



Prototipe Sistem Operasi Tenaga Listrik dengan Kestabilan Steady State Global Menggunakan Mispso

Dike Bayu Magfira ^{a,1,*}, Firman Yudianto ^{a,2}

^a Sistem Informasi, FEBTD, Universitas Nahdlatul Ulama Surabaya, Surabaya, Indonesia

¹ dikebayum@unusa.ac.id ^{*}; ² firman_yudianto@unusa.ac.id

^{*} Corresponding Author

ARTICLE INFO

Article History

Submission : 12-27-2024

Revision : 01-05-2024

Accepted : 03-07-2024

Kata Kunci:

Sistem Tenaga Listrik, Economic Dispatch (ED), Steady State Stability, Modified Improved Particle Swarm Optimization (MIPSO)

ABSTRAK

Penelitian ini mengkaji optimalisasi operasional sistem tenaga listrik dengan mempertimbangkan batas kemampuan operasi generator dan steady state stability. Dalam rangka peningkatan efisiensi dan efektivitas pelayanan ketenagalistrikan yang dibatasi oleh ketersediaan daya, biaya operasional, dan keterbatasan kemampuan generator, Economic Dispatch (ED) menjadi fokus utama. Dalam penelitian ini, kami menyarankan untuk menggunakan varian Enhanced Particle Swarm Optimization yang disebut Modified Improved Particle Swarm Optimization (MIPSO). Pengujian dilakukan pada sistem bus IEEE 30 sebagai pendekatan awal. Dengan hasil simulasi dengan MIPSO dapat menghasilkan operasi pabrik yang lebih ekonomis dibandingkan dengan metode Lagrange, menghasilkan biaya pembangkitan sebesar \$575,29/jam. Penelitian ini berkontribusi untuk meningkatkan efisiensi operasi sistem tenaga listrik dengan memanfaatkan teknik optimasi AI dan pemodelan NN. Penerapan MIPSO dapat menjadi solusi untuk mengatasi permasalahan ED yang kompleks dan non linier pada sistem tenaga listrik modern, dengan potensi aplikasi yang lebih luas pada industri ketenagalistrikan.

This is an open access article under license [CC-BY-SA](#).



1. Pendahuluan

Keterbatasan untuk menghasilkan energi listrik, mendistribusikan daya listrik, dan mengatasi biaya telah membuat pentingnya meningkatkan efisiensi dan efektivitas dalam pelayanan. Biaya operasional yang besar dan kualitas layanan yang diberikan kepada pelanggan sangat terkait erat dengan operasi sistem tenaga listrik [1]. Dengan biaya operasi terbesar terkonsentrasi pada operasi pembangkitan, menjadi sangat penting untuk mengembangkan metode efisien dalam mengoperasikan pembangkit listrik [2]. Salah satu solusi yang bisa digunakan oleh produsen listrik untuk mengurangi biaya operasi adalah melalui optimisasi proses produksi energi listrik yang dikenal sebagai economic dispatch (ED) [3]. Permasalahan Economic Dispatch (ED) konvensional biasanya diselesaikan melalui metode pengali Lagrange [4]. Namun, metode ini terbukti tidak efisien dan kurang optimal

karena dalam perkembangan industri pembangkitan listrik modern, fungsi biaya pembangkitan listrik tidak bersifat linear [5]. Oleh karena itu, telah dikembangkan teknik-teknik yang menggunakan algoritma kecerdasan buatan (AI) untuk meningkatkan tingkat penyelesaian yang lebih optimal. Metode yang umum digunakan adalah Particle Swarm Optimization (PSO), pertama dikembangkan oleh J. Kennedy dan Eberhart pada tahun 1995 [6] [7]. Dalam algoritma PSO, pencarian solusi dilakukan oleh sekelompok partikel yang mewakili posisi atau solusi dari permasalahan yang sedang dihadapi [8]. Beberapa penelitian sebelumnya telah dilakukan untuk mencari solusi ekonomis dalam pengoperasian sistem tenaga listrik menggunakan PSO [7] [8].

Metoda analisis untuk memperkirakan kondisi kestabilan steady state memerlukan pemodelan mesin sinkron melalui fungsi transfer [9]. Kelengkapan data, kompleksitas algoritma berikutnya, dan perhitungan yang berat membuat teknik tersebut tidak praktis untuk pelaksanaan real time. Tetapi jika pemodelan generator disederhanakan, maka dimungkinkan untuk mengembangkan metodologi yang cepat dan dapat diterapkan secara real time [10]. Paul Dimo mengembangkan sebuah teknik yang cepat dan memiliki dasar yang sah untuk menguji batasan keamanan yang digunakan dalam konteks penilaian stabilitas real-time teknik tersebut dinamakan Radial Equivalent Independent (REI) [11]. Metode REI bisa dipergunakan dalam hal mengevaluasi kestabilan reaktif daya, yang juga sering disebut sebagai dQ/dV atau $d\Delta Q/dV$ [12].

Dalam studi ini, kami merekomendasikan melakukan optimalisasi operasi sistem pada tenaga listrik dengan menggunakan Modified Improved Particle Swarm Optimization (MIPSO) [13]. Dalam proses optimisasi ini, akan mempertimbangkan batasan kemampuan operasi pembangkit dengan bantuan Neural Network serta mengintegrasikan batasan kestabilan steady state dengan menerapkan metode REI [14]. Dengan penambahan batasan berdasarkan referensi di atas, diharapkan agar generator dapat beroperasi dalam batas operasional yang telah ditetapkan, sehingga mencapai kondisi operasi yang optimal secara ekonomis dan aman [15]. Dengan tujuan dari penelitian ini adalah Memperoleh biaya operasi sistem tenaga listrik yang optimal dan aman dengan mempertimbangkan batasan kurva kapabilitas generator serta menjaga kestabilan kondisi steady state. Serta dapat mengimplementasikan metoda REI dalam sistem kelistrikan untuk menentukan nilai indeks stabilitas steady state.

2. Metode Penelitian

Secara keseluruhan, dalam penyusunan penelitian ini, terdapat beberapa tahapan aktivitas yang dilaksanakan untuk menyelesaikan optimalisasi operasi sistem tenaga listrik dengan mempertimbangkan kendala kapabilitas operasi pada system generator dan menjaga stabilitas kondisi steady state, yaitu sebagai berikut :

1. Studi literatur dan pengumpulan data.
2. Melakukan simulasi optimisasi biaya pembangkitan menggunakan Modified Improved Particle Swarm Optimization (MIPSO).
3. Melakukan simulasi aliran daya berdasarkan hasil MIPSO dengan batasan model kurva kapabilitas generator hasil neural network.
4. Menganalisa indeks stabilitas steady state hasil simulasi optimisasi berdasarkan metoda Radial Equivalent Independent (REI).
5. Membuat laporan hasil penelitian.

