

35/04/H/09



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember



RTMA
SKS. 55
100m
A-1
2009

TESIS - SM 2310

**PERBANDINGAN SOLUSI *ECONOMIC DISPATCH*
ANTARA METODE *LAGRANGE MULTIPLIER*
DENGAN *GAUSSIAN PARTICLE SWARM
OPTIMIZATION (GPSO)***

SITI KOMSIYAH
NRP. 1207 201 744

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Mohammad Isa Irawan, MT
Drs. Nurul Hidayat, MKom

PROGRAM STUDI MAGISTER
JURUSAN MATEMATIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2009

PERPUSTAKAAN ITS	
Tgl. Terima	17-2-2009
Terima Dari	H
No. Agenda Prp.	125

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Sains (M.Si)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

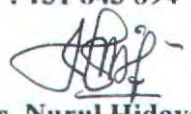
oleh:
SITI KOMSIYAH
Nrp. 1207 201 744

Tanggal Ujian: 30 Januari 2009
Periode Wisuda: Maret 2009

Disetujui oleh:


1. Dr. M. Isa Irawan, MT
NIP: 131 843 894

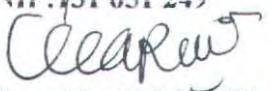
(Pembimbing I)


2. Drs. Nurul Hidayat, M.Kom
NIP: 131 835 479

(Pembimbing II)


3. Drs. Sullisty, MT
NIP: 131 651 249

(Penguji)


4. Dra. Mardlijah, MT
NIP: 131 933 301

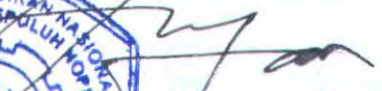
(Penguji)


5. Valeriana Lukitosari, S.Si, MT
NIP: 132 206 272

(Penguji)



Direktor Program Pascasarjana,


Prof. Dr. Ir. Suparno, MSIE
NIP. 130 832 035

PERBANDINGAN SOLUSI *ECONOMIC DISPATCH* ANTARA METODE *LAGRANGE MULTIPLIER* DENGAN *GAUSSIAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (GPSO)*

Nama Mahasiswa : Siti Komsiyah
NRP : 1207 201 744
Pembimbing : Dr. M. Isa Irawan, M.T
Co - Pembimbing : Drs. Nurul Hidayat, M.Kom

ABSTRAK

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik (*power system*), perencanaan yang ekonomis merupakan salah satu parameter yang harus diperhitungkan karena dengan perencanaan yang ekonomis akan memberikan banyak penghematan dalam biaya operasional..

Sasaran dari masalah *Economic Dispatch* pada pembangkitan energi listrik adalah untuk mengatur pembagian output pada sejumlah unit pembangkit sesuai beban yang diminta (*load demand*) dengan biaya operasional minimum namun tetap memenuhi persamaan dan pertidaksamaan kendala pada semua unit dan sistem.

Dalam penelitian ini, permasalahan *Economic Dispatch* yang mempunyai fungsi biaya non linear diselesaikan dengan metode swarm intelligent yaitu *Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO)*. GPSO adalah algoritma stokastik berdasarkan populasi yang gerakannya diinspirasi oleh swarm intelligent dan teori probabilitas. Untuk menganalisis keakuratannya, maka solusi *Economic Dispatch* dengan metode GPSO akan dibandingkan dengan metode *Lagrange Multiplier*. Dari hasil uji coba yang dilakukan dengan metode GPSO memberikan perhitungan perencanaan ekonomis yang lebih baik daripada dengan metode *Lagrange Multiplier*.

Kata Kunci : *power system, load demand, Gaussian Particle Swarm Optimization, Lagrange Multiplier*

COMPARISON OF *ECONOMIC DISPATCH* SOLUTION BETWEEN *LAGRANGE MULTIPLIER METHOD* AND *GAUSSIAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (GPSO)*

Name : Siti Komsiyah
Student Identity Number : 1207 201 744
Supervisor : Dr. M. Isa Irawan, M.T
Co - Supervisor : Drs. Nurul Hidayat, M. Kom

ABSTRACT

In the operating of electric power system, an economic planning is one of variables that its must be considered since economically planning will give more efficiency in operational cost.

The objective of the Economic Dispatch problem of electric power generation is for scheduling the committed generating units outputs so as to meet the required load demand at minimum operating cost while satisfying all units and system equality and inequality constraint.

In this research the Economic Dispatch problem which has non linear cost function solved by using swarm intelligent method is Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO). GPSO is a population-based stochastic algorithms which their moving inspired by swarm intelligent and probabilities theories. To analyze its accuracy, the Economic Dispatch solution by GPSO method will be compared with Lagrange Multiplier method. From the test result in GPSO method give economically planning calculation which it more better than Lagrange Multiplier method.

Keywords : power system, load demand, Gaussian Particle Swarm Optimization, Lagrange Multiplier

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT., karena atas taufiq, hidayah serta inayah-Nya, akhirnya tesis ini dapat diselesaikan sebagai salah satu syarat dalam menyelesaikan studi program Magister Matematika Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul

PERBANDINGAN SOLUSI *ECONOMIC DISPATCH* ANTARA METODE *LAGRANGE MULTIPLIER* DENGAN *GAUSSIAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (GPSO)*

Selanjutnya sholawat serta salam senantiasa tercurahkan kepada Nabi Muhammad SAW beserta para sahabat dan keluarga Beliau.

Dalam melakukan penelitian tesis ini selain makan waktu, tenaga serta finansial, penulis juga menyadari bahwa penelitian tesis ini dapat diselesaikan semata-mata disamping karena pertolongan Allah SWT, juga berkat doa, dorongan, serta bantuan beberapa pihak. Untuk itu penulis menyampaikan ucapan terimakasih kepada :

1. Kedua orang tuaku (Muh. Koderi dan Diyem) untuk setiap doa, dorongan, dan kesabaran, juga kedua kakakku (Kartini dan Khoirul Munawaroh), semoga Allah SWT senantiasa memberikan nikmat islam dan iman kepada keluarga kita, Amin
2. Prof. Dr. Ir . Suparno, MSIE, selaku Direktur Program Pasca Sarjana ITS Surabaya.
3. Dr. M. Isa Irawan, MT, selaku Kaprodi S2 Matematika ITS dan dosen pembimbing untuk arahan dan bimbingan nya selama penulis melaksanakan penelitian ini.
4. Drs. Nurul Hidayat, MKom, selaku pembimbing atas arahan, bimbingan dan nasihatnya buat penulis dalam upaya perbaikan penelitian tesis ini.
5. Dosen penguji, Drs. Sulistyono, MT, Dra. Mardiyah, MT, dan Valeriana Lukitosari, S.Si, MT untuk koreksi, kritik dan sarannya dalam upaya penyempurnaan penelitian tesis ini.
6. Prof. Dr. Basuki Widodo, M.Sc selaku Ketua Jurusan Matematika ITS Surabaya
7. Segenap dosen dan karyawan Jurusan Matematika ITS untuk didikan dan kemudahan selama penulis menempuh studi di Jurusan Matematika.
8. Seluruh keluarga dan saudara-saudaraku di Madiun, Malang dan keluarga di Tanjung Senang untuk kebersamaan, doa, dan dukungan yang luar biasa.
9. Ketiga keponakanku (Salma Karmina putri, Iqbal Farhan Arya Dzaki, dan Najwa Natania Humairoh) atas kehangatan kalian yang lucu-lucu, tante kangen nih sama kalian.
10. BeeQ, Try Frisma Surya, untuk motivasi, dukungan, saran, doa, kesabaran, serta kepercayaan yang diberikan selama ini. Semoga kita senantiasa bisa lebih dekat kepada-NYA.Amin.
11. Teman-teman seperjuanganku di BU'07 (lia, erika, mamik, chorin, vien, mila, win, destina, hana, disa, ratna, mbak yuli, lubah, arik, budi, pak purnomo) ,

angkatan regular 2007 dan lainnya (Ummu, Farida, Rika, pak Deny, pak Sidqon, pak Tommy, pak jam) untuk setiap kebersamaan dan pembelajaran, semoga silaturahmi kita tetap terjaga selamanya.

12. Teman-temanku di Wisma Keputih 3 No.11 (mba Win, Lintang, Joe, Erika, Kiki, Lia, Mela, Ngesti, Acha imut) untuk bantuan dan kebersamaan dalam suka duka selama ini. Semoga makna persahabatan akan selalu menyertai kita.
13. Segenap pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu disini, penulis mengucapkan terima kasih dan semoga amal baik yang diberikan, dibalas oleh Allah SWT dengan balasan yang lebih baik. Amin

Akhirul kalam, penulis menyadari akan adanya kekurangan-kekurangan baik dalam penyusunan maupun pembahasan permasalahan dalam tesis ini. Namun, besar harapan penulis agar penelitian tesis ini dapat memberikan wacana baru dan bermanfaat untuk penelitian-penelitian yang berkaitan dimasa yang akan datang. Untuk itu, kritik dan saran yang membangun, akan senantiasa terbuka bagi semua pihak dalam upaya perbaikan penelitian ini.

