \\ &= \frac{14218,87}{\left(\frac{1}{2 \times 0,0166}\right) + \left(\frac{1}{2 \times 0,0099}\right)} \\ &= 176,3569\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\lambda^{(2)} &= \lambda^{(1)} + \Delta \lambda^{(1)} \\ &= 940 + 176,3569 \\ &= 1116,357\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}P_1^{(2)} &= \frac{\lambda^{(2)-b_1}}{2a_1} \\ &= \frac{1116,357 - 897,35}{2 \times 0,0166} \\ &= 6596,592 \text{ kW}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}P_2^{(2)} &= \frac{\lambda^{(2)-b_2}}{2a_2} \\ &= \frac{1116,357 - 938,03}{2 \times 0,0099} \\ &= 9006,408 \text{ kW}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Biaya pembangkitan} &= (c_1 + b_1 P_1^{(2)} + a_1 P_1^{(2)2}) + (c_2 + b_2 P_2^{(2)} + a_2 P_2^{(2)2}) \\ &= (995.246 + (897,35 \times 5535) + (0,0166 \times 5535^2)) + ((3.000.000 + (938,03 \times 7226) + (0,0099 \times 7226^2)) \\ &= \text{Rp. } 19.888.370,47\end{aligned}$$

Tabel 3. Optimasi 2 unit bekerja bersama

BEFAN	λ (1)	P1 (1)	P2 (1)	ΔP (1)	$\Delta \lambda$ (1)	λ (2)
kW		kW	kW	kW		
15603	940	1284,639	99,49495	14218,87	176,3569	1116,357
15779	940	1284,639	99,49495	14394,87	178,5398	1118,54
15686	940	1284,639	99,49495	14301,87	177,3863	1117,386
15727	940	1284,639	99,49495	14342,87	177,8948	1117,895
15719	940	1284,639	99,49495	14334,87	177,7956	1117,796
15567	940	1284,639	99,49495	14182,87	175,9104	1115,91
15617	940	1284,639	99,49495	14232,87	176,5305	1116,531
15602	940	1284,639	99,49495	14217,87	176,3445	1116,344

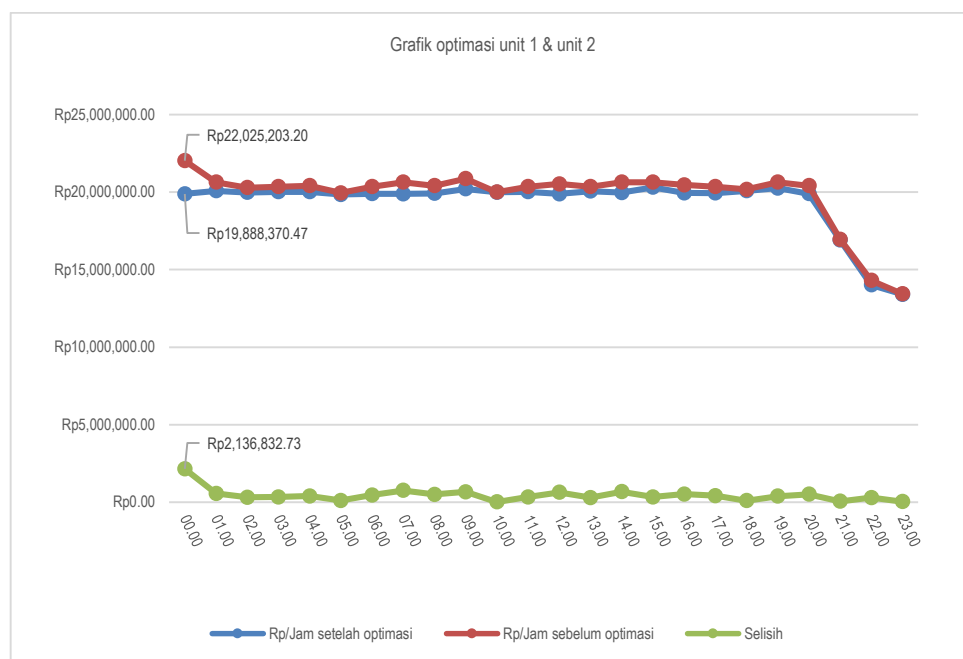
15629	940	1284,639	99,49495	14244,87	176,6793	1116,679
15892	940	1284,639	99,49495	14507,87	179,9413	1119,941
15698	940	1284,639	99,49495	14313,87	177,5352	1117,535
15725	940	1284,639	99,49495	14340,87	177,87	1117,87
15606	940	1284,639	99,49495	14221,87	176,3941	1116,394
15756	940	1284,639	99,49495	14371,87	178,2545	1118,255
15673	940	1284,639	99,49495	14288,87	177,2251	1117,225
15981	940	1284,639	99,49495	14596,87	181,0452	1121,045
15660	940	1284,639	99,49495	14275,87	177,0638	1117,064
15648	940	1284,639	99,49495	14263,87	176,915	1116,915
15777	940	1284,639	99,49495	14392,87	178,515	1118,515
15934	940	1284,639	99,49495	14549,87	180,4623	1120,462
15616	940	1284,639	99,49495	14231,87	176,5181	1116,518
12887	940	1284,639	99,49495	11502,87	142,6703	1082,67
10178	940	1284,639	99,49495	8793,866	109,0705	1049,07
9592	940	1284,639	99,49495	8207,866	101,8023	1041,802