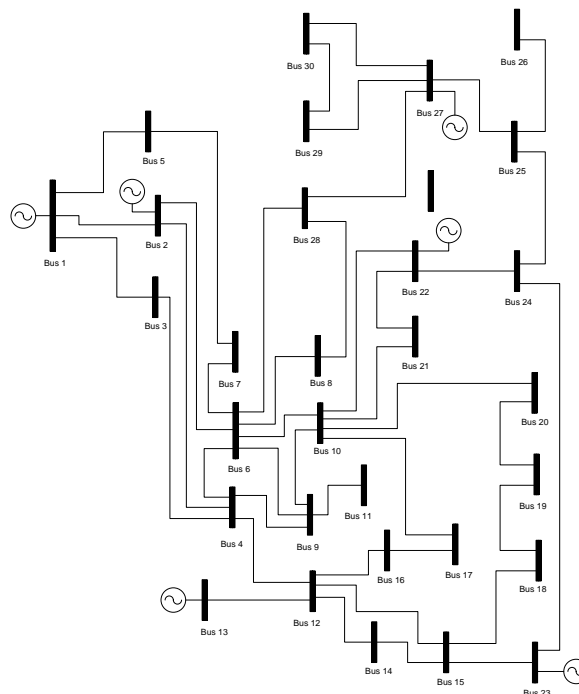
3. Hasil dan Pembahasan

Dalam rangka penelitian ini, dilakukan simulasi perhitungan dengan tujuan mencari solusi yang menghasilkan biaya pembangkitan yang paling efisien, sambil memperhitungkan berbagai kendala seperti kurva kapabilitas dari tiap generator dan juga kestabilan kondisi steady state. Simulasi ini bertujuan untuk melakukan Economic Dispatch, yang berarti menentukan alokasi daya optimal dari tiap pembangkit. Untuk mencapai tujuan ini, digunakan metode Modified Improved Particle Swarm Optimization (MIPSO), yang merupakan perkembangan dari metode Particle Swarm Optimization (PSO). MIPSO mengintegrasikan nilai inertia weight dengan teknik rangkaian khaos untuk meningkatkan efisiensi dalam pencarian solusi.

Selanjutnya, untuk mengevaluasi efektivitas metode MIPSO, juga dilakukan perhitungan Economic Dispatch dengan menggunakan metode Lagrange. Sebelum menerapkan metode ini pada sistem interkoneksi 500 kV Jawa Bali, penelitian ini terlebih dahulu melakukan simulasi pada sistem IEEE 30 bus. Simulasi ini berfungsi sebagai pengujian untuk menguji kemampuan metode Modified Improved Particle Swarm Optimization yang diajukan.

3.1 Simulasi Sistem IEEE 30 Bus

Sistem pada jaringan listrik IEEE 30 Bus terdiri dari 6 unit pembangkit yang terhubung pada bus-bus 1, 2, 13, 22, 23, dan 27. Pada sistem ini, bus 1 berperan sebagai slack bus. Diagram satu garis (one-line diagram) dari sistem IEEE 30 bus dapat ditemukan pada Gambar 3.1. Detail-data yang digunakan dalam simulasi, seperti data bus, data saluran, kapasitas pembangkitan masing-masing unit, dan data koefisien biaya setiap pembangkit, terdokumentasi dalam Tabel 1 hingga Tabel 4.



Gambar 1. Simulasi Sistem IEEE 30 Bus

Tabel 1. Data Simulasi Sistem IEEE 30 Bus

Bus No	Bus Code	Voltage Magnitude	Load
--------	----------	-------------------	------

First Author (Prototipe Sistem Operasi Tenaga Listrik Dengan Kestabilan Steady State Global Menggunakan Mispo)

			Angle Degree	MW	MVAR
1	1	1.000	0,0	0	0
2	2	1.000	0,0	21,7	12,7
3	0	1.000	0,0	2,4	1,2
Bus No	Bus Code	Voltage Magnitude	Angle Degree	Load	
				MW	MVAR
4	0	1.000	0,0	7,6	1,6
5	0	1.000	0,0	0	0
6	0	1.000	0,0	0	0
7	0	1.000	0,0	22,8	10,9
8	0	1.000	0,0	30	30
9	0	1.000	0,0	0	0
10	0	1.000	0,0	5,8	2
11	0	1.000	0,0	0	0
12	0	1.000	0,0	11,2	7,5
13	2	1.000	0,0	0	0
14	0	1.000	0,0	6,2	1,6
15	0	1.000	0,0	8,2	2,5
16	0	1.000	0,0	3,5	1,8
17	0	1.000	0,0	9	5,8
18	0	1.000	0,0	3,2	0,9
19	0	1.000	0,0	9,5	3,4
20	0	1.000	0,0	2,2	0,7
21	0	1.000	0,0	17,5	11,2
22	2	1.000	0,0	0	0
23	2	1.000	0,0	3,2	1,6
24	0	1.000	0,0	8,7	6,7
25	0	1.000	0,0	0	0
26	0	1.000	0,0	3,5	2,3
27	2	1.000	0,0	0	0
28	0	1.000	0,0	0	0
29	0	1.000	0,0	2,4	0,9
30	0	1.000	0,0	10,6	1,9

Tabel 2. Data Saluran pada Simulasi Sistem IEEE 30 Bus

i - j	R	X	1/2 B	i - j	R	X	1/2 B
1 - 2	0,02	0,06	0,02	15 - 18	0,11	0,22	0,00
1 - 3	0,05	0,19	0,01	18 - 19	0,06	0,13	0,00
2 - 4	0,06	0,17	0,01	19 - 20	0,03	0,07	0,00
3 - 4	0,01	0,04	0,00	10 - 20	0,09	0,21	0,00
2 - 5	0,05	0,20	0,01	10 - 17	0,03	0,08	0,00
2 - 6	0,06	0,18	0,01	10 - 21	0,03	0,07	0,00
4 - 6	0,01	0,04	0,00	10 - 22	0,07	0,15	0,00
5 - 7	0,05	0,12	0,01	21 - 22	0,01	0,02	0,00
6 - 7	0,03	0,08	0,01	15 - 23	0,10	0,20	0,00
6 - 8	0,01	0,04	0,00	22 - 24	0,12	0,18	0,00
6 - 9	0,00	0,21	0,00	23 - 24	0,13	0,27	0,00
6 - 10	0,00	0,56	0,00	24 - 25	0,19	0,33	0,00
i - j	R	X	1/2 B	i - j	R	X	1/2 B
9 - 11	0,00	0,21	0,00	25 - 26	0,25	0,38	0,00
9 - 10	0,00	0,11	0,00	25 - 27	0,11	0,21	0,00
4 - 12	0,00	0,26	0,00	28 - 27	0,00	0,40	0,00
12 - 13	0,00	0,14	0,00	27 - 29	0,22	0,42	0,00
12 - 14	0,12	0,26	0,00	27 - 30	0,32	0,60	0,00
12 - 16	0,09	0,20	0,00	29 - 30	0,24	0,45	0,00
14 - 15	0,22	0,20	0,00	8 - 28	0,06	0,20	0,01
16 - 17	0,08	0,19	0,00	6 - 28	0,02	0,06	0,01

Batasan daya aktif dan juga daya reaktif yang dihasilkan oleh setiap pembangkit oleh sistem yang ada di IEEE 30 bus dicantumkan dalam Tabel 3.3 berikut ini.

Tabel 3. Data Generator Sistem IEEE 30 Bus

No	Pembangkit	Daya Aktif (MW)		Daya Reaktif (MVAR)	
		Min	Maks	Min	Maks
1	Pembangkit 1	20	80	-20	100
2	Pembangkit 2	20	80	-20	100
3	Pembangkit 3	15	50	-15	80
4	Pembangkit 4	10	55	-15	60
5	Pembangkit 5	10	30	-10	50
6	Pembangkit 6	12	40	-15	60

Karakteristik biaya untuk pembangkit yang berlaku untuk setiap pembangkit dalam sistem IEEE 30 bus diberikan dalam Tabel 3.4 berikut ini.