Surabaya, Pebruari 2009

Penulis

DAFTAR ISI

Halaman Judul.....	i
Halaman Pengesahan.....	iii
Abstrak.....	v
Abstract.....	vii
Kata Pengantar.....	ix
Daftar Isi.....	xi
Daftar Gambar.....	xv
Daftar Tabel.....	xvii

BAB 1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan dan Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3

BAB 2. KAJIAN PUSTAKA DAN TEORI DASAR

2.1 Biaya Operasional Pembangkit Termal.....	6
2.2 Unit Pembangkit Termal.....	6
2.2.1 Karakteristik Ekonomis Pembangkit Termal.....	7
2.2.2 Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal.....	7
2.2.3 Karakteristik <i>Heat Rate</i>	9
2.2.4 Karakteristik <i>Incremental Heat Rate</i> dan <i>Fuel Cost</i>	10
2.3 Masalah <i>Economic Dispatch</i> Pada Pembangkit Termal	11
2.4 Metoda <i>Lagrange Multiplier</i>	12
2.5 <i>Particle Swarm Optimization (PSO)</i>	14
2.6 Implementasi GPSO untuk penyelesaian masalah <i>economic dispatch</i>	16
2.6.1 Inisialisasi Posisi dan <i>Velocity</i> pada Individu.....	16
2.6.2 <i>Update Velocity</i>	16

2.6.3 Modifikasi Posisi Individu.....	18
2.6.4 Update <i>Pbest</i> dan <i>Gbest</i>	19
2.6.5 Stop Kriteria.....	19
BAB 3. METODA PENELITIAN	
3.1 Bahan Penelitian.....	21
3.2 <i>Software</i> yang digunakan.....	21
3.3 Perumusan Masalah <i>Economic Dispatch</i>	21
3.4 Tahap Penyelesaian dengan Metoda <i>Lagrange Multiplier</i>	22
3.5 Tahap Penyelesaian dengan Algoritma <i>Gaussian Particle Swarm Optimization</i>	24
3.6 Tahap Perbandingan Hasil.....	26
BAB 4. HASIL SIMULASI DAN PEMBAHASAN	
4.1 Pembangkit Termis Pada Sistem Tenaga Listrik Area IV- Jawa - Bali.....	27
4.1.1 Data Pembangkit Termis Pada Sistem Tenaga Listrik Area IV.....	27
4.1.2 Persamaan Karakteristik Input Output Pembangkit- Termal Sistem Area IV Jawa-Bali.....	31
4.1.3 Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkit Termal Sistem Area IV Jawa-Bali.....	31
4.1.4 Behan Sistem Area IV dan Besar Biaya Operasional Berdasarkan Data PT.PI.N (Persero).....	33
4.1.5 Perhitungan Biaya Operasional Pembangkit Termal Sistem Tenaga Listrik Area IV Jawa-Bali.....	34
4.1.5.1 Hasil Perhitungan dengan <i>Metode Lagrange Multiplier</i>	34
4.1.5.2 Hasil Perhitungan dengan Metode GPSO.....	36
4.2 Pembangkit Termis Pada Sistem Tenaga Listrik Wilayah Kalimantan Timur Sistem Mahakam.....	41

4.2.1 Data Pembangkit Sistem Tenaga listrik wilayah Kalimantan Timur Sistem Mahakam.....	41
4.2.2 Persamaan Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal Sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur....	43
4.2.3 Persamaan Biaya Bahan Bakar (<i>Fuel Cost</i>) Pembangkit Termal Sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur....	45
4.2.4 Beban Sistem Mahakam dan Besar Biaya Operasional Berdasarkan Data PT.PLN (Persero).....	45
4.2.5 Perhitungan Biaya Bahan Bakar Pembangkit Termal Pada Sistem Tenaga Listrik wilayah Kalimantan Timur..	49
4.2.5.1 Hasil Perhitungan dengan Metode <i>Lagrange</i> <i>Multiplier</i>	49
4.2.5.2 Hasil Perhitungan dengan Metode GPSO.....	52
4.3 Analisis Hasil Simulasi.....	59
 BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	
5.1 Kesimpulan.....	61
5.2 Saran.....	62
 DAFTAR PUSTAKA.....	63
LAMPIRAN.....	65
BIOGRAFI PENULIS.....	87

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Kurva biaya bahan bakar pembangkit termal.....	9
Gambar 2.2 Kurva karakteristik <i>heat rate</i> dari pembangkit termal.....	9
Gambar 2.3 Kurva karakteristik <i>incremental heat rate</i> pembangkit- Termal.....	10
Gambar 2.4 Grafik <i>Incremental cost</i> sebagai fungsi beban untuk 3 unit pembangkit.....	14
Gambar 2.5 Mekanisme Penelusuran Posisi PSO	18
Gambar 3.1 Flow chart metode Lagrange Multiplier.....	23
Gambar 3.2 Flowchart metode GPSO.....	25
Gambar 4.1 Kurva hasil plot GPSO dengan 100 iterasi.....	39
Gambar 4.2 Kurva plot GPSO untuk 1000 iterasi.....	40
Gambar 4.3 Kurva plot GPSO dengan 10.000 iterasi.....	40
Gambar 4.4 Kurva hasil plot GPSO dengan 100 iterasi.....	56
Gambar 4.5 Kurva plot GPSO untuk 1000 iterasi.....	57
Gambar 4.6 Kurva plot GPSO dengan 5000 iterasi.....	57
Gambar 4.7 Kurva plot GPSO untuk 10.000 iterasi.....	58



DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 4.1 Persamaan input output unit pembangkit termal pada sistem area IV Jawa-Bali.....	31
Tabel 4.2 Persamaan biaya pembangkitan unit pembangkit termal pada Sistem area IV Jawa-Bali.....	32
Tabel 4.3 Persamaan incremental fuel cost (IFC) pembangkit termal sistem area IV Jawa-Bali.....	32
Tabel 4.4 Output pembangkit yang on beserta biaya operasinya.....	34
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan program <i>economic dispatch</i> dengan optimasi metode Lagrange Multiplier.....	35
Tabel 4.6 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan.....	36
Tabel 4.7 Hasil perhitungan <i>economic dispatch</i> dengan metode GPSO... ..	37
Tabel 4.8 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan data real sistem dengan GPSO.....	37
Tabel 4.9 Perbandingan hasil perhitungan economic dispatch dengan Optimasi metode Lagrange Multiplier dan GPSO.....	38
Tabel 4.10 Hasil konvergensi studi kasus sistem area IV dengan beban 2865,6 MW.....	41
Tabel 4.11 Data pembangkit sistem Mahakam.....	42
Tabel 4.12 Data persamaan biaya bahan bakar pembangkit sistem Mahakam...	46
Tabel 4.13 Persamaan <i>Incremental Fuel Cost</i> pembangkit sistem Mahakam...	46
Tabel 4.14 Output Pembangkit yang beroperasi beserta biaya operasinya.....	48
Tabel 4.15 Hasil perhitungan program economic dispatch dengan metoda <i>Lagrange Multiplier</i>	50
Tabel 4.16 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan.....	51
Tabel 4.17 Hasil perhitungan dengan optimasi metoda GPSO.....	53
Tabel 4.18 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan data real Sistem dengan GPSO.....	54

Tabel 4.19 Perbandingan hasil perhitungan program <i>economic dispatch</i> dengan metode <i>Lagrange Multiplier</i> dan GPSO.....	55
Tabel 4.20 Hasil konvergensi studi kasus sistem Mahakam beban=125,1 MW	58

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Suatu *power system* pada umumnya dibagi menjadi 3 bagian yaitu *power generation*, *power transmission*, dan *power dispatching*. Pada *power system*, pembangkitan dengan energi panas (berdasarkan teknologi yang berbeda seperti pembakaran batubara, nuklir, siklus kombinasi gas, gas turbin) dan pembangkit listrik tenaga air akan didistribusikan ke berbagai stasiun pembangkit melalui *transmission line* bertegangan tinggi. Oleh karena itu, sebelum berakhir pada konsumen, energi listrik dikonversi kedalam tingkat tegangan yang lebih rendah dan didistribusikan ke rumah-rumah, kota, pusat perbelanjaan, pabrik-pabrik dan lain sebagainya melalui jaringan distribusi energi listrik dan stasiun pembangkit (Wood et al, 1996).

Economic dispatch adalah salah satu masalah topik optimisasi matematika dalam operasi *power system* yang bertujuan untuk menentukan pengaturan pembangkitan daya listrik terbaik/optimal pada sejumlah unit pembangkit sehingga dapat memenuhi kebutuhan beban pada sistem dengan biaya produksi minimum (El-Ela et al, 2007; Park et al, 2006; Panigrahi, 2008; Zhao dan Cao, 2005).

Pada permasalahan *economic power dispatching*, untuk suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan untuk memperoleh suatu keuntungan terhadap modal yang diinvestasikan. Efisiensi terhadap penggunaan bahan bakar yang optimal akan memperkecil biaya produksi bagi perusahaan penyalur daya listrik. Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik selalu dilakukan pembagian pembebanan pada unit pembangkit yang akan mensuplai beban, hal ini sangat berkaitan dengan proses meminimumkan biaya produksi daya listrik dan rugi-rugi daya yang hilang pada saluran transmisi. Namun pada penelitian ini rugi-rugi daya pada saluran transmisi tidak diperhitungkan.

Untuk memperoleh total biaya bahan bakar yang minimal pada masalah *economic dispatch* yang mempunyai fungsi biaya nonlinear dengan persamaan dan pertidaksamaan kendala, telah banyak metode optimisasi yang digunakan baik metode konvensional maupun metode heuristik, namun dari beberapa metode tersebut masih sulit untuk menentukan nilai optimum global atau konvergensi yang lambat. Dari beberapa pertimbangan terhadap kelebihan dan kekurangan dari masing-masing metode tersebut maka dalam tesis ini akan dibandingkan metode *Lagrange Multiplier* dengan metode *Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO)* untuk mencari solusi dari permasalahan *economic dispatch* dan kemudian akan dilakukan analisis dan uji hipotesa dari keakuratannya.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang masalah yang telah dikemukakan diatas, maka dapat dirumuskan permasalahan sebagai berikut :

1. Menghitung solusi *economic dispatch* untuk menentukan total biaya bahan bakar yang minimal dengan membandingkan metode *Lagrange Multiplier* dan metode *Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO)* sehingga diperoleh total biaya bahan bakar yang minimal dengan tetap memperhatikan batas-batas daya yang dibangkitkan oleh masing-masing generator dan kebutuhan beban pada sistem dapat terpenuhi.
2. Mengetahui hasil uji empiris dari perbandingan solusi *economic dispatch* antara metode *Gaussian Particle Swarm Optimization* dengan metode *Lagrange Multiplier*.
3. Menguji hipotesa bahwa keakuratan hasil solusi *economic dispatch* dengan metode *Gaussian Particle Swarm Optimization* lebih baik daripada menggunakan metode *Lagrange Multiplier*.

