

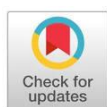
PERBANDINGAN METODA DIFFERENTIAL EVOLUTIONARY ALGORITHM DENGAN LAGRANGE MULTIPLIER PADA OPTIMISASI ECONOMIC DISPATCH

Riswan Dinzi¹, Yulianta Siregar², Melinda Zubara Siregar³

^{1,2,3}) Departemen Teknik Elektro Universitas Sumatera Utara, Kota Medan, Sumatera Utara, Indonesia
Email: riswan@usu.ac.id, julianta_srg@usu.ac.id, melindazubara30@gmail.com

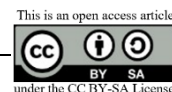
Info Artikel

Histori Artikel:
Diterima Agu 10, 2023
Direvisi Agu 19, 2023
Disetujui Sep 16, 2023



ABSTRACT

In power plant operation, the highest cost is the cost of fuel, so it is necessary to optimize the Economic Dispatch (ED), which aims to analyze the economic operation of the thermal generator by performing simulation calculations to obtain optimal power and more economical generator operating costs. In this thesis, ED optimization is carried out using the Differential Evolutionary Algorithm (DEA) method at the Pangkalan Susu PLTU. The DEA method is validated with the Lagrange Multiplier method. DEA simulation results are not much different from the Lagrange Multiplier method. The results of the fuel cost comparison using the DEA method are more economical than the fuel costs for the Pangkalan Susu PLTU. In this thesis, the author takes a sample load data of 4 units of Pangkalan Susu PLTU in February 2021. The simulation results of the DEA method for load data for February 2021 produce an average cost savings of 3,111.64 US\$/h with a saving percentage of 14, 01%. The lowest average fee is on February 1, 2021, for 17,108.68 US\$/d, while the highest average fee is on February 21, 2021, for 20,478.61 US\$/h.
Keywords: Economic Dispatch, Differential Evolutionary Algorithm (DEA), Lagrange Multiplier



ABSTRAK

Pada operasi pembangkit tenaga listrik, biaya terbesar ada pada biaya bahan bakar sehingga diperlukan adanya optimisasi Economic Dispatch (ED) yang bertujuan untuk melakukan analisa operasi ekonomis pembangkit termal dengan melakukan perhitungan simulasi untuk mendapatkan daya yang optimal serta biaya operasi pembangkit yang lebih ekonomis. Pada skripsi ini dilakukan optimisasi ED menggunakan metode Differential Evolutionary Algorithm (DEA) pada PLTU Pangkalan Susu. Untuk melihat hasil simulasi metode DEA menunjukkan hasil yang baik maka metode ini divalidasikan dengan metode Lagrange Multiplier. Hasil simulasi DEA tidak jauh berbeda dengan metode Lagrange Multiplier. Hasil perbandingan biaya bahan bakar metode DEA lebih hemat dibandingkan dengan biaya bahan bakar PLTU Pangkalan Susu. Pada skripsi ini, penulis mengambil sampel data beban 4-unit PLTU Pangkalan Susu pada bulan Februari 2021. Hasil simulasi metode DEA untuk data beban selama bulan Februari 2021 menghasilkan rata – rata penghematan biaya sebesar 3.111,64 US\$/h dengan persentase penghematan sebesar 14,01 %. Biaya rata – rata terendah terdapat pada tanggal 1 Februari 2021 dengan biaya 17.108,68 US\$/h sedangkan biaya rata – rata tertinggi terdapat pada tanggal 21 Februari 2021 dengan biaya 20.478,61 US\$/h..
Kata Kunci: Economic Dispatch, Differential Evolutionary Algorithm (DEA), Lagrange Multiplier

Penulis Korespondensi:

Riswan Dinzi,
Departemen Teknik Elektro, Universitas Sumatera
Dr. T. Mansur No.9, Padang Bulan, Kec. Medan Baru,
Kota Medan, Sumatera Utara 20222.
riswan@usu.ac.id



1. PENDAHULUAN

Energi listrik merupakan bagian penting untuk kebutuhan hidup masyarakat. Baik untuk kebutuhan rumah tangga maupun industri. Hingga sekarang kebutuhan energi listrik sendiri semakin bertambah seiring dengan meningkatnya permintaan konsumen. Hal ini akan mempengaruhi semakin besarnya daya yang akan disuplai dari suatu pembangkit listrik, maka semakin banyak pula bahan bakar yang akan digunakan.

Pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) adalah pembangkit yang menghasilkan listrik dengan menggunakan berbagai jenis bahan bakar, terutama batubara. Bahan bakar merupakan komponen terbesar dari biaya pembangkitan energi listrik. Oleh karena itu, efisiensi pemakaian bahan bakar memiliki dampak yang signifikan terhadap penghematan biaya operasi [1]. Maka dari itu konsumsi biaya bahan bakar pembangkit menjadi suatu masalah yang seharusnya dapat dilakukan penghematan.