Tabel 3. Data Fungsi Biaya di Pembangkit Sistem IEEE dengan 30 Bus

No	Pembangkit	Fungsi Biaya (Rp/Jam)
1	Pembangkit 1 (bus 1)	$C_1 = 0,02 P_1^2 + 2 P_1 + 0$
2	Pembangkit 2 (bus 2)	$C_2 = 0,0175 P_2^2 + 1,75 P_1 + 0$
3	Pembangkit 3 (bus 13)	$C_3 = 0,0625 P_3^2 + 1 P_3 + 0$
4	Pembangkit 4 (bus 22)	$C_4 = 0,0083 P_4^2 + 3,25 P_4 + 0$
5	Pembangkit 5 (bus 23)	$C_5 = 0,025 P_5^2 + 3 P_5 + 0$
6	Pembangkit 6 (bus 27)	$C_{26} = 0,025 P_{26}^2 + 3 P_{26} + 0$

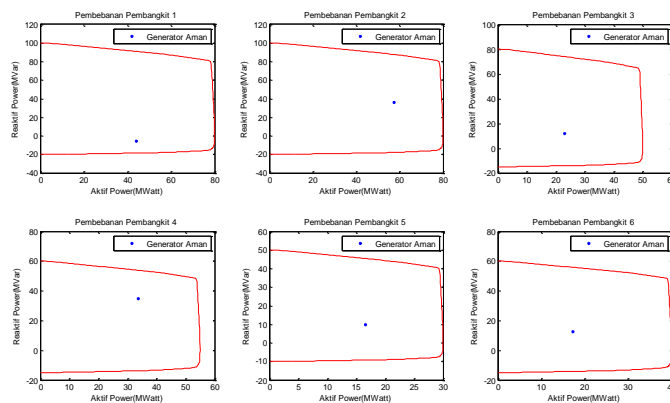
3.1.1 Hasil Simulasi Lagrange

Simulasi pada sistem IEEE 30 bus menggunakan metode Lagrange menghasilkan data yang ditampilkan pada Tabel 3.5 berikut.

Tabel 5. Hasil Simulasi Sistem IEEE 30 Bus dengan Menggunakan Metode Lagrange

No	Pembangkit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVar)	Biaya (\$/h)
1	Pembangkit 1	44,14	-5,28	126,91
2	Pembangkit 2	57,67	36,47	158,21
3	Pembangkit 3	23,02	12,03	55,87
No	Pembangkit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVar)	Biaya (\$/h)
4	Pembangkit 4	32,76	34,74	118,79
5	Pembangkit 5	16,72	9,76	56,28
6	Pembangkit 6	17,51	12,74	59,28
Total		191,84	100,48	575,37
Total Losses = 2,649 MW				
Nilai Indeks Stabilitas = -8,388				

Titik operasi masing masing pembangkit dari hasil lagrange ditunjukkan pada Gambar 3.2 berikut.



Gambar 2. Hasil Simulasi Lagrange

Tabel 5 menggambarkan hasil dari simulasi pada sistem IEEE dengan 30 Bus menggunakan metode Lagrange. Dalam simulasi ini, dari total 6 pembangkit yang tersedia, ditemukan bahwa biaya total pembangkitan mencapai 575,37 S/jam. Selain itu, total daya aktif

yang dihasilkan oleh pembangkit mencapai 191,84 MW, yang cukup untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 189,2 MW. Selain itu, terdapat pula daya yang hilang di dalam jaringan sebesar 2,64 MW.

Apabila kita menggabungkan daya beban dengan daya yang hilang di dalam jaringan, total daya yang dihasilkan adalah 191,84 MW. Hasil ini menunjukkan bahwa Keseimbangan daya atau equality constraints telah terpenuhi, yang berarti bahwa jumlah daya yang dihasilkan oleh setiap pembangkit (Pi) sama dengan total daya yang dibutuhkan oleh beban (PD) ditambah dengan daya yang hilang dalam jaringan (PL). Gambar 3.2 mengilustrasikan daya yang dihasilkan oleh masing-masing pembangkit untuk memenuhi kebutuhan total beban. masih berada dalam batasan kurva kapabilitas generator dan dapat dinyatakan bahwa seluruh titik operasi generator dalam keadaan aman (beroperasi sesuai kapabilitas setiap pembangkit).

3.1.2 Hasil Simulasi MIPSO

Hasil dari simulasi yang menggunakan metode MIPSO pada sistem IEEE 30 bus terdokumentasi dalam Tabel 3.6 dan 3.7. Berikut adalah parameter-parameter yang digunakan dalam pelaksanaan algoritma MIPSO yang diusulkan untuk menyelesaikan optimisasi pembangkit pada sistem IEEE 30 bus:

1. Maksimum iterasi = 1000
2. Jumlah partikel = 6
3. PD = 189,2
4. Koefisien akselerasi, $ac1 = 2.05$ dan $ac2 = 2.05$
5. Jumlah swarm = 50

Simulasi optimisasi menggunakan MIPSO akan menghasilkan nilai P (daya aktif) yang optimal untuk setiap pembangkit, yang akan digunakan untuk memasok beban. Beban dasar dalam simulasi MIPSO diambil sebesar 189,2 MW, sesuai dengan data pembebanan yang ada.. Setiap kombinasi pembangkitan dari hasil MIPSO diperiksa atau dilihat keamanan operasi pembangkitnya berdasarkan gambar kurva kapabilitas generator.

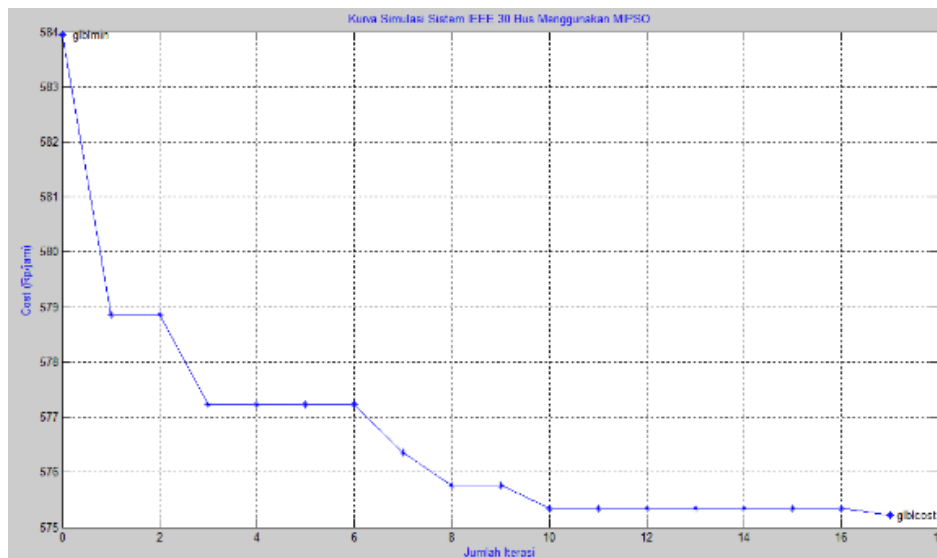
Tabel 4. Hasil dar 15 Kali Simulasi pada Sistem IEEE 30 Bus dengan Menggunakan MIPSO

No Percobaan	Total Cost (Rp/jam)	Losses (MW)	% Error Cost	% Error Losses
1	575,32	2,640	0,001	0,003
2	575,29	2,653	0,004	0,495
3	575,33	2,635	0,003	0,187
4	575,29	2,652	0,004	0,457
5	575,31	2,637	0,001	0,111
6	575,33	2,639	0,003	0,035
7	575,29	2,632	0,004	0,301
8	575,34	2,639	0,004	0,035
9	575,31	2,644	0,001	0,154
10	575,30	2,621	0,003	0,717
11	575,33	2,643	0,003	0,116
12	575,30	2,646	0,003	0,230
13	575,32	2,640	0,001	0,003
14	575,34	2,642	0,004	0,078
15	575,32	2,636	0,001	0,149

AVG	575,31	2,640	0,003	0,205
------------	---------------	--------------	--------------	--------------

Tabel 6 mengilustrasikan persentase perbedaan Rerata perbedaan setiap percobaan apabila dibandingkan dengan nilai rata-rata keseluruhan dari semua percobaan. Perbedaan persentase untuk total biaya pembangkitan hanya sekitar 0,003%, sedangkan perbedaan persentase untuk kerugian dalam jaringan mencapai 0,205%. Tabel 3.6 juga mencatat bahwa dalam percobaan ketujuh, berhasil ditemukan solusi dengan total biaya pembangkitan yang paling efisien, yaitu sekitar \$575,29 per jam. Selain itu, dalam Gambar 3.3, disajikan performa optimisasi biaya pembangkitan menggunakan MIPSO pada sistem IEEE 30 bus, dan hasil simulasi untuk setiap pembangkit dalam percobaan ketujuh terperinci dalam Tabel 3.7.