1.3 Tujuan dan Manfaat Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Mengetahui hasil perhitungan *economic dispatch* untuk menentukan total biaya bahan bakar yang minimal dengan membandingkan metode *Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO)* dan metode *Lagrange*

Multiplier dengan tetap memperhatikan batas-batas daya yang dibangkitkan oleh masing-masing generator dan kebutuhan beban pada sistem dapat terpenuhi.

3. Mengetahui hasil uji empiris perbandingan solusi *economic dispatch* antara metode *Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO)* dengan metode *Lagrange Multiplier*.

Manfaat dari penelitian ini adalah :

1. Dengan diperolehnya analisis hasil dari perbandingan solusi *economic dispatch* antara metode *Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO)* dan metode *Lagrange Multiplier* dapat dijadikan wacana alternatif bagi perusahaan pembangkitan energi listrik sebagai strategi untuk penghematan biaya operasional.
2. Dengan dibandingkannya dua metode yaitu *Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO)* dan *Lagrange Multiplier* dalam perhitungan masalah *economic dispatch* dapat diketahui metode mana yang mempunyai hasil performansi yang lebih baik.

1.4 Batasan Masalah

Agar hasil yang diperoleh tidak menyimpang dari tujuan yang ingin di capai, maka pada penelitian ini diambil batasan sebagai berikut :

1. Perhitungan *economic dispatch* hanya dilakukan pada pembangkit termal yang bekerja pada saat beban puncak (ketika unit pembangkit termal bekerja maksimal) sedangkan unit pembangkit lainnya diabaikan.
2. Data yang digunakan adalah data karakteristik input-output pembangkit termal, data pembebanan maksimum dan minimum masing-masing unit, dan data kapasitas pembangkit yang diperoleh dari data laporan harian area IV (P3B-PT PLN) sistem Jawa-Bali (wahyono, 2000) dan sistem kelistrikan wilayah Kalimantan Timur sektor Mahakam (Bahtiar, 2008).
3. Dalam perhitungan *economic dispatch*, energi yang hilang sebagai rugi-rugi transmisi tidak diperhitungkan.

4. Diasumsikan bahwa beban dan biaya bahan bakar selama 1 jam adalah konstan atau tetap.

5. Diasumsikan bahwa bahan bakar yang digunakan dalam proses pembangkitan oleh masing-masing unit pembangkit selalu tersedia.

1.4 Batasan Masalah

- Penelitian yang diperoleh tidak mengimpang dari rumus yang telah di capai pada penelitian ini diambil batasan sebagai berikut :
1. Penelitian ini hanya membahas masalah yang berkaitan dengan pembangkit tenaga yang bekerja pada saat beban puncak (ketika unit pembangkit tenaga bekerja maksimal) sedangkan untuk pembangkit tenaga lainnya.
 2. Data yang digunakan adalah data karakteristik input-output pembangkit tenaga dan pembangkit tenaga lainnya dan minimum masing-masing unit dan data kapasitas pembangkit yang diperoleh dari data laporan harian area IV (P3B-PT 14) tahun Jawa-Bali (widyono, 2000) dan sistem pembangkit tenaga Kalimantan Timur sector Jabang (Daban, 2008).
 3. Dalam penelitian ini hanya membahas energi yang hilang selama proses transmisi tidak dipertimbangkan.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA DAN TEORI DASAR

Pada umumnya persoalan optimisasi sistem tenaga listrik termasuk *economic dispatch* memiliki karakteristik input-output dengan persamaan dan pertidaksamaan kendala yang kompleks dengan fungsinya non linear. (Coelho, 2008; Park, 2006; Zhao, 2005).

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik (*power system*), perencanaan yang ekonomis merupakan salah satu parameter yang harus diperhitungkan karena semakin lama kebutuhan terhadap energi listrik semakin meningkat.

Dalam perhitungan masalah *economic dispatch* telah banyak digunakan pendekatan konvensional seperti metode *Gradient*, metode *Iterasi Lambda*, metode *Newton*, algoritma *Linear Programming*, algoritma *Dynamic Programming* dan lain sebagainya (Wood, 1996). Metode konvensional dapat menemukan *good solution* dalam waktu yang cepat tetapi dengan pemilihan inisialisasi nilai awal (λ) yang tidak mudah dan kurang efisien serta metode tersebut hanya dapat diaplikasikan pada masalah sederhana dalam skala kecil. Metode optimasi heuristik pun telah banyak diaplikasikan untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* antara lain *Algoritma Genetika* (GA) (Laoufi et al, 2006), *Tabu Search* (TS) (Ongsakul, 2004), *Evolutionary Programming* (EP) (Aziz et al, 2006), *Ant Colony Optimization* (ACO) (Slimani et al, 2007), dan *Particle Swarm Optimization* (PSO). Sedangkan metode jaringan syaraf tiruan yang telah digunakan diantaranya adalah *Simulated Annealing* (SA) (Wong et al, 1993), dan *Hopfield Network* (HN) (Dieu et al, 2007). Metode tersebut dapat digunakan untuk permasalahan yang kompleks, akan tetapi masih dihasilkan laju konvergen yang lambat untuk mendekati solusi optimal. Oleh karena itu masih diperlukan *improvement* untuk mendapatkan solusi yang lebih baik.

Dalam penelitian ini, akan dibandingkan metode *Lagrange Multiplier* dan *Gaussian particle swarm optimization* (GPSO) yang mengkombinasikan metode PSO dengan fungsi probabilitas berdistribusi Gaussian.

2.1 Biaya Operasional Pembangkit Termal

Biaya operasi dari suatu sistem tenaga listrik merupakan biaya terbesar dalam pengoperasian suatu perusahaan listrik. Biaya yang dikeluarkan tersebut ditentukan oleh biaya investasi dan biaya operasi atau biaya produksi. Besar biaya investasi tidak tergantung pada besar daya keluaran pembangkit tetapi bergantung pada besar kapasitas daya terpasang pembangkit. Biaya investasi meliputi biaya pembangunan pusat pembangkit, jaringan transmisi dan distribusi serta peralatan sistem lainnya, sedangkan biaya operasi atau biaya produksi merupakan semua biaya yang dikeluarkan dalam pengoperasian suatu pembangkit. Untuk sistem yang sudah ada (telah beroperasi) biaya investasi telah tertentu besarnya. Dari hal tersebut, maka dalam pengoperasian sistem tenaga listrik perlu mengacu pada suatu manajemen operasi yang baik terutama karena melibatkan biaya operasi yang terbesar. Manajemen operasi sistem tenaga listrik yang baik harus mampu menyediakan tenaga listrik seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan. Perhitungan yang ekonomis merupakan proses pembagian beban total ke masing-masing pusat pembangkitnya, sehingga total biaya pembangkitan dapat ditekan seminimal mungkin. Meminimumkan biaya operasi pembangkitan adalah merupakan optimisasi, sehingga optimisasi pembangkitan dapat didefinisikan sebagai suatu proses pembangkitan yang bertujuan untuk mengoptimalkan daya dan meminimumkan biaya pembangkitan (Wood et al, 1996).

2.2 Unit Pembangkit Termal

Pembangkit termal dikategorikan ke dalam pembangkit yang energi penggerakannya selain menggunakan energi air. Perhitungan optimal diterapkan pada pembangkit termal dimulai dengan pertimbangan harga bahan bakar termurah, yaitu pada pembangkit tenaga uap, tenaga gas dan tenaga diesel sehingga pembangkit tipe ini dioperasikan terlebih dahulu. Harga bahan bakar berubah secara tidak linear dengan bertambahnya daya output yang dihasilkan. Untuk menentukan kinerja dari pembangkit termal dapat dijelaskan melalui karakteristik input-outputnya (Wood et al, 1996).

2.2.1 Karakteristik Ekonomis Pembangkit Termal

Dalam analisis permasalahan yang berhubungan dengan pengoperasian suatu sistem daya, terdapat banyak parameter-parameter yang menjadi perhatian. Hal yang mendasar pada persoalan operasi ekonomis pembangkit adalah karakteristik input-output, karakteristik *heat rate*, dan karakteristik *incremental heat rate* dan *fuel cost* pada suatu unit pembangkit termal.

2.2.2 Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal

Karakteristik input output pembangkit termal adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara besarnya input bahan bakar (kalori/jam atau Rupiah /jam) yang diberikan pada unit pembangkit sebagai fungsi dari outputnya (MW). Pada umumnya karakteristik input output pembangkit termal didekati dengan fungsi polinomial orde dua karena kenaikan harga bahan bakar yang tidak linear tergantung pada karakteristik unit pembangkit yaitu

$$H_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (2.1)$$

dengan :

H_i = input bahan bakar pembangkit termal ke- i (Mkal/jam)

P_i = Output pembangkit termal ke- i (MW)

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ = Konstanta input-output pembangkit termal ke - i

Output listrik dari sistem pembangkit termal selain disalurkan melalui jaringan transmisi pada suatu sistem tenaga listrik juga digunakan pada sistem tenaga bantu (*auxiliary power system*) pada suatu pusat pembangkit. Unit turbin uap membutuhkan 2-6 % dari output kotor untuk tenaga penggerak turbin (*boiler*), pompa, kipas, lampu dan sebagainya.

Untuk menggambarkan karakteristik input-output, input kotor direpresentasikan sebagai input total yang diukur dalam rupiah per jam dan output bersih pada suatu plant adalah output daya listrik dalam MW yang disediakan oleh sistem pembangkit tenaga listrik (Wood et al, 1996).

Gambar 2.1 adalah karakteristik input-output unit pembangkit termal yang dapat dinyatakan sebagai berikut :

1. Input dari pembangkit dinyatakan dalam :

$H = \text{Mkal/jam}$ (energi panas yang dibutuhkan), atau

$F = \text{Rupiah/jam}$ (total biaya bahan bakar)

2. Output dari pembangkit dinyatakan dalam :

$P = \text{MW (daya)}$.