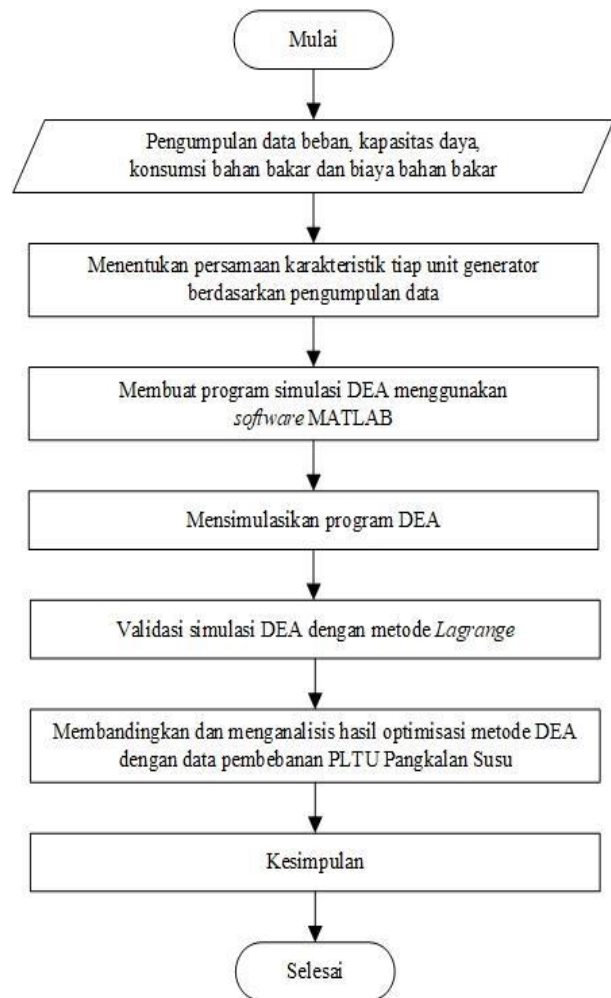
Differential Evolutionary Algorithm (DEA) adalah salah satu metode optimisasi yang digunakan untuk menyelesaikan masalah Economic Dispatch (ED). [2]-[5]. Ekonomi Dispatch (ED) adalah masalah untuk mengurangi biaya pengoperasian generator pada pembangkit listrik untuk mencapai biaya operasi yang ekonomis dan optimal. Tujuan ED adalah untuk mengoptimalkan output daya setiap unit dan mengurangi biaya operasi pembangkit listrik [6]-[9].

Salah satu pembangkit listrik di Sumatera Utara adalah PLTU Pangkalan Susu, yang memiliki empat generator berkapasitas 200 MW masing-masing. Dalam penelitian sebelumnya, optimisasi DEA digunakan untuk masalah sistem tenaga listrik 26 bus dan sistem kelistrikan Jawa-Bali 500 kV [10]-[13].

Penelitian ini, optimisasi Economic Dispatch menggunakan metode *Differential Evolutionary Algorithm* (DEA) diterapkan pada 4 unit generator PLTU Pangkalan Susu. Hasil optimisasi DEA akan dibandingkan dengan metode *Lagrange Multiplier* untuk membuktikan validitas dari metode DEA

2. METODE PENELITIAN

Data yang digunakan untuk melakukan penelitian ini adalah data pengoperasian dari PLTU Pangkalan Susu berupa data beban, daya yang dibangkitkan, coal flow, dan biaya bahan bakar. Gambar 1. adalah diagram flowchart dari studi yang dilakukan.



Gambar 1 Flowchart Penelitian

Differential Evolutionary Algorithm (DEA) adalah metode optimisasi untuk masalah ED dalam penelitian ini karena memiliki kecepatan komputasi yang cepat, konvergensi yang baik, dan struktur yang sederhana. Dengan menggunakan software MATLAB, DEA dapat menyelesaikan masalah pengoptimalan penggunaan bahan bakar pada tiap unit pembangkit termal dengan menemukan nilai minimum. DEA memiliki sistem penyelesaian ED dua tahap [14]-[16], yaitu :

a. Tahap pra-iterasi DEA

Pada tahap pra-iterasi algoritma, parameter DEA dimasukkan, yaitu [14]-[16]:

Jumlah populasi

$F = 70$

$CR = 0,50$

Iterasi maksimum = 3000

Selanjutnya, cari nilai fitness dari persamaan karakteristik untuk masing-masing unit pembangkit. Kemudian, cari vektor terbaik, atau daya aktif, dari populasi awal yang dihasilkan secara acak.