Kurva performance hasil simulasi pembangkitan pada IEEE 30 bus menggunakan metoda MIPSO ditunjukkan pada Gambar 3. Kurva performance menunjukkan biaya pembangkitan yang termurah diperoleh pada iterasi ke 17 dengan total biaya pembangkitan sebesar 575,29 \$/jam.



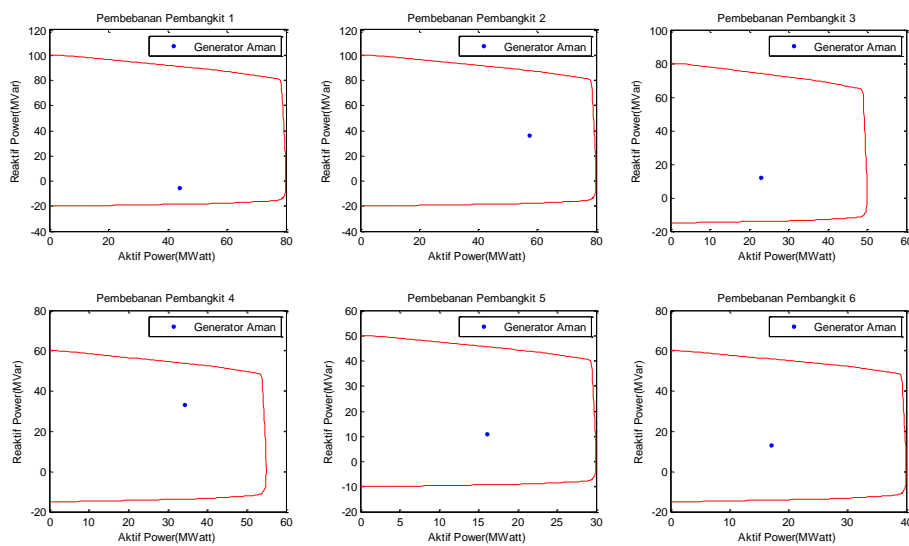
Gambar 3. Kurva Performance Optimisasi Biaya Pembangkitan

Tabel 7. Hasil Simulasi Pembangkitan Biaya Terkecil Sistem IEEE 30 Bus Menggunakan MIPSO

No	Pembangkit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVar)	Biaya (\$/h)
1	Pembangkit 1	44,00	-5,26	126,620
2	Pembangkit 2	57,33	36,51	157,833
3	Pembangkit 3	22,98	12,01	55,751
4	Pembangkit 4	36,29	33,32	121,526
5	Pembangkit 5	14,68	10,82	59,914
6	Pembangkit 6	16,52	13,00	58,649
Total		191,84	191,83	100,41
Total Losses = 2,632 MW				
Nilai Indeks Stabilitas = -8,269				

Tabel 7 menampilkan hasil dari simulasi pada sistem IEEE 30 Bus menggunakan metoda MIPSO. Dari 6 (enam) pembangkit yang ada di dapat biaya total pembangkitan sebesar 575,29 S/jam. Total daya aktif yang dibangkitkan sebesar 191,83 MW untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 189,2 MW (jumlah beban total pada tabel 3.1 kolom ke 5) ditambah dengan daya yang hilang di jaringan sebesar 2,632 MW. Apabila dijumlahkan daya pada beban dengan daya yang hilang pada jaringan akan diperoleh daya sebesar 191,83 MW. Hasil ini menunjukkan bahwa batasan keseimbangan daya (equality constraints) telah terpenuhi. Ini berarti bahwa jumlah daya yang dihasilkan oleh semua pembangkit (P_i) sama dengan jumlah daya yang dibutuhkan oleh beban (P_D) ditambah daya yang hilang dalam jaringan (P_L).

Untuk melihat titik operasi masing masing pembangkitan dari hasil optimisasi dengan batasan kurva kapabilitas generator pada sistem IEEE 30 bus ditunjukkan pada Gambar 4. Pada gambar terlihat 6 (enam) kurva, sesuai dengan jumlah pembangkit (generator) yang ada pada sistem IEEE 30 bus. Titik operasi masing masing pembangkit berada dalam kurva kapabilitas generator sehingga dapat dikatakan kondisi pengoperasian setiap pembangkit dalam keadaan aman. Dari Tabel 7 dan Gambar 4 terlihat bahwa pengoperasian pembangkit untuk memperoleh biaya pembangkit yang minimal memenuhi batasan keseimbangan beban dan batasan kurva kapabilitas generator sesuai dengan dasar teori yang ditulis



Gambar 2. Titik Operasi Masing Masing Pembangkitan dari Sistem IEEE untuk 30 Bus dengan Batasan Kurva Kapabilitas Generator

Tabel 5. Perbandingan Hasil Optimisasi Menggunakan Metoda Lagrange Dengan MIPSO

Daya Output (MW)	Lagrange	MIPSO
P1	44,147	44,006
P2	57,677	57,338
P3	23,022	22,985
P4	32,762	36,292
P5	16,721	14,686
P6	17,511	16,525
Losses (MW)	2,649	2,632

First Author (Prototipe Sistem Operasi Tenaga Listrik Dengan Kestabilan Steady State Global Menggunakan Mispso)

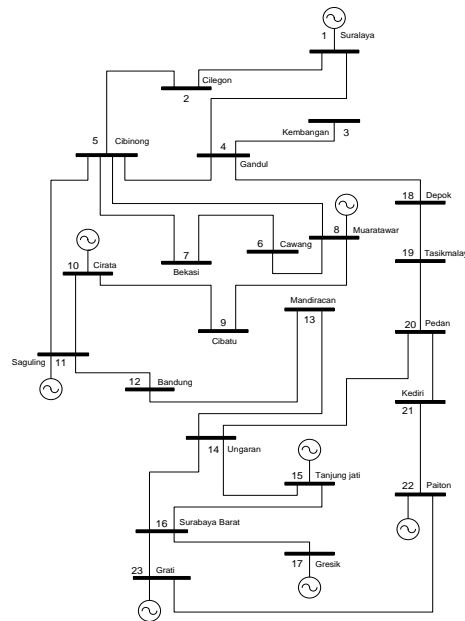
Total Pembangkitan (MW)	191,841	191,832
Total Biaya Pembangkitan (\$/jam)	575,37	575,29
Indeks Stabilitas	-8.798	-8,269

Dari hasil simulasi pada sistem IEEE 30 bus dengan menggunakan metoda lagrange diperoleh total untuk biaya pembangkitan sebesar 575,37 \$/jam. Dengan menggunakan metoda MIPSO diperoleh total biaya pembangkitan sebesar 575,29 \$/jam. Untuk mensuplai beban yang sama, MIPSO bisa menekan 0,08 \$/jam atau sekitar 0,01 %. Untuk melihat titik operasi masing masing pembangkit ditunjukkan pada Gambar 2 dan 4. Gambar tersebut menunjukkan masing-masing pembangkit bekerja atau beroperasi pada batas kemampuannya (dalam area kurva kapabilitas generator). Untuk melihat kestabilan sistem, selanjutnya dianalisa indeks kestabilan steady state dari hasil optimisasi metoda lagrange dan metoda MIPSO diatas menggunakan Radial Equivalent Independent (REI). Indeks stabilitas dari hasil lagrange sebesar -8,798 sedangkan indeks stabilitas dari hasil optimisasi MIPSO sebesar -8,269. Menurut metoda REI (persamaan 2.38), sistim dikatakan stabil apabila indeks stabilitasnya < 0 (kecil dari nol).