Tabel 4. Load sharing sebelum optimasi dan setelah optimasi

P1 (2) Setelah Optimasi (kW)	P2 (2)	P1 Sebelum Optimasi (kW)	P2 (2)	Rp/Jam setelah optimasi	Rp/Jam sebelum optimasi	Selisih
6596,592	9006,408	3587	12016	19888370,47	22025203,2	2136833
6662,343	9116,657	3553	12226	20085041,38	20641420,8	556379,4
6627,6	9058,4	3669	12017	19981070,81	20295475,2	314404,4
6642,917	9084,083	3571	12156	20026894,08	20353132,8	326238,7
6639,928	9079,072	3618	12101	20017951,32	20410790,4	392839,1
6583,143	8983,857	3560	12007	19848189,66	19949529,6	101339,9
6601,823	9015,177	3583	12034	19904000,68	20353132,8	449132,1
6596,219	9005,781	3552	12050	19887254,12	20641420,8	754166,7
6606,306	9022,694	3625	12004	19917399,94	20410790,4	493390,5
6704,558	9187,442	3602	12290	20211515,56	20872051,2	660535,6
6632,083	9065,917	3640	12058	19994480,34	20007187,2	12706,86
6642,17	9082,83	3568	12157	20024658,31	20353132,8	328474,5
6597,713	9008,287	3604	12002	19891719,6	20526105,6	634386
6653,751	9102,249	3635	12121	20059318,24	20353132,8	293814,6
6622,743	9050,257	3665	12008	19966545,84	20641420,8	674875
6737,808	9243,192	3621	12360	20311239,46	20641420,8	330181,3

6617,887	9042,113	3565	12095	19952022,96	20468448	516425
6613,404	9034,596	3540	12108	19938619,09	20353132,8	414513,7
6661,596	9115,404	3617	12160	20082804,32	20180160	97355,68
6720,249	9213,751	3618	12316	20258564,04	20641420,8	382856,8
6601,449	9014,551	3605	12011	19902884,16	20410790,4	507906,2
5581,936	7305,064	3611	9276	16902091,62	16951334,4	49242,78
4569,894	5608,106	3627	6551	14014648,75	14299084,8	284436
4350,974	5241,026	3568	6024	13402023,02	13434220,8	32197,78

Biaya total sebelum optimasi = 475213939; biaya total setelah optimasi = 464469307; dengan persentase selisih = 2%.



Gambar 4. Grafik optimasi 2 unit bekerja bersama

Dari data diatas dapat dilihat pembagian beban sebelum optimasi merupakan pembagian beban yang diatur oleh pihak pengatur beban (tanpa memperhatikan pengoptimalan pembangkitan). Baik sebelum atau sesudah optimasi, persentase pembebanan terbesar ditanggung oleh unit 2 karena unit 2 mempunyai nilai *heatrate* yang rendah. Pada hari Rabu, 6 September 2017, optimasinya sebesar 2% dari yang sebelum optimasi sebesar Rp 475.213.939, 20 dan setelah optimasi sebesar Rp 464.469.307,80. Selisih tertinggi pada saat jam 00.00 dengan selisih sebesar Rp2.136.832, 73.