b. Tahap iterasi DEA

Dimulai dengan proses mutasi dan rekombinasi untuk menemukan vektor uji. Vektor terbaik yang baru ditemukan dengan membandingkan nilai fitness vektor daya aktif uji dengan vektor daya aktif terbaik sebelumnya. Setelah mencapai konvergensi atau iterasi maksimum, simulasi akan mendapatkan solusi akhir. Berikut adalah diagram alir metode evolusi diferensial.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Hasil Penelitian

Penelitian ini digunakan data operasional PLTU Pangkalan Susu yang terdiri dari 4 unit yang terdapat pada [Tabel 1](#), [Tabel 2](#), [Tabel 3](#) dan [Tabel 4](#) untuk menentukan persamaan karakteristik input - output setiap unit pembangkit. Data dari perusahaan didapat bahwa harga 1 kg batubara untuk unit 1 dan unit 2 sebesar Rp.835,00 sedangkan harga 1 kg batubara untuk unit 3 dan unit 4 sebesar Rp.689,47.

Tabel 1 Data Perhitungan Unit 1

Daya (MW)	Coal Flow (t/h)	Biaya (Rp)	Biaya (US\$)
109,00	80,43	67.158.000	4.797,00
111,00	85,43	71.330.000	5.095,00
116,00	88,64	74.018.000	5.287,00
124,00	93,76	78.288.000	5.592,00
133,00	99,69	83.244.000	5.946,00

Tabel 2 Data Perhitungan Unit 2

Daya (MW)	Coal Flow (t/h)	Biaya (Rp)	Biaya (US\$)
98,00	79,72	66.570.000	4.755,00
107,00	82,74	69.090.000	4.935,00

117,00	87,96	73.444.000	5.246,00
123,00	95,40	79.660.000	5.690,00
135,00	99,48	83.062.000	5.933,00

Tabel 3 Data Perhitungan Unit 3

Daya (MW)	Coal Flow (t/h)	Biaya (Rp)	Biaya (US\$)
106,00	80,82	55.720.000	3.980,00
108,00	87,37	60.242.000	4.303,00
120,00	92,98	64.106.000	4.579,00
124,00	99,52	68.614.000	4.901,00
127,00	105,95	73.052.000	5.218,00

Tabel 4 Data Perhitungan Unit 4

Daya (MW)	Coal Flow (t/h)	Biaya (Rp)	Biaya (US\$)
109,00	65,81	45.374.000	3.241,00
116,00	71,70	49.434.000	3.531,00
125,00	75,45	52.024.000	3.716,00
129,00	82,52	56.896.000	4.064,00
139,00	87,92	60.620.000	4.330,00

Untuk melakukan pengoptimisasian ED penulis mengambil sampel data beban PLTU Pangkalan Susu pada Februari 2021. Dan pembebanan pembangkit unit 1, unit 2, unit 3 dan unit 4 tanggal 1 Februari 2021 terdapat pada [Tabel 5](#). Data ini digunakan untuk mengoptimisasi pembagian beban dengan biaya yang lebih ekonomis.

Tabel 5 Data Beban PLTU Pangkalan Susu 1 Februari 2021

Jam	Beban (MW)				Total Beban (MW)	Biaya (US\$/h)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4		
00:00	106	108	103	98	415	18.989,78
01:00	104	105	102	97	408	18.657,18
02:00	102	105	102	99	408	18.629,42
03:00	102	103	101	98	404	18.450,33
04:00	101	104	99	98	402	18.361,70
05:00	100	104	99	98	401	18.309,45
06:00	101	102	97	96	396	18.101,54
07:00	103	100	97	91	391	17.916,17
08:00	115	100	97	101	413	18.926,88

Jam	Beban (MW)				Total Beban (MW)	Biaya (US\$/h)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4		
09:00	110	101	99	104	414	18.915,15
10:00	111	104	100	106	421	19.233,87
11:00	104	105	99	107	415	18.912,80
12:00	101	105	100	106	412	18.760,38
13:00	106	102	100	107	415	18.912,97
14:00	103	104	101	105	413	18.820,19
15:00	105	103	102	104	414	18.880,01
16:00	108	102	103	106	419	19.107,19
17:00	110	104	110	112	436	19.838,82
18:00	128	111	129	135	503	22.816,18
19:00	130	115	132	139	516	23.398,29
20:00	133	117	132	141	523	23.729,81
21:00	134	117	134	141	526	23.867,45
22:00	125	123	133	130	511	23.226,48
23:00	113	115	121	113	462	21.042,72

3.2 Simulasi DEA

Hasil simulasi DEA tanggal 1 Februari 2021 dapat dilihat pada Tabel 6. Hasil simulasi menunjukkan total biaya yang optimal untuk setiap unit PLTU Pangkalan Susu untuk data beban Februari 2021, dengan pembagian daya yang dibangkitkan sesuai dengan kemampuan masing-masing pembangkit. Dengan pembagian beban yang berbeda-beda untuk setiap unit pembangkit, total biaya yang optimal

telah ditetapkan. Untuk ilustrasi, pembangkit unit 2 memperoleh pembagian beban maksimum, hal ini dikarenakan pembangkit unit 2 memiliki *incremental cost* yang lebih kecil dibandingkan dengan unit – unit lain. Sedangkan, pembangkit unit 3 mendapat pembagian beban yang minimum, hal ini dikarenakan pembangkit ini memiliki nilai *incremental cost* yang lebih tinggi dari pada unit - unit lainnya.