3.2 Sistem Kelistrikan Jawa Bali 500 Kv

Penggunaan data dalam penelitian ini merupakan data nyata yang berasal dari operasi aktual pembangkitan listrik serta data beban yang terkait dengan sistem kelistrikan 500 kV di wilayah Jawa-Bali. Sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali ini terdiri dari 23 titik distribusi (bus), 28 jalur transmisi, dan 8 pembangkit tenaga listrik.

Beberapa pembangkit yang terhubung dalam sistem ini mencakup pembangkit Suralaya di bus 1, pembangkit Muara Tawar yang terhubung dengan bus 8, pembangkit Cirata di bus 10, pembangkit Saguling yang terhubung dengan bus 11, pembangkit Tanjung Jati di bus 15, pembangkit Gresik yang terhubung ke bus 17, pembangkit Paiton di bus 22, dan pembangkit Grati di bus 23. Semua pembangkit ini terinterkoneksi melalui saluran transmisi 500 kV di wilayah Jawa-Bali. Diagram satu garis (one-line diagram) dari sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali dapat ditemukan dalam Gambar 5.



Gambar 5. One Line Diagram Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa Bali

Data pembebanan sistem 500 kV Jawa Bali yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data pembebanan yang tercatat pada tanggal 17 Maret 2009 pukul 19.30 WIB. Data mengenai sistem kelistrikan 500 kV Jawa Bali dibagi menjadi beberapa tabel sebagai berikut: Informasi mengenai pembangkitan dalam sistem kelistrikan 500 kV Jawa Bali disajikan dalam Tabel 3.9, rincian tentang fungsi biaya pembangkit dalam sistem interkoneksi 500 kV Jawa Bali terdokumentasikan dalam Tabel 3.10, data mengenai pembebanan dalam sistem kelistrikan Jawa Bali pada tanggal 17 Maret 2009 jam 19.30 WIB tersaji dalam Tabel 3.11, informasi terkait dengan saluran transmisi dapat ditemukan di Tabel 3.12, dan data mengenai reaktansi generator tersedia dalam Tabel 3.13.

Tabel 6. Data dari Pembangkitan pada Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa Bali

No	Pembangkit	Daya Aktif (MW)		Daya Reaktif (MVAR)	
		Min	Maks	Min	Maks
1	Suralaya	1500	3400	-600	2040
2	Saguling	400	700	-140	440
3	Cirata	400	1008	-488	488
4	Grati	150	827	-302	566
5	Paiton	1425	3254	-840	1920
6	Gresik	238	1050	-610	660
No	Pembangkit	Daya Aktif (MW)		Daya Reaktif (MVAR)	
		Min	Maks	Min	Maks
7	Muaratawar	1040	2200	-700	1540
8	Tanjung Jati	600	1220	-240	720

Tabel 7. Fungsi Biaya Pembangkit Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa Bali

No	Pembangkit	Fungsi Biaya (Rp/Jam)
1	Suralaya	$C_1 = 65,94 P_1^2 + 395668,05 P_1 + 31630,21$

First Author (Prototipe Sistem Operasi Tenaga Listrik Dengan Kestabilan Steady State Global Menggunakan Misp0)

2	Saguling	$C_{11} = 5502 P_{11}$
3	Cirata	$C_{10} = 6000 P_{10}$
4	Grati	$C_{23} = 533,92 P_{23}^2 + 2004960,63 P_{23} + 86557397,40$
5	Paiton	$C_{22} = 52,19 P_{22}^2 + 37370,67 P_{22} + 8220765,38$
6	Gresik	$C_{17} = 132,15 P_{17}^2 + 777148,77 P_{17} + 13608770,96$
7	Muaratawar	$C_8 = 690,98 P_8^2 + 2478064,47 P_8 + 107892572,17$
8	Tanjung Jati	$C_{15} = 21,88 P_{15}^2 + 197191 P_{15} + 1636484,18$

Tabel 8. Data Pembebanan Sistim Kelistrikan Jawa Bali pada 17 Maret 2009 Jam 19.30 WIB

No Bus	Nama Bus	Jenis Bus	Tegangan		Beban	
			Besar	Sudut	MW	MVAR
1	Suralaya	Slack	1,02	0	153	45
2	Cilegon	Beban	1	0	703	227
3	Kembangan	Beban	1	0	760	261
4	Gandul	Beban	1	0	544	181
5	Cibinong	Beban	1	0	697	215
6	Cawang	Beban	1	0	760	181
7	Bekasi	Beban	1	0	646	170
8	Muaratawar	Generator	1	0	0	0
9	Cibatu	Beban	1	0	823	317
10	Cirata	Generator	1	0	680	245
11	Saguling	Generator	1	0	0	0
12	Bandung Selatan	Beban	1	0	590	351
13	Mandiracan	Beban	1	0	397	136
14	Ungaran	Beban	1	0	329	363
15	Tanjungjati	Generator	1	0	0	0
16	Surabaya Barat	Beban	1	0	862	317
17	Gresik	Generator	1	0	210	91
18	Depok	Beban	1	0	0	0
19	Tasikmalaya	Beban	1	0	277	17
20	Pedan	Beban	1	0	524	244
21	Kediri	Beban	1	0	358	206
22	Paiton	Generator	1	0	839	272
23	Grati	Generator	1	0	130	193

Tabel 9. Data Saluran Sistem Kelistrikan Jawa-Bali 500 kV

Bus Asal	Bus Tujuan	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1 Suralaya	2 Cilegon	0,000626496	0,007008768	0
1 Suralaya	4 Gandul	0,006513273	0,062576324	0,01197964
2 Cilegon	5 Cibinong	0,013133324	0,146925792	0,007061141
3 Kembangan	4 Gandul	0,001513179	0,016928309	0
4 Gandu1	5 Cibinong	0,001246422	0,01197501	0
4 Gandu1	18 Depok	0,000694176	0,006669298	0

5 Cibinong	7 Bekasi	0,00444188	0,0426754	0
5 Cibinong	8 Muara Tawar	0,0062116	0,059678	0
5 Cibinong	11 Saguling	0,00411138	0,04599504	0,008841946
6 Cawang	7 Bekasi	0,001973648	0,01896184	0
6 Cawang	8 Muara Tawar	0,0056256	0,054048	0
8 Muara Tawar	9 Cibatu	0,002822059	0,027112954	0
9 Cibatu	10 Cirata	0,00273996	0,026324191	0
10 Cirata	11 Saguling	0,001474728	0,014168458	0
11 Saguling	12 Bandung Selatan	0,0019578	0,0219024	0
12 Bandung Selatan	13 Mandiracan	0,00699098	0,0671659	0,01285827
13 Mandiracan	14 Ungaran	0,013478	0,12949	0,024789624
14 Ungaran	15 Tanjung Jati	0,01353392	0,15140736	0,007276522
14 Ungaran	16 Surabaya Barat	0,01579856	0,1517848	0,007264438
14 Ungaran	20 Pedan	0,00903612	0,0868146	0
15 Tanjung Jati	16 Surabaya Barat	0,037539629	0,360662304	0,017261339
16 Surabaya Barat	17 Gresik	0,00139468	0,0133994	0
16 Surabaya Barat	23 Grati	0,003986382	0,044596656	0
18 Depok	19 Tasikmalaya	0,014056	0,157248	0,030228874
19 Tasikmalaya	20 Pedan	0,015311	0,171288	0,032927881
20 Pedan	21 Kediri	0,010291	0,115128	0,022131855
21 Kediri	22 Paiton	0,010291	0,115128	0,022131855
22 Paiton	23 Grati	0,004435823	0,049624661	0,009539693

Tabel 10. Data Reaktansi Generator

Generator	Ra	Xd'
Suralaya	0	0,1418445
Saguling	0	0,2820233
Cirata	0	0,0982143
Grati	0	0,2630799
Paiton	0	0,1567810
Gresik	0	0,1869112
Muara Tawar	0	0,0498565
Tanjung Jati	0	0,4842950

3.2.1 Simulasi

Mirip dengan sistem IEEE 30 bus yang telah dijelaskan sebelumnya, dalam sistem kelistrikan 500 kV Jawa Bali juga dilakukan simulasi perhitungan untuk menemukan nilai total biaya pembangkitan yang minimal, dengan memperhatikan kendala yang diberlakukan oleh kurva kapabilitas generator. Selanjutnya, evaluasi dilakukan dengan memeriksa batas indeks kestabilan steady state. Penghitungan batasan indeks stabilitas steady state dilakukan dengan menggunakan metode pendekatan Radial Equivalent Independent (REI).