Untuk membuat persamaan biaya operasional atau pembangkitan energi listrik dengan menggunakan rumus :

$$F_i = R_i \times H_i \quad (2.2)$$

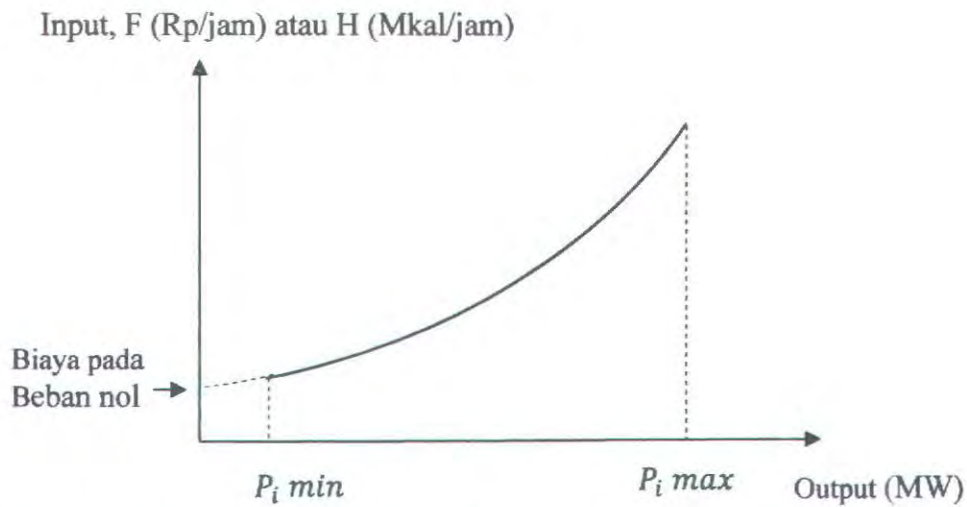
dengan :

$F_i = \text{Persamaan Biaya pembangkitan dalam Rp/jam}$

$R_i = \text{Harga bahan bakar dalam Rp/Mkal}$

$H_i = \text{Fungsi karakteristik input-output dalam Mkal/jam.}$

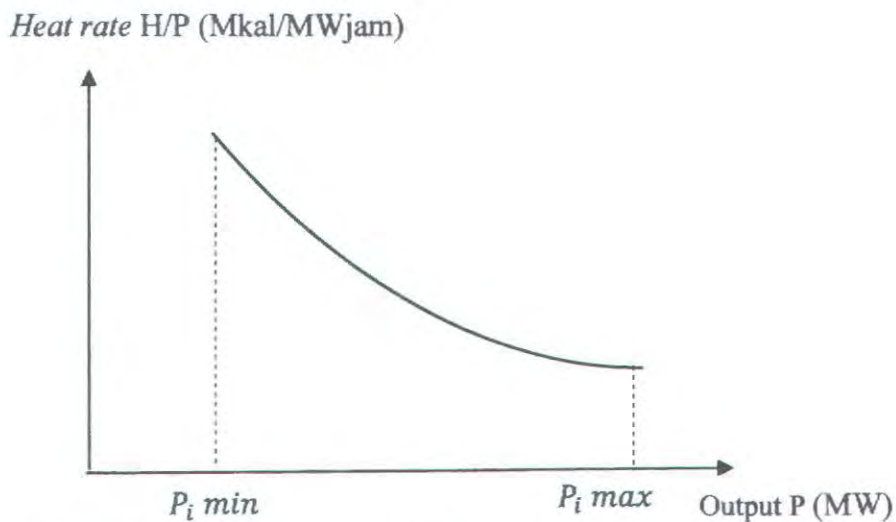
Data karakteristik input-output biasanya diperoleh dari hasil perhitungan desain atau dari hasil pengukuran. Unit pembangkit termal mempunyai batas kritis operasi minimum dan maksimum, batas beban minimum umumnya disebabkan oleh kestabilan pembakaran dan masalah desain generator, sebagai contoh beberapa unit pembangkit termal tidak dapat beroperasi di bawah 30% dari kapasitas desain pembangkit. (Wood et al, 1996).



Gambar 2.1 Kurva karakteristik input-output pembangkit termal

2.2.3 Karakteristik *Heat Rate*

Karakteristik *Heat Rate* adalah karakteristik yang merupakan efisiensi dari mesin. Untuk pemakaian bahan bakar, karakteristik *heat rate* sebuah unit pembangkit merupakan input panas yang diberikan untuk menghasilkan energi Mkal/jam tiap mega watt output dari suatu unit pembangkit. Kurva dari karakteristik *heat rate* dapat dilihat pada Gambar 2.2 di bawah ini.



Gambar 2.2 Kurva karakteristik *heat rate* dari pembangkit termal

2.2.4 Karakteristik *Incremental Heat Rate* dan *Incremental Fuel Cost*

Bentuk lain dari karakteristik pembangkit adalah karakteristik *incremental heat rate*, dan *karakteristik incremental fuel cost*. Karakteristik ini menunjukkan besarnya kenaikan input energi atau harga bahan bakar tiap ada perubahan pada Megawatt output unit pembangkit. Kurva dari karakteristik *incremental heat rate* atau *incremental fuel cost* dapat dilihat pada Gambar 2.3 bawah ini, sedangkan persamaan *incremental heat rate* dan persamaan *incremental fuel cost* dapat dilihat pada persamaan (2.3) hingga (2.6).

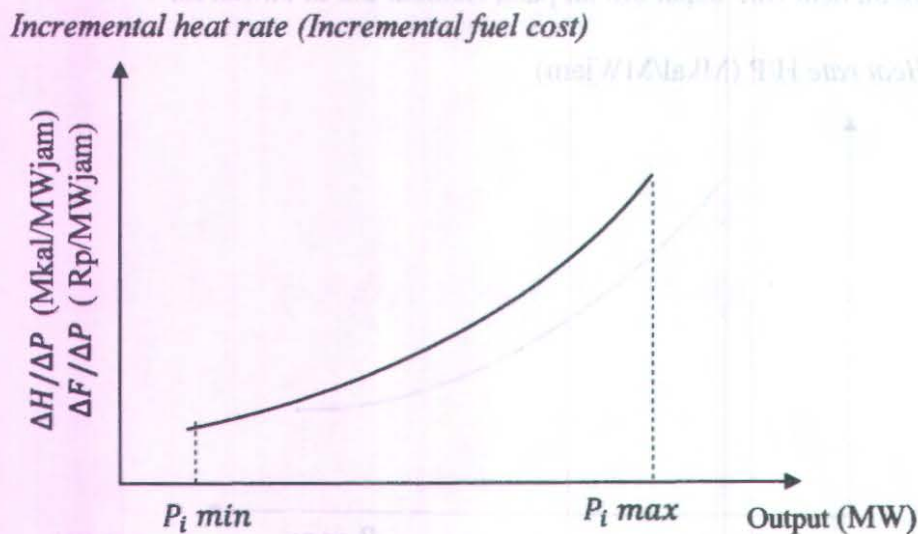
$$\text{Incremental heat rate} = \frac{\Delta H}{\Delta P} \left(\frac{\text{Mkal}}{\text{MWjam}} \right) \quad (2.3)$$

$$\text{Incremental fuel cost} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \left(\frac{\text{Rupiah}}{\text{MWjam}} \right) \quad (2.4)$$

Jika nilai Δ sangat kecil maka persamaan di atas dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\text{Incremental heat rate} = \frac{dH}{dP} \left(\frac{\text{Mkal}}{\text{MWjam}} \right) \quad (2.5)$$

$$\text{Incremental fuel cost} = \frac{dF}{dP} \left(\frac{\text{Rupiah}}{\text{MWjam}} \right) \quad (2.6)$$



Gambar 2.3 Kurva karakteristik *incremental heat rate (incremental fuel cost)* pembangkit termal

2.3 Masalah *Economic Dispatch* Pada Pembangkit Termal

Seperti diketahui bahwa beban sistem selalu berubah menurut waktu. Perubahan beban sistem ini harus diikuti oleh sub sistem termis, sehingga perlu pengaturan bagaimana membagi beban secara ekonomis diantara unit-unit termis yang beroperasi. Masalah *economic dispatch* pada sistem pembangkitan tenaga listrik adalah untuk mencari nilai optimum output daya dari kombinasi unit pembangkit yang bertujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan dan dapat memenuhi persamaan dan pertidaksamaan kendala. Fungsi biaya bahan bakar dari pembangkitan tiap generator dapat direpresentasikan sebagai fungsi kuadrat atau polinomial tingkat dua seperti yang diberikan pada persamaan (2.8) (El-Ela et al, 2007; Park et al, 2006; Panigrahi, 2008; Zhao dan Cao, 2005). yang dapat diselesaikan dengan metode konvensional dimana kurva biaya bahan bakar dijelaskan pada Gambar 2.1 (Marsudi, 2006).

Fungsi obyektif dari masalah *economic dispatch* adalah

$$fT = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (2.7)$$

dengan $F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2$, dan (2.8)

fT = Total biaya pembangkitan (rupiah/jam).

$F_i(P_i)$ = Fungsi biaya input -Output dari generator i (rupiah/jam).

P_i = Output daya generator i (MW)

N = Jumlah unit generator yang beroperasi

i = indeks dari banyaknya unit generator yang beroperasi.

a_i, b_i, c_i = koefisien biaya bahan bakar (*fuel cost*) dari generator i .

Satuan dari koefisien a_i adalah Rp/jam, b_i adalah Rp/MW.jam dan c_i adalah Rp/MW².jam (Coelho et al, 2008; Marsudi, 2006; Wood, 1996).