Tabel 6 Hasil Simulasi DEA untuk Data Beban 1 Februari 2021

Jam	Beban (MW)				Total Beban (MW)	Biaya (US\$/h)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4		
00:00	79,54	146,78	72,71	115,97	415	16.366,80
01:00	78,60	142,42	72,09	114,90	408	16.118,00
02:00	78,60	142,42	72,09	114,90	408	16.118,00
03:00	78,11	139,65	71,88	114,36	404	15.976,40
04:00	77,85	138,46	71,55	114,14	402	15.905,80
05:00	77,59	137,83	71,60	113,98	401	15.870,50
06:00	77,26	134,23	71,12	113,39	396	15.694,50
07:00	76,55	131,02	70,70	112,73	391	15.519,10

Jam	Beban (MW)				Total Beban (MW)	Biaya (US\$/h)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4		
08:00	79,48	145,21	72,72	115,60	413	16.295,60
09:00	79,46	146,13	72,65	115,76	414	16.331,20
10:00	80,10	150,95	73,34	116,61	421	16.581,10
11:00	79,54	146,78	72,71	115,97	415	16.366,80
12:00	79,15	145,03	72,40	115,42	412	16.260,00
13:00	79,54	146,78	72,71	115,97	415	16.366,80
14:00	79,48	145,21	72,72	115,60	413	16.295,60
15:00	79,46	146,13	72,65	115,76	414	16.331,20
16:00	80,20	149,66	72,93	116,21	419	16.509,60
17:00	82,48	160,40	74,51	118,60	436	17.120,80
18:00	92,31	200,00	81,73	128,96	503	19.604,10
19:00	97,45	200,00	85,00	133,56	516	20.107,30
20:00	99,98	200,00	86,94	136,09	523	20.383,50
21:00	101,32	200,00	87,64	137,04	526	20.502,90
22:00	95,34	200,00	83,67	131,98	511	19.912,30
23:00	85,71	177,48	76,74	122,07	462	18.070,30

3.3 Perbandingan Metode DEA dengan Metode Lagrange Multiplier

Dalam penelitian ini, hasil dari program DEA yang telah diuji divalidasi dengan menggunakan metode Lagrange Multiplier untuk menyelesaikan fungsi optimisasi non-linier, terutama untuk optimisasi multivariabel. Metode Lagrange juga merupakan metode konvensional yang sering digunakan untuk menyelesaikan masalah optimisasi pada persamaan non-linier. Validasi hasil simulasi DEA dengan

Lagrange untuk data beban tanggal 1 Februari 2021 terdapat pada Tabel 7. Dari tabel tersebut dapat dilihat hasil pembagian daya Lagrange Multiplier pada setiap unit serta biaya setelah optimisasi menggunakan DEA dan Lagrange Multiplier, didapatkan hasil yang tidak jauh berbeda. Hasil perbandingan ini menunjukkan bahwa metode optimisasi DEA dapat digunakan untuk menyelesaikan masalah distribusi ekonomi sistem tenaga listrik.

Tabel 7 Validasi Hasil Simulasi DEA dengan Lagrange untuk Data Beban 1 Februari 2021

Jam	Beban (MW)				Total Beban (MW)	Harga Metode Lagrange (US\$/h)	Harga Metode DEA (US\$/h)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4			
00:00	79,56	146,82	72,77	115,85	415	16.366,80	16.366,80
01:00	78,65	142,27	72,14	114,94	408	16.118,00	16.118,00
02:00	78,65	142,27	72,14	114,94	408	16.118,00	16.118,00
03:00	78,13	139,66	71,78	114,42	404	15.976,40	15.976,40
04:00	77,87	138,36	71,61	114,16	402	15.905,80	15.905,80
05:00	77,74	137,71	71,52	114,03	401	15.870,50	15.870,50