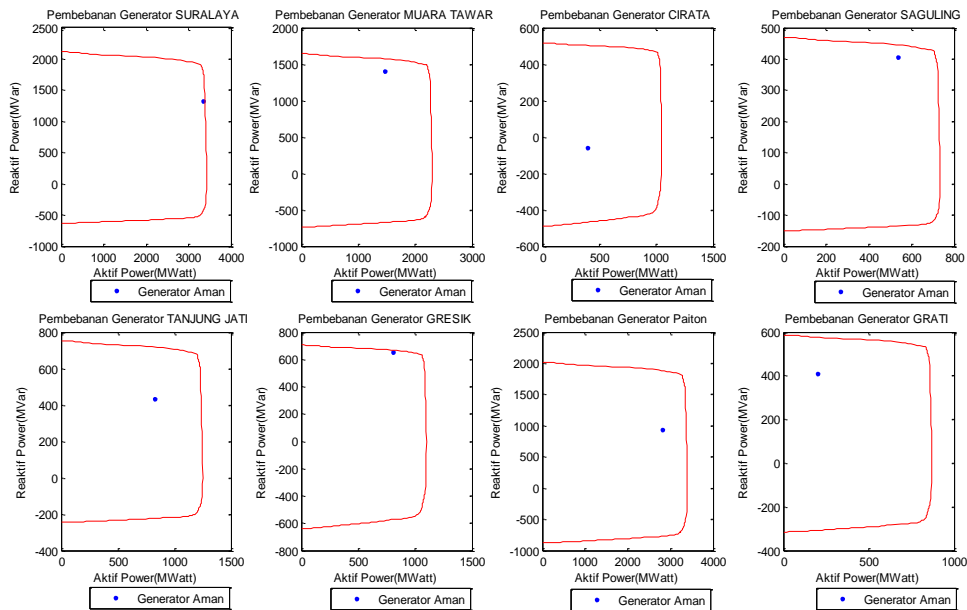
3.2.1.1 Hasil Pembangkitan Berdasarkan Data Rea

Tabel 14 menunjukkan real system Jawa Bali pada saat beban puncak malam hari pada tanggal 17 Maret 2009 pukul 19.30 WIB.

Tabel 11. Hasil Simulasi pada Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa Bali Berdasarkan Data Real (Sebelum Optimisasi)

No.	Pembangkit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MW)	Biaya (Rp/jam)
1	Suralaya	3.337,962	1.329,058	2.055.459.474,747
2	Muara Tawar	1.470,000	1.407,767	5.243.786.025,070
3	Cirata	400,000	-57,588	2.400.000,000
4	Saguling	535,000	405,890	2.943.570,000
5	Tanjung Jati	830,000	431,658	180.378.776,980
6	Gresik	810,000	656,302	729.802.889,660
7	Paiton	2.820,000	935,998	528.641.810,780
8	Grati	198,000	410,228	504.471.401,820
Total		10.400,962	5.527,474	9.247.883.949,06
Total Losses = 118,962 MW				

Titik operasi masing masing pembangkit dari hasil simulasi kondisi real sistim Jawa Bali ditunjukkan pada Gambar 6 berikut.



Gambar 3. Titik Operasi Masing Masing Pembangkit

3.2.1.2 Hasil Optimisasi Pembangkitan Menggunakan MIPSO

Berikut adalah parameter-parameter yang digunakan untuk menerapkan algoritma MIPSO yang diajukan dalam rangka menyelesaikan optimisasi pembangkit dalam sistem kelistrikan 500 kV Jawa Bali::

1. Jumlah swarm = 50

2. Jumlah partikel = 8
3. Maksimum iterasi = 1000
4. Koefisien akselerasi, $ac1 = 2.05$ dan $ac2 = 2.05$
5. PD = 10.282 MW

Untuk mengatasi permasalahan optimisasi dengan mempertimbangkan kerugian dalam jaringan, metode MIPSO digabungkan dengan perhitungan aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson. Selanjutnya, setiap kombinasi pembangkitan yang dihasilkan dari proses MIPSO akan dinilai dalam hal keamanan operasi pembangkitnya, dengan merujuk pada kurva kapabilitas generator yang ada.

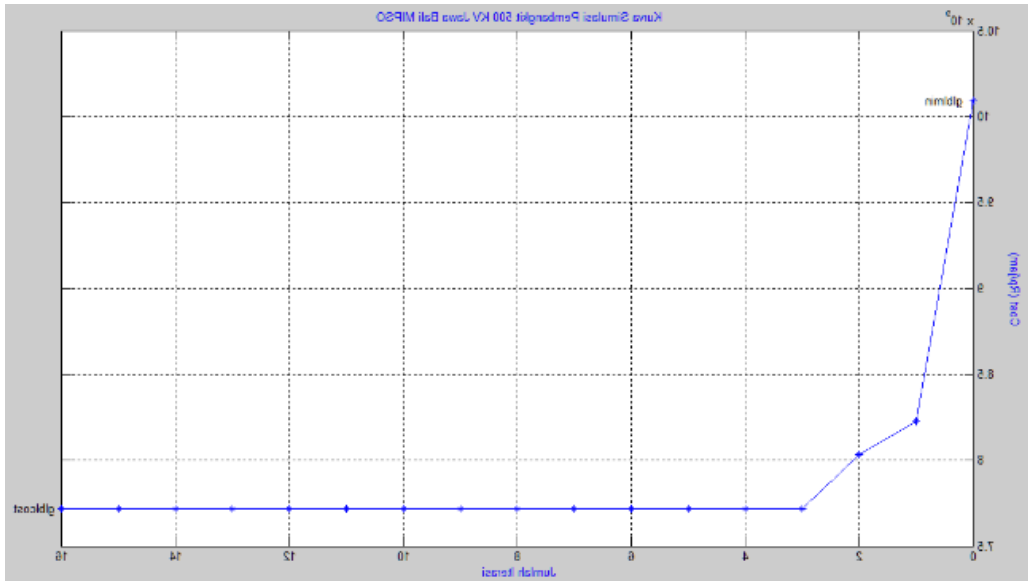
Hasil dari 15 kali simulasi yang menggunakan metode MIPSO untuk sistem kelistrikan 500 kV Jawa Bali tampil dalam Tabel 3.15 dan 3.16. Tabel 3.15 memperlihatkan persentase perbedaan rata-rata antara setiap percobaan dibandingkan dengan nilai rata-rata keseluruhan percobaan. Rata-rata persentase perbedaan untuk total biaya pembangkitan adalah sekitar 3,022%, sementara rata-rata persentase perbedaan untuk kerugian (losses) dalam jaringan sekitar 0,052%. Tabel 15 juga mencatat bahwa pada percobaan keenam, ditemukan nilai total biaya pembangkitan yang paling rendah, yakni sebesar Rp 7.714.846,25 per jam. Rincian hasil simulasi dari percobaan keenam untuk masing-masing pembangkit tercantum dalam Tabel 16.