Ketika meminimalkan total biaya pembangkitan, total daya unit pembangkit yang beroperasi harus sama dengan total daya kebutuhan sistem sehingga secara matematis untuk keseimbangan pembangkit maka persamaan kendala yang diberikan adalah :

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D \quad (2.9)$$

dengan :

P_D = Total daya kebutuhan sistem (MW)

P_i = Output daya generator i (MW)

N = Jumlah unit generator yang beroperasi

i = indeks dari banyaknya unit generator yang beroperasi.

Penyelesaian masalah *economic dispatch* adalah menentukan output masing-masing unit generator yang mensuplai beban dengan biaya yang minimum dan memperhatikan pertidaksamaan kendala yang harus dipenuhi adalah :

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad (2.10)$$

dengan :

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

2.4 Metode Lagrange Multiplier

Fungsi obyektif dari masalah *economic dispatch* adalah

$$fT = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (2.11)$$

$$\text{dengan } F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.12)$$

Persamaan kendala untuk sistem pembangkit termis dengan mengabaikan energi yang hilang sebagai rugi-rugi transmisi adalah :

$$\sum_{i=1}^N P_i - P_D = 0 \quad (2.13)$$

Persamaan Lagrange untuk sistem termis menjadi :

$$L = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^N P_i \right) \quad (2.14)$$

Syarat cukup kondisi optimum tercapai apabila :

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = 0, \text{ atau } \frac{\partial F_1(P_1)}{\partial P_1} - \lambda = 0, \text{ atau } \frac{\partial F_1(P_1)}{\partial P_1} = \lambda \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = 0, \text{ atau } \frac{\partial F_2(P_2)}{\partial P_2} - \lambda = 0, \text{ atau } \frac{\partial F_2(P_2)}{\partial P_2} = \lambda \quad (2.16)$$

⋮

$$\frac{\partial L}{\partial P_N} = 0, \text{ atau } \frac{\partial F_N(P_N)}{\partial P_N} - \lambda = 0, \text{ atau } \frac{\partial F_N(P_N)}{\partial P_N} = \lambda \quad (2.17)$$

Dari persamaan – persamaan (2.15), (2.16), dan (2.17) didapat bahwa pembagian beban yang optimum diantara unit-unit pembangkit yang beroperasi terjadi apabila tercapai kondisi :

$$\frac{\partial F_1(P_1)}{\partial P_1} = \frac{\partial F_2(P_2)}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial F_N(P_N)}{\partial P_N} = \lambda \quad (2.18)$$

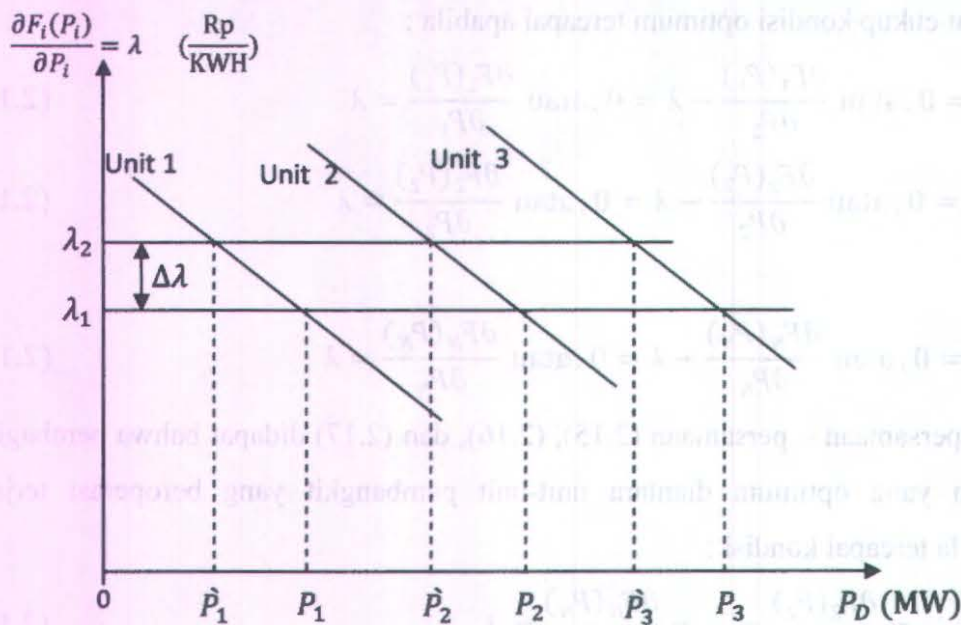
Secara fisik persamaan (2.18) berarti bahwa pembagian beban yang optimum tercapai apabila unit-unit pembangkit termis yang beroperasi dengan *incremental cost* (λ) yang sama.

Untuk dapat mencapai kondisi demikian dalam operasi real time (dalam waktu yang berjalan), *incremental cost* $\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i}$ dari setiap unit pembangkit perlu dihitung dan untuk ini didapat dengan menggunakan persamaan (2.12) yang menyatakan kurva input output pembangkit termis dimana pendekatan kurva ini dengan persamaan kuadrat dalam praktek memberikan hasil yang cukup teliti. Hasil diferensiasi pada persamaan (2.12) diperoleh persamaan sebagai berikut :

$$\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} = 2c_i P_i + b_i \quad (2.19)$$

Jika persamaan input-output unit pembangkit termis dinyatakan secara pendekatan dengan menggunakan persamaan kuadrat, maka nilai *increment cost*

$\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i}$ menjadi fungsi linear (garis lurus) sebagaimana ditunjukkan pada Gambar (2.4) dibawah ini



Gambar 2.4 Grafik Incremental cost sebagai fungsi beban untuk 3 unit pembangkit

Untuk melayani besar beban tertentu pada saat t yaitu P_D , dicoba dulu suatu nilai misalnya λ_1 . Untuk nilai λ_1 dihitung nilai P_1, P_2, P_3 dan seterusnya dihitung dengan persamaan (2.15), (2.16), dan (2.17) atau secara grafis seperti pada gambar (2.4). Kemudian dihitung $\sum_{i=1}^N P_i$ apakah sama dengan nilai P_D yang dikehendaki seperti tersebut diatas.

Jika $\sum_{i=1}^N P_i$ belum sama dengan P_D maka dicoba nilai $\lambda_2 = \lambda_1 + \Delta\lambda$ yang memberikan nilai $\hat{P}_1, \hat{P}_2, \dots, \hat{P}_N$. Kemudian dihitung nilai $\sum_{i=1}^N \hat{P}_i$ apakah sudah sama dengan P_D , kalau belum sama diteruskan dengan nilai λ_3 dan seterusnya seperti digambarkan oleh flow chart Gambar (3.1) sampai $\sum_{i=1}^N P_i = P_D$ tercapai.

2.5 Particle Swarm Optimization (PSO)

PSO adalah suatu metode optimasi heuristik modern yang dipertimbangkan karena metode ini secara praktis digunakan untuk penyelesaian masalah optimasi non linear. Teknik PSO telah dikembangkan oleh Kennedy dan Eberhart pada tahun 1995 yang merupakan metode pencarian heuristik yang relatif baru dimana gerakannya diinspirasi oleh perilaku interaksi sosial swarm atau sekumpulan populasi biologi burung dan ikan. Hal ini diketahui bahwa kumpulan

populasi tersebut saling bertukar informasi untuk meningkatkan efisiensi dari kumpulan tersebut. (El-Ela et al, 2007; Park et al, 2006; Zhao dan Cao, 2005).

Suatu pendekatan baru untuk mengimplementasikan algoritma PSO akan diuraikan untuk menyelesaikan persoalan economic dispatch, terutama untuk menghadapi persamaan dan pertidaksamaan kendala ketika memodifikasi setiap penelusuran point individu dalam algoritma. Dalam PSO, probabilitas dengan distribusi uniform untuk mengenerate bilangan random kedalam persamaan update velocity telah banyak digunakan. Penggunaan probabilitas distribusi lain bisa memperbaiki kemampuan pencarian kearah solusi yang lebih baik bahkan terhindar dari optimum lokal. Oleh karena itu dalam penelitian ini akan digunakan probabilitas distribusi Gaussian untuk mengenerate bilangan random pada persamaan *update velocity* dan inisialisasi posisi dan kecepatan partikel.(Coelho et al, 2008).

Beberapa istilah umum yang biasa digunakan dalam optimisasi *particle swarm* didefinisikan sebagai berikut :

1. *Swarm* : populasi dari suatu pergerakan partikel.
2. *Particle* : anggota (individu) pada suatu swarm. Setiap particle merepresentasikan kandidat solusi yang potensial pada permasalahan yang diselesaikan. Posisi dari suatu particle adalah ditentukan oleh representasi solusi saat ini.
3. *Pbest* (Personal best) : posisi *Pbest* suatu partikel yang menunjukkan posisi particle yang dipersiapkan untuk mendapatkan solusi yang terbaik.
4. *Gbest* (Global best) : posisi terbaik partikel pada *swarm*.
5. *Velocity* (vector) : vektor yang menggerakkan proses optimasi yang menentukan arah dimana suatu particle diperlukan untuk berpindah (move) untuk memperbaiki posisi nya semula.
6. *Inertia weight* : bobot inersia yang disimbolkan w , digunakan untuk mengontrol dampak dari adanya *velocity* yang diberikan oleh suatu partikel.
7. Koefisien Akselerasi : Nilai untuk koefisien akselerasi c_1 dan c_2 adalah 2. Namun demikian, nilai koefisien akselerasi tersebut dapat ditentukan sendiri dalam rentang antara 0 sampai 4.

2.6 Implementasi GPSO untuk penyelesaian masalah *economic dispatch*

2.6.1 Inisialisasi Posisi dan *Velocity* pada Individu

Dalam proses inisialisasi akan diperoleh suatu himpunan individu (kelompok) secara acak, dan struktur individu pada persoalan *economic dispatch* terdiri atas himpunan elemen-elemen yaitu output pembangkitan (*generation*). Oleh karena itu posisi individu (output generator) i pada iterasi 0 yaitu :

$$X_i^0 = (P_{i1}^0, \dots, P_{in}^0) \quad (2.20)$$

Dimana n adalah jumlah generator dalam perhitungan *economic dispatch*.