Jam	Beban (MW)				Total Beban (MW)	Harga Metode Lagrange (US\$/h)	Harga Metode DEA (US\$/h)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4			
06:00	77,09	134,46	71,07	113,38	396	15.694,50	15.694,50
07:00	76,44	131,21	70,62	112,73	391	15.519,11	15.519,10
08:00	79,30	145,52	72,59	115,59	413	16.295,60	16.295,60
09:00	79,43	146,17	72,68	115,72	414	16.331,20	16.331,20
10:00	80,34	150,72	73,30	116,63	421	16.581,10	16.581,10
11:00	79,56	146,82	72,77	115,85	415	16.366,80	16.366,80
12:00	79,17	144,87	72,50	115,46	412	16.260,00	16.260,00
13:00	79,56	146,82	72,77	115,85	415	16.366,80	16.366,80
14:00	79,30	145,52	72,59	115,59	413	16.295,60	16.295,60
15:00	79,43	146,17	72,68	115,72	414	16.331,20	16.331,20
16:00	80,08	149,42	73,13	116,37	419	16.509,50	16.509,60
17:00	82,29	160,47	74,65	118,59	436	17.120,80	17.120,80
18:00	92,51	200,00	81,67	128,81	503	19.604,10	19.604,10
19:00	97,35	200,00	85,00	133,65	516	20.107,30	20.107,30
20:00	99,95	200,00	86,79	136,26	523	20.383,50	20.383,50
21:00	101,07	200,00	87,56	137,38	526	20.502,93	20.502,90
22:00	95,49	200,00	83,72	131,79	511	19.912,30	19.912,30
23:00	85,68	177,38	76,97	121,97	462	18.070,30	18.070,30

Tabel 8 menunjukkan data beban rata – rata per hari pada setiap unit dengan biaya rata – rata per hari selama bulan Februari 2021. Dari Tabel 8 dapat dilihat bahwa pembangkit unit 2 memiliki beban rata – rata paling besar diantara unit lainnya. Biaya

rata – rata terkecil terdapat pada tanggal 1 Februari 2021 sebesar US\$17.108,68 sedangkan biaya rata – rata terbesar terdapat pada tanggal 21 Februari 2021 dengan biaya US\$20.478,61.

Tabel 8 Hasil Simulasi DEA untuk Beban Rata – rata Februari 2021

Tanggal	Beban Rata – rata (MW)				Biaya Rata – rata (US\$)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	
1	83,13	157,19	75,20	119,40	17.108,68
2	89,33	173,73	79,48	125,71	18.345,79
3	90,02	177,30	79,97	126,29	18.542,67
4	91,19	180,23	80,80	127,49	18.770,20
5	93,55	197,09	82,40	129,95	19.615,73
6	97,56	200,00	85,12	133,82	20.145,60
7	94,15	192,48	82,80	130,48	19.510,88

Tanggal	Beban Rata – rata (MW)				Biaya Rata – rata (US\$)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	
8	88,86	185,58	79,23	125,21	18.706,10
9	87,91	179,95	78,47	124,21	18.402,10
10	87,92	185,50	78,58	124,21	18.600,97
11	91,15	198,59	80,78	127,48	19.415,78
12	95,52	199,76	83,79	131,88	19.918,38
13	87,07	183,53	78,00	123,38	18.443,38
14	90,15	195,16	80,03	126,45	19.182,70
15	89,79	195,84	79,86	126,19	19.176,01
16	84,64	172,86	76,36	121,10	17.820,77
17	85,69	169,82	77,09	122,07	17.829,13
18	87,76	187,37	78,47	124,07	18.655,26
19	89,95	195,38	79,96	126,33	19.175,40
20	96,22	196,22	84,27	132,67	19.878,51
21	100,71	200,00	87,29	136,88	20.478,61
22	92,88	193,67	81,95	129,29	19.426,63
23	94,70	193,05	83,25	131,04	19.594,19
24	99,49	197,73	86,48	135,81	20.262,21
25	92,26	194,02	81,56	128,58	19.366,90
26	89,34	191,45	79,40	125,49	18.947,88
27	91,82	191,88	81,16	128,07	19.231,25
28	97,51	197,22	85,10	133,84	20.038,93

3.4 Membandingkan Hasil Optimisasi DEA dengan Data Real PLTU

Setelah memvalidasikan hasil optimisasi DEA dengan Lagrange Multiplier maka selanjutnya hasil

optimisasi DEA dibandingkan dengan data real biaya bahan bakar PLTU Pangkalan Susu yang dapat dilihat pada [Tabel 9](#).