Tabel 12. Hasil Simulasi Optimisasi Sistem Jawa Bali 500 KV Menggunakan MIPSO

No. Percobaan	Total Cost (Rp/jam)	Losses(MW)	(cont-AVG) %	(losses-AVG) %
1	8.784.673.632,440	168,233	5,936	0,026
2	8.201.379.391,610	163,539	1,098	0,002
3	8.436.368.496,190	151,104	1,735	0,078
4	8.458.481.217,870	144,584	2,002	0,118
5	8.333.746.583,860	163,921	0,498	0,000
6	7.714.846.255,020	180,765	6,966	0,103
7	8.291.474.133,020	156,575	0,012	0,045
8	8.152.887.759,050	170,913	1,683	0,043
9	8.455.069.389,850	178,262	1,961	0,088
10	8.157.305.312,880	139,900	1,630	0,146
11	8.013.186.640,870	163,725	3,368	0,001
12	8.634.067.323,680	169,853	4,120	0,036
13	8.193.740.306,100	166,800	1,190	0,018
14	8.824.460.261,240	169,306	6,415	0,033
15	7.735.186.278,160	171,079	6,720	0,044
AVG	8.292.458.198,789	163,904	3,022	0,052

Kurva performance hasil simulasi pembangkitan pada sistem 500 kV Jawa Bali menggunakan metoda MIPSO untuk percobaan ke 6 (enam) ditunjukkan pada gambar 3.7. Kurva performance menunjukkan biaya pembangkitan yang termurah diperoleh pada iterasi ke 16 dengan total biaya pembangkitan sebesar 7.714.846.255,020 Rp/jam.

First Author (Prototipe Sistem Operasi Tenaga Listrik Dengan Kestabilan Steady State Global Menggunakan Mispso)



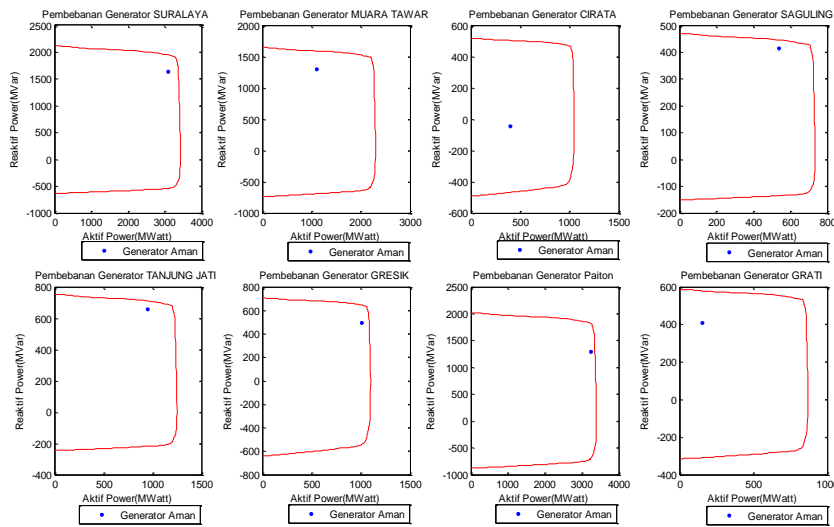
Gambar 4. Kurva Performance Optimisasi Biaya Pembangkitan Sistem 500 kV Jawa Bali Menggunakan MIPSO

Tabel 13. Hasil Simulasi Optimisasi Biaya Paling Minimal Sistem Jawa Bali dengan Menggunakan MIPSO

No.	Pembangkit	P (MW)	Q (MW)	Biaya (Rp/jam)
1	Suralaya	3.083,271	1.644,987	1.846.845.930,101
2	Muara Tawar	1.093,715	1.298,556	3.644.749.451,411
3	Cirata	400,000	-43,069	2.400.000,000
4	Saguling	535,000	414,724	2.943.570,000
5	Tanjung Jati	943,806	658,586	207.237.217,219
6	Gresik	1.007,343	492,488	930.562.457,978
7	Paiton	3.249,630	1.299,051	680.792.936,411
8	Grati	150,000	409,009	399.314.691,900
Total		10.400,962	6.174,333	7.714.846.255,02
Total Losses = 180,765 MW				

Untuk melihat titik operasi masing masing pembangkitan dari hasil optimisasi dengan batasan kurva kapabilitas generator pada sistem kelistrikan 500 kV Jawa Bali ditunjukkan pada Gambar 3.8. Pada gambar terlihat 8 (delapan) buah kurva, sesuai dengan jumlah pembangkit (generator) yang ada pada sistem kelistrikan 500 kV Jawa Bali. Titik operasi pembebanan pada pembangkit Tanjung Jati, Gresik, Paiton hampir menyentuh garis kurva kabalitas generator, hal ini disebabkan pembangkit pembangkit tersebut dioperasikan mendekati maksimal karena mempunyai nilai fungsi biaya yang lebih kecil dibandingkan pembangkit Muara Tawar dan Grati (tabel 3.10). Sebaliknya pembangkit Muara Tawar dan Grati dioperasikan minimal. Secara keseluruhan daya yang dibangkitkan masing masing pembangkit untuk memenuhi seluruh kebutuhan beban masih berada dalam batasan kurva kapabilitas generator dan dapat

dinyatakan bahwa seluruh titik operasi generator dalam keadaan aman (beroperasi sesuai kapabilitas setiap pembangkit).



Gambar 5. Titik Operasi Masing Masing Pembangkitan Sistem 500 kV Jawa Bali Dengan Batasan Kurva Kapabilitas Generator

3.2.1.3 Simulasi Perhitungan Indeks Kestabilan Steady State

Untuk menghitung nilai indeks stabilitas steady state dari sistem tenaga listrik, penulis mencoba menggunakan metode pendekatan Radial Equivalent Independent (REI). Perhitung indeks stabilitas steady state juga dilakukan pada kasus IEEE 30 bus diatas, namun karena proses perhitunganya sama, maka uraian dari perhitunganya hanya ditampilkan pada kasus sistem Jawa Bali.

Data mengenai saluran baru mencakup sebanyak 33 titik distribusi (bus), di mana bus 1 hingga 8 adalah bus pembangkit, bus 9 dan 10 adalah pusat beban, bus 11 hingga 25 adalah bus beban, dan bus 26 hingga 33 adalah bus dengan parameter reaktansi generator (X_d'). Selanjutnya, data mengenai saluran baru ini telah diolah dengan menggunakan metode eliminasi Gaussian. Hasil dari proses ini adalah Tabel 3.17 yang menggambarkan transformasi data dari 33 bus menjadi 8 bus pembangkit dan 1 bus beban menggunakan metode Radial Equivalent Independent (REI).

Tabel 14. Hasil Matrik Y Setelah Direduksi

No Bus	Y
1	-0.2170 - 2.8173i
8	-0.2189 - 2.5785i
10	-0.1715 - 1.8979i
11	-0.0906 - 31867i
15	0.1123 - 0.6796i
17	0.0234 - 1.6337i
22	-0.0303 - 2.1766i
23	0.1404 - 0.6721i
9	0.2397 +15.6077i

Tabel 15. Hasil Simulasi Kondisi Real (Sebelum Optimisasi) Sistem Jawa Bali dan Nilai Indeks Stabilitas Steady State

No.	Pembangkit	P (MW)	Q (MW)	Biaya (Rp/jam)
1	Suralaya	3.337,962	1.329,058	2.055.459.474,747
2	Muara Tawar	1.470,000	1.407,767	5.243.786.025,070
3	Cirata	400,000	-57,588	2.400.000,000
4	Saguling	535,000	405,890	2.943.570,000
5	Tanjung Jati	830,000	431,658	180.378.776,980
6	Gresik	810,000	656,302	729.802.889,660
7	Paiton	2.820,000	935,998	528.641.810,780
8	Grati	198,000	410,228	504.471.401,820
Total		10.400,962	5.527,474	9.247.883.949,06
Total Losses = 118,962 MW				
Nilai Indeks Stabilitas Steady State = -33,88				