Sedangkan kecepatan individu (perubahan output generator) i pada iterasi 0 yaitu

$$V_i^0 = (V_{i1}^0, \dots, V_{in}^0) \quad (2.21)$$

Dimana dalam permasalahan *economic dispatch* n adalah jumlah generator, sedangkan kecepatan individu i merupakan update besarnya pembangkitan pada semua generator.

Untuk menciptakan suatu kelompok individu yang memenuhi persamaan dan pertidaksamaan kendala, maka posisi dan kecepatan elemen suatu individu harus mempunyai satuan yang sama yaitu MW.

Setelah mendapatkan posisi (output generator) awal dari setiap individu, maka kecepatan dari setiap individu juga dapat diperoleh secara random. Persamaan berikut digunakan untuk strategi memperoleh kecepatan (perubahan output generator) awal :

$$-k((P_{ij \max} - P_{ij \min})) \leq V_{ij}^0 \leq k((P_{ij \max} - P_{ij \min})) \quad (2.22)$$

dengan k adalah faktor transisi (pada umumnya bernilai antara [0.01,0.1]). Kecepatan elemen ke j dari individu i dibangkitkan secara random dalam batasannya. $P_{best \ i}$ awal suatu individu i di set sebagai posisi (output generator) awal suatu individu i dan G_{best} awal ditentukan sebagai posisi dari suatu individu (output generator) dengan harga dari fungsi obyektif adalah minimum (Park et al, 2006).

2.6.2 Update *Velocity*

Untuk memodifikasi posisi dari setiap individu sehingga posisi individu mengalami perpindahan dari posisinya semula maka perlu dihitung kecepatannya

pada stage berikutnya dengan menggunakan persamaan (2.23). Di dalam proses update kecepatan ini, nilai-nilai parameter seperti w , c_1 , dan c_2 harus ditentukan terlebih dahulu untuk menemukan kemampuan pencarian global.

$$V_i^{k+1} = wV_i^k + c_1 \text{rand}g_1 \cdot (Pbest_i^k - X_i^k) + c_2 \text{rand}G_2 \cdot (Gbest^k - X_i^k) \quad (2.23)$$

dengan :

V_i^k = kecepatan individu (perubahan output generator) i pada iterasi k

w = parameter bobot inerti

c_1, c_2 = koefisien akselerasi

$\text{rand}g_1, \text{rand}G_2$ = bilangan random dengan distribusi Gaussian dalam $[-1,1]$

X_i^k = posisi individu (output generator) i pada iterasi k

$Pbest_i^k$ = posisi terbaik individu (personal best dari output generator) i sampai iterasi k

$Gbest^k$ = posisi terbaik kelompok (global best dari output generator) sampai iterasi k

Secara umum parameter bobot diperoleh dengan menggunakan persamaan berikut ini :

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{\text{Iter}_{max}} \times \text{Iter} \quad (2.24)$$

dengan :

w_{min}, w_{max} = bobot awal dan bobot akhir

Iter = jumlah iterasi sekarang

Iter_{max} = jumlah iterasi maksimum

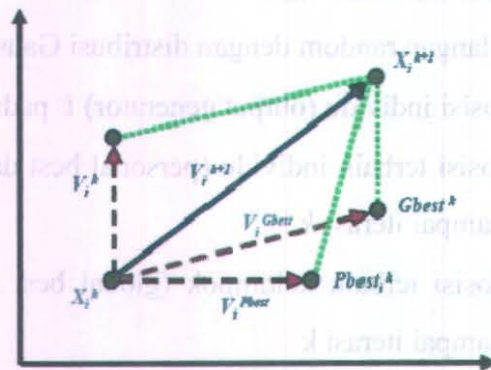
Setiap individu (output generator) berpindah/berubah dari posisi awal ke posisi berikutnya dengan memodifikasi posisi individu menggunakan *update velocity* pada persamaan (2.24). (Park et al, 2006).

2.6.3 Modifikasi Posisi Individu

Posisi pada setiap individu dapat dimodifikasi dengan menggunakan persamaan di bawah ini sehingga diperoleh individu baru yang dinyatakan dengan menggunakan persamaan berikut :

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1} \quad (2.25)$$

Mekanisme penelusuran PSO dengan modifikasi kecepatan dan posisi individu berdasarkan pada persamaan (2.23) dan (2.25) dapat dijelaskan pada Gambar 2.5 berikut (Park et al, 2006) :



Gambar 2.5 Mekanisme Penelusuran posisi PSO

Posisi individu yang telah dimodifikasi pada persamaan (2.25) tidak selamanya memenuhi pertidaksamaan kendalanya. Jika beberapa elemen dari suatu individu tidak memenuhi pertidaksamaan kendalanya akibat over/under kecepatan maka posisi individu adalah tetap berada pada titik operasi maksimum atau minimumnya, maka dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$P_{ij}^k = \begin{cases} P_{ij}^k & \text{Jika } P_{ij,\min} \leq P_{ij}^k \leq P_{ij,\max} \\ P_{ij,\min} & \text{Jika } P_{ij}^k < P_{ij,\min} \\ P_{ij,\max} & \text{Jika } P_{ij}^k > P_{ij,\max} \end{cases} \quad (2.26)$$

2.6.4 Update *Pbest* dan *Gbest*

Pbest dari setiap individu pada iterasi $k + 1$ di update dengan menggunakan persamaan:

$$Pbest_i^{k+1} = \begin{cases} X_i^{k+1}, & \text{jika } TC_i^{k+1} < TC_i^k \\ Pbest_i^k, & \text{yang lain} \end{cases} \quad (2.27)$$

Dimana TC_i adalah fungsi obyektif yang dievaluasi pada tiap posisi individu (output generator) i . Sedangkan *Gbest* pada iterasi $k + 1$ diset sebagai posisi (output generator) terbaik dari nilai $Pbest_i^{k+1}$ yang dievaluasi dengan fungsi obyektif minimum. (Park et al, 2006).

2.6.5 Stop Kriteria

Proses iterasi PSO berhenti jika sudah tidak ada perubahan output generator yang signifikan dalam menghasilkan solusi (tercapai nilai error yang ditentukan) atau jika jumlah iterasi maksimum yang telah didefinisikan sebelumnya tercapai.

BAB 3

METODA PENELITIAN

Pada bab ini akan dipaparkan langkah-langkah yang digunakan untuk membahas permasalahan dalam penelitian. Pada bab ini juga dijelaskan bahan dan *software* yang digunakan dalam membantu penyelesaian permasalahan.

3.1 Bahan Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data sistem kelistrikan area IV Jawa-Bali (Wahyono, 2000) dan data sistem kelistrikan wilayah Kalimantan Timur sistem Mahakam (Bahtiar, 2008) sebagai berikut :

1. Data kapasitas pembangkit termal
2. Data input output pembangkit termal
3. Data pembebanan maksimum dan minimum pembangkit
4. Harga bahan bakar yang digunakan pada pembangkit termal.

3.2 *Software* yang digunakan

Pada penelitian ini, *software* yang digunakan untuk melakukan simulasi adalah MATLAB 6.5. Simulasi diimplementasikan pada Notebook dengan spesifikasi Processor Intel Dual-Core 2.0 GHz, memori utama sebesar 512 MB dan menggunakan sistem Operasi Windows XP.

3.3 Perumusan Masalah Economic Dispatch

Fungsi obyektif dari masalah economic dispatch adalah

$$fT = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (3.1)$$

dengan $F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2$ (3.2)

dimana :

fT = Total biaya pembangkitan (Rupiah/jam).

$F_i(P_i)$ = Fungsi biaya input -output dari generator i (Rupiah/jam)

P_i = Output daya generator i (MW)

N = Jumlah unit generator yang beroperasi

i = indeks dari banyaknya unit generator yang beroperasi

a_i, b_i, c_i = koefisien biaya bahan bakar (fuel cost) dari generator i .

Satuan dari koefisien a_i adalah Rp/jam, b_i adalah Rp/MW.jam dan c_i adalah Rp/MW².jam (Coelho et al, 2008; Marsudi, 2006; Wood,1996).

Persamaan kendala pada permasalahan economic dispatch adalah:

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D \quad (3.3)$$

dengan :

P_D = Total daya kebutuhan sistem (MW)

P_i = Output daya generator i (MW)

N = Jumlah unit generator yang beroperasi

i = indeks dari banyaknya unit generator yang beroperasi.