Tabel 9 Perbandingan Biaya Sebelum dan Sesudah Optimisasi untuk Data Beban 1 Februari 2021

Tanggal	Harga Pangkalan Susu (US\$/h)	Harga Metode DEA (US\$/h)	Selisih (US\$/h)	Penghematan (%)
1	19.825,20	17.108,68	2.716,52	13,68
2	21.509,28	18.345,79	3.163,49	14,69
3	21.780,29	18.542,67	3.237,62	14,86
4	22.038,71	18.770,20	3.268,51	14,82
5	22.857,79	19.615,73	3.242,05	14,17
6	23.525,25	20.145,60	3.379,66	14,36
7	22.831,45	19.510,88	3.320,57	14,55
8	21.745,33	18.706,10	3.039,23	13,97

Tanggal	Harga Pangkalan Susu (US\$/h)	Harga Metode DEA (US\$/h)	Selisih (US\$/h)	Penghematan (%)
9	21.466,14	18.402,10	3.064,04	14,26
10	21.566,01	18.600,97	2.965,04	13,73
11	22.679,54	19.415,78	3.263,76	14,38
12	23.405,28	19.918,38	3.486,90	14,89
13	21.457,66	18.443,38	3.014,27	14,04
14	22.279,38	19.182,70	3.096,68	13,90
15	22.286,10	19.176,01	3.110,09	13,95
16	20.743,60	17.820,77	2.922,83	14,08
17	20.802,88	17.829,13	2.973,74	14,32
18	21.596,68	18.655,26	2.941,41	13,62
19	22.282,13	19.175,40	3.106,72	13,95
20	22.970,45	19.878,51	3.091,94	13,46
21	23.715,61	20.478,61	3.236,99	13,64
22	22.516,69	19.426,63	3.090,06	13,72
23	22.701,66	19.594,19	3.107,46	13,70
24	23.325,72	20.262,21	3.063,51	13,12
25	22.383,88	19.366,90	3.016,98	13,48
26	22.022,28	18.947,88	3.074,40	13,95
27	22.328,04	19.231,25	3.096,79	13,88
28	23.073,49	20.038,93	3.034,56	13,14
Rata – rata			3.111,64	14,01

Tabel 9 merupakan perbandingan biaya sebelum dan sesudah optimisasi untuk data beban tanggal 1 Februari 2021. Berdasarkan **Tabel 9** tersebut bahwa dengan menggunakan metode DEA diperoleh pengurangan biaya dengan rata - rata 2.716,52 US\$/h dengan persentase penghematan sebesar

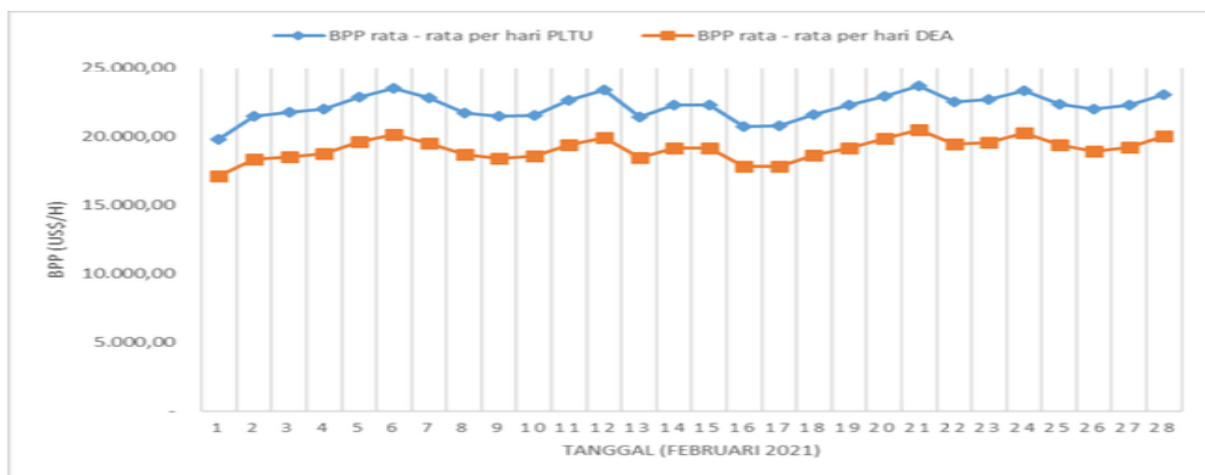
13,68 %. Untuk keseluruhan perbandingan biaya rata - rata per hari sebelum dan sesudah optimisasi selama 28 hari dapat dilihat pada **Tabel 10**, diperoleh pengurangan biaya dengan rata - rata berkisar 2.716,52 US\$/h -3.486,90 US\$/h dengan persentase penghematan berkisar 13,12 % - 4,89 %.