3.5 Skenario pola operasi pembangkitan berdasarkan beban harian bulan September 2017

Tabel 5. Skenario pembangkitan pada hari Rabu

Tgl	Jam	3EBAN	P1 (2)	P2 (2)	P1 (2)	P2 (2)	UNIT 1 &	Rp/Jam setelah	Rp/Jam sebelum	Rp/Jam	Selisih
		kW	kW	kW	kW	kW	Diesel (kW)	optimasi	optimasi	1 unit & Diesel	
5	23.00	15565	6582,396	8982,604	3514	12051		Rp19.845.957,87	Rp20.987.366,40		Rp1.141.408,53
6	00.00	15603	6596,592	9006,408	3587	12016		Rp19.888.370,47	Rp22.025.203,20		Rp2.136.832,73
6	01.00	15779	6662,343	9116,657	3553	12226		Rp20.085.041,38	Rp20.641.420,80		Rp556.379,42
6	02.00	15686	6627,6	9058,4	3669	12017		Rp19.981.070,81	Rp20.295.475,20		Rp314.404,39
6	03.00	15727	6642,917	9084,083	3571	12156		Rp20.026.894,08	Rp20.353.132,80		Rp326.238,72
6	04.00	15719	6639,928	9079,072	3618	12101		Rp20.017.951,32	Rp20.410.790,40		Rp392.839,08
6	05.00	15567	6583,143	8983,857	3560	12007		Rp19.848.189,66	Rp19.949.529,60		Rp101.339,94
6	06.00	15617	6601,823	9015,177	3583	12034		Rp19.904.000,68	Rp20.353.132,80		Rp449.132,12
6	07.00	15602	6596,219	9005,781	3552	12050		Rp19.887.254,12	Rp20.641.420,80		Rp754.166,68
6	08.00	15629	6606,306	9022,694	3625	12004		Rp19.917.399,94	Rp20.410.790,40		Rp493.390,46
6	09.00	15892	6704,558	9187,442	3602	12290		Rp20.211.515,56	Rp20.872.051,20		Rp660.535,64
6	10.00	15698	6632,083	9065,917	3640	12058		Rp19.994.480,34	Rp20.007.187,20		Rp12.706,86
6	11.00	15725	6642,17	9082,83	3568	12157		Rp20.024.658,31	Rp20.353.132,80		Rp328.474,49
6	12.00	15606	6597,713	9008,287	3604	12002		Rp19.891.719,60	Rp20.526.105,60		Rp634.386,00
6	13.00	15756	6653,751	9102,249	3635	12121		Rp20.059.318,24	Rp20.353.132,80		Rp293.814,56
6	14.00	15673	6622,743	9050,257	3665	12008		Rp19.966.545,84	Rp20.641.420,80		Rp674.874,96
6	15.00	15981	6737,808	9243,192	3621	12360		Rp20.311.239,46	Rp20.641.420,80		Rp330.181,34
6	16.00	15660	6617,887	9042,113	3565	12095		Rp19.952.022,96	Rp20.468.448,00		Rp516.425,04
6	17.00	15648	6613,404	9034,596	3540	12108		Rp19.938.619,09	Rp20.353.132,80		Rp414.513,71
6	18.00	15777	6661,596	9115,404	3617	12160		Rp20.082.804,32	Rp20.180.160,00		Rp97.355,68
6	19.00	15934	6720,249	9213,751	3618	12316		Rp20.258.564,04	Rp20.641.420,80		Rp382.856,76
6	20.00	15616	6601,449	9014,551	3605	12011		Rp19.902.884,16	Rp20.410.790,40		Rp507.906,24
6	21.00	12887	5581,936	7305,064	3611	9276	12887		Rp16.951.334,40	Rp13.918.494,79	Rp3.032.839,61
6	22.00	10178	4569,894	5608,106	3627	6551	10178		Rp14.299.084,80	Rp10.047.093,13	Rp4.251.991,67
6	23.00	9592	4350,974	5241,026	3568	6024	9592		Rp13.434.220,80	Rp9.203.412,66	Rp4.230.808,14
7	00.00	9584	4347,985	5236,015	3579	6005	9584		Rp13.549.536,00	Rp9.195.736,75	Rp4.353.799,25
7	01.00	8617	3986,728	4630,272	3612	5005	8617		Rp12.396.384,00	Rp10.523.553,66	Rp1.872.830,34

Perubahan pola operasi dengan mengganti salah satu unit dengan diesel generator karena beban turun sehingga mampu di suplai hanya dengan 1 unit

Biaya sebelum perubahan pola operasi = Rp 475.213.939; biaya setelah penggantian operasi unit 2 dengan diesel sebesar = Rp 453.319.544; dengan persentase selisih = 5%.



Gambar 5. Grafik skenario pembangkitan pada hari Rabu.