Pertidaksamaan kendala yang harus dipenuhi adalah :

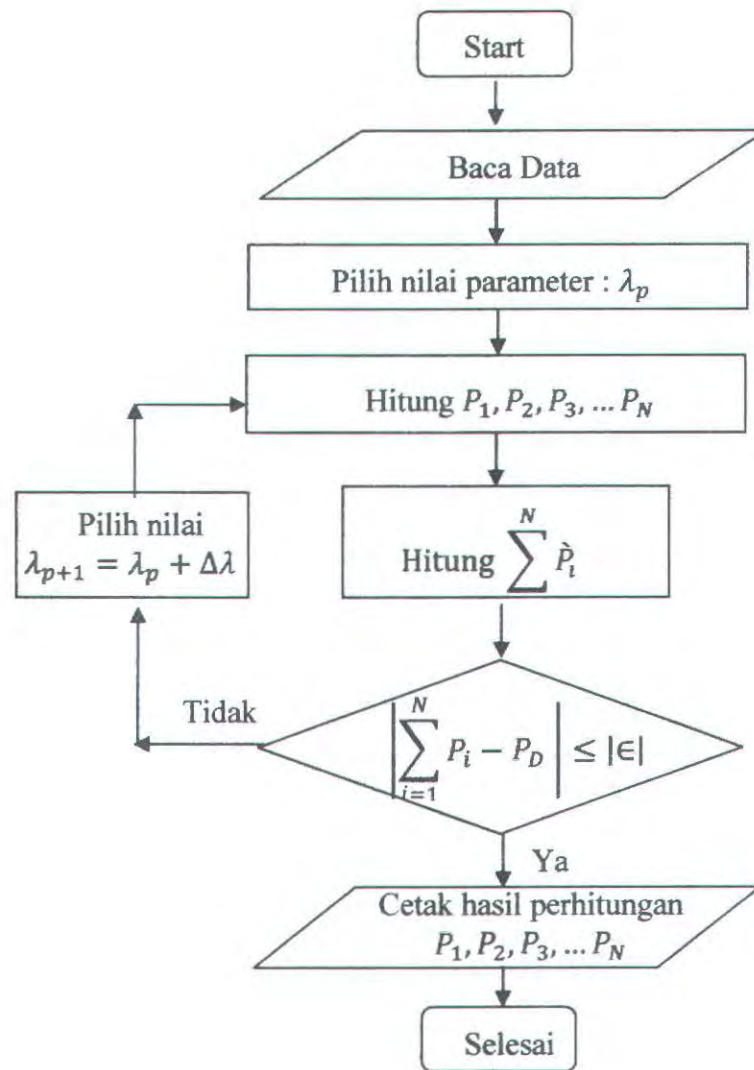
$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad (3.4)$$

dengan :

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

3.4 Tahap Penyelesaian dengan Metoda *Lagrange Multiplier*

Metoda *Lagrange Multiplier* merupakan metoda konvensional dengan menentukan persamaan *Lagrange* antara fungsi obyektif dan konstrain. Tahapan-tahapan metoda *Lagrange Multiplier* secara jelas seperti ditunjukkan pada Gambar 3.1 (Marsudi, 2006).



Gambar 3.1 Flowchart metode Lagrange Multiplier

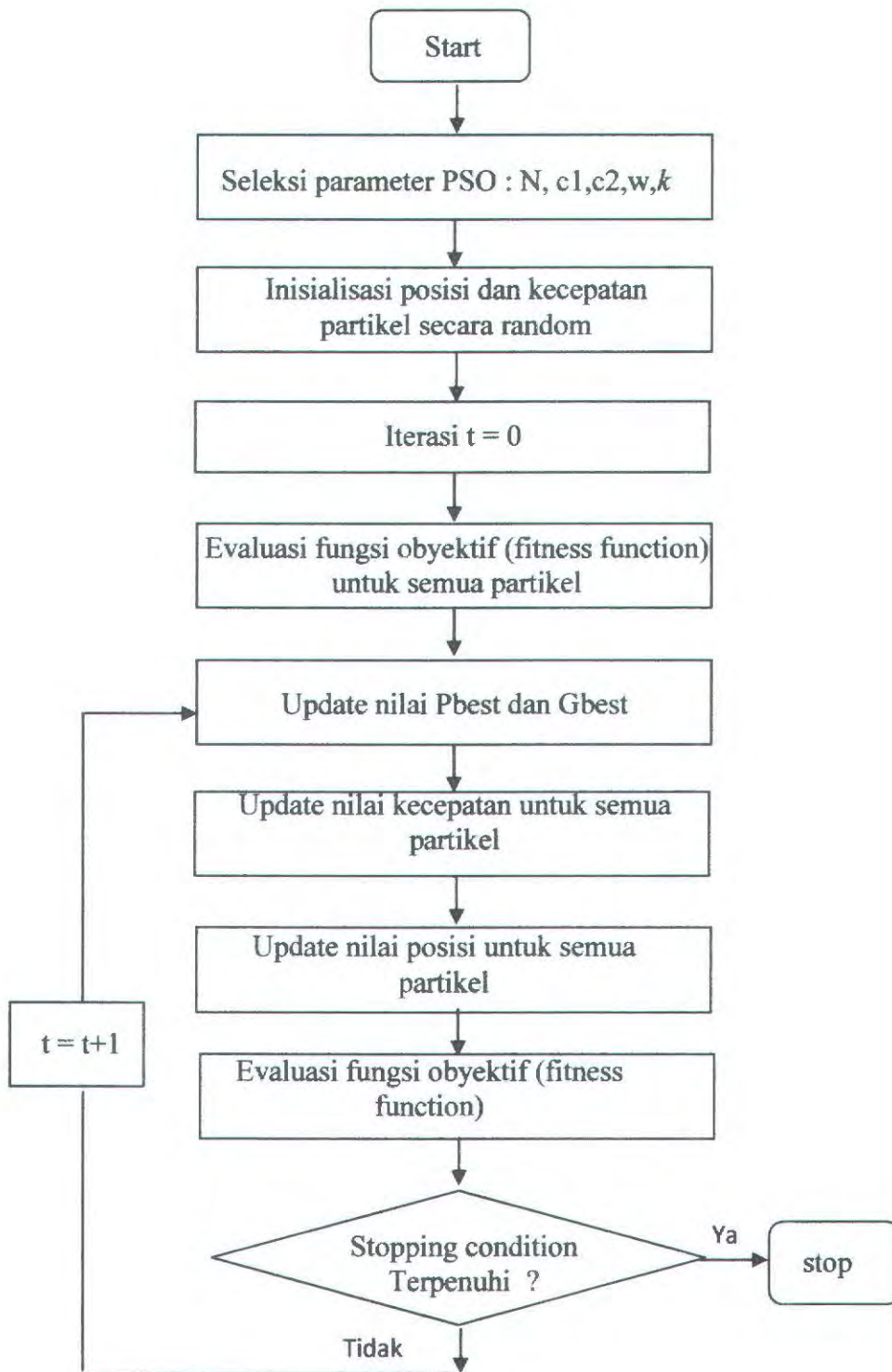
Langkah-langkah Tahapan metoda *Lagrange Multiplier* adalah :

1. Baca data
Data – data yang harus diperhatikan adalah besarnya beban yang diminta, persamaan *incremental cost*, batas daya minimum dan batas daya maksimum yang akan dibangkitkan.
2. Inisialisasi nilai parameter
Nilai awal parameter λ dipilih dan ditentukan berdasarkan pengalaman perhitungan (*trial and error*).
3. Menghitung masing-masing nilai dari $P_1, P_2, P_3, \dots P_N$
4. Menghitung total daya yang dibangkitkan ($\sum_{i=1}^N P_i$)

5. Mengevaluasi besarnya nilai persamaan kendala yaitu error selisih antara total daya yang dibangkitkan dan beban, jika besarnya error memenuhi toleransi yang ditentukan (0.0001) maka menuju langkah 6. Jika belum memenuhi toleransi kembali ke langkah 3.
6. Solusi $P_1, P_2, P_3, \dots, P_N$ telah didapatkan.
7. Proses selesai.

3.5 Tahap Penyelesaian dengan Algoritma *Gaussian Particle Swarm Optimization* (GPSO)

Metode PSO yang digunakan dalam penelitian ini adalah PSO yang dikombinasikan dengan fungsi distribusi probabilitas Gaussian (GPSO) yang digunakan untuk membangkitka bilangan random. Distribusi Gaussian dapat memberikan konvergensi yang lebih cepat dalam pencarian lokal. Distribusi Gaussian digunakan untuk mengenerate bilangan random dalam interval [-1,1] pada koefisien akselerasi "*cognitive part*", koefisien akselerasi "*social part*" dan inialisasi posisi dan kecepatan individu awal. Variabel-variabel yang digunakan bernilai integer dan bobot *inertia* bersifat dinamik dalam persamaan linear. Tahapan-tahapan GPSO secara jelas ditunjukkan pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2 Flow chart metode GPSO

Prosedur implementasi dari GPSO dapat dijelaskan dalam tahap-tahap berikut :

Step 1. Inisialisasi

Inisialisasi *swarm* (populasi) dari partikel dengan posisi dan kecepatan secara random dalam n dimensi ruang masalah menggunakan fungsi probabilitas berdistribusi Gaussian.

Step 2. Evaluasi

Evaluasi nilai fitness yaitu fungsi obyektif dari tiap-tiap partikel dalam *swarm* (populasi).

Step 3. Perbandingan pertama

Bandingkan masing-masing partikel fitness dengan partikel *pbest*. Jika nilai sekarang lebih baik dari *pbest*, maka set nilai *pbest* sama dengan nilai sekarang dan lokasi *pbest* sama dengan lokasi sekarang dalam n -dimensi space.

Step 4. Perbandingan kedua

Bandingkan nilai fitness dengan populasi secara keseluruhan sebelum mencapai *best*. Jika nilai sekarang lebih baik dari *gbest*, maka ubah *gbest* ke nilai dan barisan indeks partikel sekarang.

Step 5. Update

Ubah kecepatan dan posisi partikel .

Step 6. Kriteria pemberhentian

Kembali ke step 2 sampai kriteria berhenti terpenuhi, biasanya syarat cukup nilai fitness terbaik atau banyaknya iterasi maksimum.

3.6 Tahap Perbandingan Hasil

Tahap perbandingan hasil merupakan tahap membandingkan antara algoritma implementasi yang digunakan dilihat dari hasil output daya yang dibangkitkan, *error dispatch*, dan total biaya pembangkitan dengan data real sistem. Dengan membandingkan hasil yang diperoleh, dapat diketahui analisis performansi dari algoritma *Lagrange Multiplier* dan *Gaussian Particle Swarm Optimization* (GPSO).

BAB 4

HASIL SIMULASI DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini akan dibahas penyelesaian dari permasalahan *economic dispatch* dengan dua studi kasus yaitu pada sistem tenaga listrik area IV yang meliputi Jawa-Bali dan sistem tenaga listrik wilayah Kalimantan Timur sektor Mahakam yang masing-masing perhitungannya akan diuraikan sebagai berikut :

4.1 Pembangkit Termis Pada Sistem Tenaga Listrik Area IV Jawa-Bali

Dalam melakukan perhitungan *economic dispatch* dengan optimasi terhadap daya aktif digunakan suatu pendekatan terhadap karakteristik pembangkitan yang ON yang bekerja pada beban puncak. Untuk pembangkit PLTU, PLTG, dan PLTD karakteristik pembangkit merupakan karakteristik per unit, sedangkan untuk PLTGU karakteristik merupakan karakteristik per blok. Pembangkit termal yang berada pada pengawasan PT PLN (Persero) Pusat Pengatur dan Pengendali Beban (P3B) Area IV yang meliputi wilayah Jawa-Bali berjumlah 10 buah yang terdiri dari 2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap, 4 Pembangkit Listrik Tenaga Uap, 3 Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan 1 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel.