Tabel 10 Perbandingan Biaya Rata – rata Sebelum dan Sesudah Optimisasi Selama Bulan Februari 2021

Jam	Daya (MW)	Harga Pangkalan Susu (US\$/h)	Harga Metode DEA (US\$/h)	Selisih (US\$/h)	Penghematan (%)
00:00	415	18.989,78	16.366,80	2.622,98	13,81
01:00	408	18.657,18	16.118,00	2.539,18	13,61
02:00	408	18.629,42	16.118,00	2.511,42	13,48
03:00	404	18.450,33	15.976,40	2.473,93	13,41
04:00	402	18.361,70	15.905,80	2.455,90	13,38
05:00	401	18.309,45	15.870,50	2.438,95	13,32
06:00	396	18.101,54	15.694,50	2.407,04	13,30
07:00	391	17.916,17	15.519,10	2.397,07	13,38
08:00	413	18.926,88	16.295,60	2.631,28	13,90
09:00	414	18.915,15	16.331,20	2.583,95	13,66
10:00	421	19.233,87	16.581,10	2.652,77	13,79
11:00	415	18.912,80	16.366,80	2.546,00	13,46
12:00	412	18.760,38	16.260,00	2.500,38	13,33
13:00	415	18.912,97	16.366,80	2.546,17	13,46

Jam	Daya (MW)	Harga Pangkalan Susu (US\$/h)	Harga Metode DEA (US\$/h)	Selisih (US\$/h)	Penghematan (%)
14.00	413	18.820,19	16.295,60	2.524,59	13,41
15.00	414	18.880,01	16.331,20	2.548,81	13,50
16.00	419	19.107,19	16.509,60	2.597,59	13,59
17.00	436	19.838,82	17.120,80	2.718,02	13,70
18.00	503	22.816,18	19.604,10	3.212,08	14,08
19.00	516	23.398,29	20.107,30	3.290,99	14,07
20.00	523	23.729,81	20.383,50	3.346,31	14,10
21.00	526	23.867,45	20.502,90	3.364,55	14,10
22.00	511	23.226,48	19.912,30	3.314,18	14,27
23.00	462	21.042,72	18.070,30	2.972,42	14,13
Rata-rata				2.716,52	13,68

Berdasarkan tabel perbandingan biaya rata – rata pokok produksi real PLTU dengan biaya rata – rata pokok produksi setelah dioptimisasi menggunakan DEA dapat diinterpretasikan pada grafik **Gambar 2**.



Gambar 2 Biaya Sebelum dan Sesudah Optimisasi Selama Bulan Februari 2021

Gambar 2 dapat dilihat bahwa optimisasi ED menggunakan DEA menghasilkan biaya bahan bakar yang lebih ekonomis dari biaya bahan bakar real PLTU Pangkalan Susu. Penurunan tertinggi pada BPP rata – rata per hari PLTU terjadi antara tanggal 12 dan 13 dengan selisih 1.947,62 US\$/h sedangkan penurunan terendah terjadi antara tanggal 8 dan 9 dengan selisih 279,19 US\$/h. Penurunan tertinggi pada BPP rata – rata per hari DEA terjadi antara tanggal 12 dan 13 dengan selisih 1.475,00 US\$/h sedangkan penurunan terendah terjadi antara tanggal 14 dan 15 dengan selisih 6,69 US\$/h. Dengan metode DEA didapatkan penghematan rata – rata sebesar 3.111,64 US\$/h dengan persentase penghematan sebesar 14,01 % selama bulan Februari 2021.

4. KESIMPULAN

Hasil penelitian dan pembahasan yang dilakukan, diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

- Persamaan nilai karakteristik input – output PLTU Pangkalan Susu unit 1 = $F(P_1) = 1571,350 + 19,7200P_1 + 0,1000P_1^2$ US\$/h, unit 2 = $F(P_2) = 1587,180 + 29,7600P_2 + 0,0200P_2^2$ US\$/h, unit 3 = $F(P_3) = 899,0598 + 14,4717P_3 + 0,1454P_3^2$ US\$/h, unit 4 = $F(P_4) = 696,5093 + 12,4857P_4 + 0,0999P_4^2$ US\$/h.
- Perbandingan biaya bahan bakar setelah optimisasi menggunakan metode DEA lebih hemat dibandingkan dengan biaya bahan bakar PLTU Pangkalan Susu dengan rata – rata penghematan biaya per hari berkisar 2.716,52 US\$/h – 3.486,90 US\$/h dengan persentase penghematan berkisar 13,12% – 14,89%.
- Dengan metode DEA didapatkan penghematan rata – rata sebesar 3.111,64 US\$/h dengan persentase penghematan sebesar 14,01% selama bulan Februari 2021.