Tabel 16. Hasil Simulasi Sistem Jawa Bali (Setelah Optimisasi Menggunakan MIPS0) dan Nilai Indeks Stabilitas Steady State

No.	Pembangkit	P (MW)	Q (MW)	Biaya (Rp/jam)
1	Suralaya	3.083,271	1.644,987	1.846.845.930,101
2	Muara Tawar	1.093,715	1.298,556	3.644.749.451,411
3	Cirata	400,000	-43,069	2.400.000,000
4	Saguling	535,000	414,724	2.943.570,000
5	Tanjung Jati	943,806	658,586	207.237.217,219
6	Gresik	1.007,343	492,488	930.562.457,978
7	Paiton	3.249,630	1.299,051	680.792.936,411
8	Grati	150,000	409,009	399.314.691,900
Total		10.400,962	6.174,333	7.714.846.255,02
Total Losses = 180,765 MW				
Nilai Indeks Stabilitas Steady State = -24,70				

Tabel 18 dan 19 menunjukkan hasil simulasi MIPS0 bisa menekan atau mengurangi jumlah total biaya pembangkitan sebesar 1.533.037.694,- Rp/jam (sekitar 16,57 %) dari 9.247.883.949,- Rp/jam menjadi 7.714.846.255 Rp/jam. Sistem Jawa Bali pada saat melayani beban sebesar 10.282 MW sesuai dengan data pembebanan pada hari Selasa tanggal 17 Maret 2009 jam 19.30 WIB memiliki indeks stabilitas steady state sebesar -33,88. Setelah dilakukan optimisasi pembangkitan terhadap data beban tersebut diperoleh indeks stabilitas steady state sebesar -24,70. Dalam hal ini berarti tingkat kestabilan kondisi real (sebelum optimisasi) lebih bagus 27,09 % apabila dibandingkan dengan setelah dilakukan optimisasi dengan metoda MIPS0.

4. Kesimpulan

1. Hasil simulasi menunjukkan bahwa Modified Improved Particle Swarm Optimization (MIPSO) dapat digunakan sebagai metode untuk mencari solusi dengan biaya pembangkitan terendah dalam sistem tenaga listrik. Dalam perbandingan dengan metode Lagrange, MIPSO mampu mengurangi total biaya pembangkitan. Contohnya, pada sistem 30 bus IEEE, metode Lagrange menghasilkan total biaya pembangkitan sekitar 575,37 \$ per jam, sementara metode MIPSO menghasilkan total biaya pembangkitan sekitar 575,29 \$ per jam.. Untuk sistim Jawa Bali, dengan menggunakan MIPSO bisa menekan total biaya pembangkitan dari 9.247.883.949,06 Rp/jam menjadi 7.714.846.255,020 Rp/jam. Sehingga selisih total biaya pembangkitan sebesar 1.533.037.694,- Rp/jam (sekitar 16,57 %).
2. Gambar 3.2, 3.4, 3.6, dan 3.8 menunjukkan titik operasi masing masing pembangkitan. Dari gambar tampak bahwa setiap pembangkit bekerja dalam batas kemampuannya sehingga masing pembangkit beroperasi dalam keadaan aman.
3. Nilai indeks stabilitas steady state yang diperoleh dari hasil simulasi menunjukkan keseluruhan sistim stabil, karena nilai indeksnya < 0 (kecil dari nol). Namun penekanan biaya pembangkitan tidak diikuti dengan perbaikan nilai indeks kestabilan steady state. Semakin kecil total biaya pembangkitan yang dihasilkan dari simulasi, nilai indeks stabilitas justru bertambah atau mendekati 0 (nol).

DAFTAR PUSTAKA

- [1] S. Suropto, "ANALISIS UPAYA PENURUNAN BIAYA PEMAKAIAN ENERGI LISTRIK PADA LAMPU PENERANGAN," *TELKOMNIKA Telecommunication, Computing, Electronics and Control*, no. 1, pp. 39-44, 2007.
- [2] A. Violita, A. Priyadi dan I. Robandi, "Optimisasi Economic Dispatch pada Sistem Kelistrikan Jawa Bali 500 kV menggunakan Differential Evolutionary Algorithm," *JURNAL TEKNIK ITS*, no. 1, p. 155, 2012.
- [3] D. J. Mahaputra, R. S. Wibowo dan A. Priyadi, "Economic dan Emission dispatch pada Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Composite Generation Cost Function dengan Metode Cuckoo Optimization Algorithm," *JURNAL TEKNIK ITS*, no. 6, p. 34, 2017.
- [4] Y. Firman, "Design monitoring of distribution transformer load by messenger based on microcontroller atmega 128.," *4th International Conference on Computer Applications and Information Processing Technology (CAIPT)*, pp. 1-3, 2018.
- [5] F. Yudianto dan R. Budiarti, "analysis of electrical distribution systems java-bali 500 kv based on steady state stability limit using radial equivalent independent (rei) dimo.," *PROCEEDING International Conference Technopreneur and Education*, vol. 1, no. 1, 2019.
- [6] F. Yudianto dan A. Kamil, "PROTOTYPE PEMODELAN MONITORING PENGISIAN DAN PENCEGAHAN KEBAKARAN BATUBARA PADA SILO BERBASIS PLC-SCADA MENGGUNAKAN FUZZY.," *Prosiding Seminar Sains Nasional dan Teknologi*, vol. 1, no. 1, 2019.
- [7] F. Yudianto, "Analisa Sistem Kelistrikan Distribusi Jawa Bali 500 KV dengan Batas Stabilitas Steady State Menggunakan Radial Equivalent Independent (REI) DIMO," *Technology Science and Engineering Journal*, vol. 1, no. 1, pp. 14-20, 2017.
- [8] F. Yudianto, T. Herlambang, F. Susanto, A. Suryowinanto dan B. Tomasouw, "Design of ROV Straight Motion Control Using Proportional Sliding Mode Control Method," *BAREKENG: Jurnal Ilmu Matematika Dan Terapan*, no. 16, pp. 1051-1058., 2022.

- [9] i. dARMAWAN, "ANALISIS KESTABILAN STEADY STATE GENERATOR PADA SISTEM JAMALI 500KV MENGGUNAKAN METODE POWER FLOW TRACING," *Jurnal Teknik ITS*, 2018.
- [10] B. Y. Pratama dan H. Yuniarto, "PERANCANGAN PROSES IMPLEMENTASI MACHINE LEARNING DALAM MAINTENANCE MANAGEMENT UNTUK MENCEGAH DERATING," *J@ti Undip: Jurnal Teknik Industr*, no. 16, p. 134, 2021.
- [11] Rusilawati dan a. Soeparijanto, "PENENTUAN BATAS KESTABILAN STEADY STATE GENERATOR DENGAN KONSEP REI-DIMO," *Seminar Nasional "Inovasi dalam Desain dan Teknologi" - IDEaTech 2015*, 2015.
- [12] F. Yudianto dan T. Wulan, "Pembangunan Sistem Informasi Lampu Jalan Berbasis SMS Gateway dan Geographical Information System.," *Seminar Nasional Sains dan Teknologi Terapan (SNTEKPAN IV)*, 2016.
- [13] S. Kanata, S. Sarijaya dan P. S. Hadi, "MODIFIED IMPROVED PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (MIPSO) SEBAGAI SOLUSI ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN 500 kV JAWA-BAL," *Jurnal Transmisi*, 2013.
- [14] N. Nurahman dan W. Warisa, "IMPLEMENTASI ALGORITMA NEURAL NETWORK PADA BANTUAN TUNAI LANGSUNG DI DESA PELANGSIAN MENGGUNAKAN RAPIDMINER," *SEMANTIK*, no. 8, 2022.
- [15] F. Yudianto, F. Susanto dan T. Herlambang, "Prototype of distribution transformer load reliability system based using visual basic interface," *IJAERS: International Journal of Advanced Engineering Research and Science*, pp. 203-208, 2022.