Dari grafik diatas dapat diketahui bahwa pada tanggal 6 September 2017 untuk scenario pembangkitannya menggunakan 2 unit generator dan 1 unit generator. Pada jam 21.00 beban memasuki wilayah operasi 1 unit generator dan diesel, Akan tetapi pada scenario ini menggunakan 1 unit generator karena memaksimalkan kinerja 1 unit generator disertai bantuan dari unit starter diesel generator.

Dari segi elektrikal dapat dilihat dari nilai *reserve margin* [8].

$$\begin{aligned}
 \text{Reserve margin} &= \frac{\text{Daya mampu generator-beban puncak}}{\text{daya mampu}} \times 100\% \\
 &= \frac{24000\text{MW}-15892\text{MW}}{24000\text{MW}} \times 100\% \\
 &= 34\%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan energi *market reform* nilai *reserve margin* tidak boleh kurang dari 20%. Dari perhitungan diatas didapatkan nilai *reserve margin* 34% sehingga dapat dikatakan baik.

4. KESIMPULAN

Dari kajian manajemen operasi dan optimasi pada UJP PLTU Holtekamp Indonesia Power dapat disimpulkan bahwa biaya pembangkitan sebelum optimasi Rp 475.213.939,20 sesudah optimasi turun menjadi Rp 464.469.307,80. Untuk prosentase selisih biaya operasi setelah dilakukan optimasi pada hari Rabu, 6 September 2017 adalah sebesar 2% (Rp 10.744.631,00). Sedangkan prosentase selisih biaya operasi setelah diterapkan pola operasi yang sesuai pada hari yang sama menjadi sebesar 5% (Rp 21.894.394,22). Perubahan pola operasi yang simulasikan dengan 1 unit generator dengan bantuan 1 diesel generator hanya dapat dilakukan saat beban mengalami penurunan dan berada pada wilayah operasi 1 unit generator dan 1 unit diesel. Pola operasi pada penelitian ini hanya sebatas simulasi saja dan belum dikaji tentang mutu dan keandalannya. Berkaitan dengan kehandalan sistem, cadangan daya yang dimiliki oleh Indonesia Power PLTU Holtekamp mempunyai nilai *reserve margin* sebesar 34% sehingga dapat dikatakan baik, berdasarkan energi *market reform* nilai *reserve margin* disarankan tidak boleh kurang dari 20%.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Khairudin Syah, “Analisis Perbandingan Economic Dispatch Pembangkit Menggunakan Metode Lagrange dan CFPSO,” Jurnal EECCIS Vol.6 No.1, Juni 2012.
- [2] Suhendar, Ika, Alimmudin, “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] Murti, A.S. 2020. Optimasi Unit PLTU Berbahan Bakar Batubara Menggunakan Metode *Lagrange* di PT. Indonesia Power UP Suralaya. *Jurnal SPEKTRUM* Vol.7, No. 1 Maret 2020.

[5] Wood, Allen J., dan Bruce. (1984). *Power Generation Operation And Control*. New York: JohnWiley & Sons, Inc.

[6] Lee , P.J., Shin, K. dan Lee, K. “A Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Nonsmooth Cost Functions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, p.34 – 42, 2005.

[7] Chen, C. dan Nanming, C. “Direct Search Method for Solving Economic Dispatch Problem Considering Transmission Capacity Constraints”, *IEEE Transaction on Power systems*, Vol 16, No.4, p.764 – 769, 2001.


[8] Yulanda, C. *Capacity payment to Coal-fired Power plant could lock indonesia into a high-cost Electricity Future*, Institute for Energy Economics and Financial Analysis 2017.

[9] Singhal, P.K. & Sharma, R.N., 2011. Unit Commitment in Composite Generation &Transmission Systems using Dynamic Programming. *IJCA*, pp.2–5.

6. UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih terutama ditujukan kepada Politeknik Negeri Malang karena telah memberi fasilitas penulis sehingga penelitian ini dapat berjalan dengan baik.

7. BIOGRAFI PENULIS

	<p>Chandra Wiharya, menyelesaikan D4 di Politeknik Negeri Malang pada tahun 2008 kemudian menyelesaikan studi S2 di Teknik Elektro Universitas Brawijaya pada tahun 2013. Mulai bekerja sebagai staf pengajar di Politeknik Negeri Malang pada tahun 2011 di program studi D III Teknik Listrik. Topik riset yang di geluti saat ini adalah mengenai sistem ketenagalistrikan.</p>
--	--