- Biaya rata – rata terendah terdapat pada tanggal 1 Februari 2021 dengan biaya 17.108,68 US\$/h sedangkan biaya rata – rata tertinggi terdapat pada tanggal 21 Februari 2021 dengan biaya 20.478,61 US\$/h.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. V. V. Sudhakar, K. Chandram, and A. J. Laxmi, "Differential Evolution for solving Multi Area Economic Dispatch," in *2014 International Conference on Advances in Computing, Communications, and Informatics (ICACCI)*, IEEE, Sep. 2014, pp. 1146–1151. doi: 10.1109/ICACCI.2014.6968486.
- [2] Y. Ren and M. Liao, "Application of Differential Evolution Algorithm to Power System Economic Dispatch Problem," in *2021 International Conference on Intelligent Computing, Automation and Applications (ICAA)*, IEEE, Jun. 2021, pp. 47–52. doi: 10.1109/ICAA53760.2021.00017.
- [3] W. A. Augusteen, R. Kumari, and R. Rengaraj, "Economic and various emission dispatch using differential evolution algorithm," in *2016 3rd International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, IEEE, Mar. 2016, pp. 74–78. doi: 10.1109/ICEES.2016.7510619.
- [4] Z.-Y. Lin, C.-Y. Lee, and T.-C. Chiang, "Environmental/economic dispatch using an adaptive multiobjective differential evolution algorithm," in *2017 IEEE International Conference on Consumer Electronics - Taiwan (ICCE-TW)*, IEEE, Jun. 2017, pp. 309–310. doi: 10.1109/ICCE-China.2017.7991119.
- [5] T. Visutarrorn, T.-C. Chiang, A. Konak, and S. Kulturel-Konak, "Reinforcement Learning-Based Differential Evolution for Solving Economic Dispatch Problems," in *2020 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM)*, IEEE, Dec. 2020, pp. 913–917. doi: 10.1109/IEEM45057.2020.9309983.
- [6] M. Marwan, M. D. Marwan, M. Anshar, J. Jamal, A. Aksan, and A. Apollo, "Optimal economic dispatch for power generation under the lagrange method," in *2021 International Conference on Artificial Intelligence and Mechatronics Systems (AIMS)*, IEEE, Apr. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/AIMS52415.2021.9466034.
- [7] A. Mallem and O. Boudebbouz, "Economic Dispatch on a Power System Network Interconnected with Solar Farm," in *2019 1st International Conference on Sustainable Renewable Energy Systems and Applications (ICSRESA)*, IEEE, Dec. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICSRESA49121.2019.9182477.
- [8] T. Sukmadi, A. D. Wardhana, and M. A. Riyadi, "Optimization of gas turbine power plant economic dispatch using Cuckoo Search Algorithm method," in *2017 4th International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering (ICITACEE)*, IEEE, Oct. 2017, pp. 131–135. doi: 10.1109/ICITACEE.2017.8257690.
- [9] X. Li, H. Zhang, and Z. Lu, "A Differential Evolution Algorithm Based on Multi-Population for Economic Dispatch Problems with Valve-Point Effects," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 95585–95609, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2927574.
- [10] P. P. S. Saputra, F. D. Murdianto, R. Firmansyah, and K. Widarsono, "Economic Dispatch in IEEE 26 Bus System using Quantum Behaved Particle Swarm Optimization," in *2020 International Conference on Applied Science and Technology (iCAST)*, IEEE, Oct. 2020, pp. 54–58. doi: 10.1109/iCAST51016.2020.9557625.
- [11] F. A. Saputro, E. A. Hakim, and N. Setyawan, "Economic dispatch of IEEE 26 bus with transmission losses employing a modified cuckoo optimization algorithm (MCOA) method," 2022, p. 020064. doi: 10.1063/5.0094487.
- [12] A. M. Ilyas and M. N. Rahman, "Economic Dispatch Thermal Generator Using Modified Improved Particle Swarm Optimization," *TELKOMNIKA (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, vol. 10, no. 3, p. 459, Sep. 2012, doi: 10.12928/telkomnika.v10i3.824.
- [13] H. Suyono, E. Subekti, H. Purnomo, T. Nurwati, and R. N. Hasanah, "Economic Dispatch of 500 kV Java-Bali Power System using Hybrid Particle Swarm-Ant Colony Optimization Method," in *2020 12th International Conference on Electrical Engineering (ICEENG)*, IEEE, Jul. 2020, pp. 5–10. doi: 10.1109/ICEENG45378.2020.9171771.
- [14] J. Gao, Y. Yang, F. Gao, and H. Wu, "Two-Stage Robust Economic Dispatch of Regional Integrated Energy System Considering Source-Load Uncertainty Based on Carbon Neutral Vision," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 4, p. 1596, Feb. 2022, doi: 10.3390/en15041596.
- [15] A. Alqurashi, A. H. Etemadi, and A. Khodaei, "Model predictive control to two-stage stochastic dynamic economic dispatch problem," *Control Eng Pract*, vol. 69, pp. 112–121, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.conengprac.2017.09.012.
- [16] Jizhong Zhu *et al.*, "Two stage approach for economic power dispatch," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, IEEE, Jul. 2008, pp. 1–5. doi: 10.1109/PES.2008.4596846.