4.1.1 Data Pembangkit Termis Pada Sistem Tenaga Listrik Area IV

Data dari bentuk karakteristik semua unit pembangkit pada area IV beserta kapasitasnya dan harga bahan bakar dalam Rupiah per Mkal yang digunakan adalah berdasarkan data dari PT PLN (Persero) bulan agustus 1999. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada uraian berikut ini.

Data pembangkit pada sistem tenaga listrik Jawa - Bali area IV yang berada di bawah pengawasan PT. PLN (persero) P3B adalah sebagai berikut :

1. PLTU

a. PLTU Perak 3-4

Jumlah unit : 2

P maks tiap unit : 75

P min tiap unit : 25

Bahan Bakar : MFO

Harga bahan bakar : Rp 38,075 /Mkal

$H : 0,08 P^2 + 2358 P + 16950$ Mkal/jam

b. PLTU Gresik 1-2

Jumlah unit : 2

P maks tiap unit : 100 MW

P min tiap unit : 60 MW

Bahan bakar : Gas

Harga bahan bakar : Rp 96,1636 / Mkal

$H : 5,28 P^2 + 2136 P + 6000$ Mkal /Jam

c. PLTU Gresik 3-4

Jumlah unit : 2

P maks tiap unit : 200 MW

P min tiap unit : 100 MW

Bahan bakar : Gas

Harga bahan bakar : Rp 96,1636/Mkal

$H : 2,088 P^2 + 2030,08 P + 240$ Mkal /Jam

d. PLTU Paiton 1-2

Jumlah unit : 2

P maks tiap unit : 400 MW

P min tiap unit : 225 MW

Bahan bakar : Batubara

Harga bahan bakar : Rp 42,589 /Mkal

$H : 6,18 P^2 + 1306,15 P + 388144,168$ Mkal /Jam

2. PLTG

a. PLTG Gilimanuk

Jumlah unit : 1

P maks tiap unit : 145 MW

P min tiap unit : 85 MW

Bahan bakar : HSD

Harga bahan bakar : Rp 57,714 /Mkal

$H : 1,4069 P^2 + 1599 P + 87435 \text{ Mkal /Jam}$

b. PLTG Pesanggaran

Jumlah Unit : 1

P maks tiap unit : 50 MW

P min tiap unit : 15 MW

Bahan bakar : HSD

Harga bahan bakar : Rp 57,714 /Mkal

$H : 113,9 P^2 + 5297 P + 139560 \text{ Mkal /Jam}$

c. PLTG Gresik 1-5

Jumlah Unit : 5

P maks tiap unit : 50 MW

P min tiap unit : 25 MW

Bahan bakar : HSD

Harga bahan bakar : Rp 57,714 /Mkal

$H : 231,4 P^2 + 2026 P + 19680 \text{ Mkal /Jam}$

3. PLTD

a. PLTD Pesanggaran

Jumlah unit : 1

P maks tiap unit : 75MW

P min tiap unit : 10 MW

Bahan bakar : HSD

Harga bahan bakar : Rp 57,714 /Mkal

$H : 14,2932 P^2 + 1670 P + 88960 \text{ Mkal /Jam}$

4. PLTGU

a. PLTGU Gresik

Jumlah blok : 3 (tiap blok 3 GT dan ST)

P maks tiap unit : 526 MW

P min tiap unit : 263 MW

Bahan bakar : Gas

Harga bahan bakar : Rp 96,1636 /Mkal

H : $1,1738 P^2 + 1097,7115 P + 737,896$ Mkal/Jam

b. PLTGU Grati

Jumlah blok : 2 blok

Blok 1 : 3 unit GT dan 1 unit ST

Blok 2 : 3 unit GT

P maks tiap unit : 526 MW

P min tiap unit : 263 MW

Bahan bakar : Gas

Harga bahan bakar : Rp 96,1636 /Mkal

H : $0,3042 P^2 + 1855 P + 148332$ Mkal/Jam

4.1.2 Persamaan Karakteristik Input Output Pembangkit Termal Sistem Area IV Jawa - Bali

Data persamaan karakteristik input-output pembangkit termal sistem area IV Jawa – Bali yang diperoleh dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Persamaan input-output unit pembangkit termal pada sistem area IV Jawa - Bali

No.	Nama Pembangkit	Persamaan Biaya Pembangkitan
1	PLTU Perak 3-4	$F = 0,08 P^2 + 2358 P + 16950$
2	PLTU Gresik 1-2	$F = 5,28 P^2 + 2136 P + 6000$
3	PLTU Gresik 3-4	$F = 2,088 P^2 + 2030,08 P + 240$
4	PLTU Paiton 1-2	$F = 6,18 P^2 + 1306,15 P + 388144,168$
5	PLTG Gilimanuk	$F = 1,4069 P^2 + 1599 P + 87435$
6	PLTG Pesanggaran	$F = 14,2932 P^2 + 1670 P + 88960$
7	PLTG Gresik 1-5	$F = 1,1738 P^2 + 1097,7115 P + 737,896$
8	PLTD Pesanggaran	$F = 14,2932 P^2 + 1670 P + 88960$
9	PLTGU Gresik	$F = 1,1738 P^2 + 1097,7115 P + 737,896$
10	PLTGU Grati	$F = 0,3042 P^2 + 1855 P + 148332$

Sumber : P3B – PT PLN (Persero) Jawa-Bali Area IV, 1999

4.1.3 Persamaan Biaya Bahan Bakar (*Fuel Cost*) Pembangkit Termal Sistem Area IV Jawa- Bali

Persamaan biaya bahan bakar (*fuel-cost*) pada tiap unit pembangkit yang dioperasikan diperoleh dengan cara mengalikan persamaan karakteristik input output dengan harga bahan bakarnya, dalam hal ini harga bahan bakar yang telah ditetapkan per 31 Agustus 1998 sehingga diperoleh persamaan input output dalam rupiah per jam seperti pada Tabel 4.2 dan secara jelas kurva dari persamaan biaya bahan bakar dapat dilihat pada Lampiran 1.

Tabel 4.2. Persamaan biaya pembangkitan unit-unit pembangkit termal pada sistem area IV Jawa-Bali

No.	Nama Pembangkit	Persamaan Biaya Pembangkitan
1	PLTU Perak 3-4	$F = 3.05 P^2 + 89780.85 P + 645371.25$
2	PLTU Gresik 1-2	$F = 507.72 P^2 + 205397.76 P + 576981.6$
3	PLTU Gresik 3-4	$F = 200.78 P^2 + 195212.5 P + 23078.40$
4	PLTU Paiton 1-2	$F = 263 P^2 + 55627.6 P + 16530671.97$
5	PLTG Gilimanuk	$F = 81.38 P^2 + 92284.7 P + 5046223.6$
6	PLTG Pesanggaran	$F = 6573.62 P^2 + 305711.06 P + 8054565.84$
7	PLTG Gresik 1-5	$F = 13355 P^2 + 116928.38 P + 113581.52$
8	PLTD Pesanggaran	$F = 825.3 P^2 + 96382.38 P + 5134237.44$
9	PLTGU Gresik	$F = 112.8 P^2 + 105555 P + 70955.5$
10	PLTGU Grati	$F = 28.85 P^2 + 178376.8 P + 14263605.12$

Sumber : P3B – PT PLN (Persero) Jawa-Bali Area IV, 1999

Berikut ini adalah persamaan *incremental fuel cost* yang diperoleh dari proses diferensiasi pertama persamaan biaya pembangkitan dalam Tabel 4.3 .

Tabel 4.3 Persamaan *Incremental Fuel Cost* (IFC) Pembangkit Termal Sistem Area IV Jawa-Bali

No.	Nama Pembangkit	Persamaan <i>Incremental fuel cost</i>
1	PLTU Perak 3-4	$\lambda = 6,1 P + 89780.85$
2	PLTU Gresik 1-2	$\lambda = 1015,44 P + 205397.76$
3	PLTU Gresik 3-4	$\lambda = 401,56 P + 195212.5$
4	PLTU Paiton 1-2	$\lambda = 526 P + 55627.6$
5	PLTG Gilimanuk	$\lambda = 162,76 P + 92284.7$
6	PLTG Pesanggaran	$\lambda = 13147,24 P + 305711.06$
7	PLTG Gresik 1-5	$\lambda = 26710 P + 116928.38$
8	PLTD Pesanggaran	$\lambda = 1650,6P + 96382.38$
9	PLTGU Gresik	$\lambda = 225,6 P + 105555$
10	PLTGU Grati	$\lambda = 57.7 P + 178376.8$

4.1.4 Beban Sistem Area IV dan Besar Biaya Operasional Berdasarkan Data PT.PLN (Persero).

Data beban sistem area IV yang akan digunakan sebagai bahan perbandingan antara pembangkitan pada PT. PLN (Persero) dengan hasil menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO adalah beban sistem saat beban puncak. Data yang diambil adalah data dari laporan harian area IV pada tanggal 18 Agustus 1999. Pada tanggal tersebut beban puncak terjadi pada pukul 18.00-19.00 sebesar 3040,6 MW. Beban tersebut adalah beban total yang meliputi beban sistem yang ada pada saluran transmisi yang ditanggung oleh sejumlah pembangkit baik itu pembangkit termis maupun hidro. Oleh Karena pembahasan disini adalah tentang economic dispatch, maka untuk pembangkit hidro diabaikan. Pada saat itu total beban yang disuplai oleh pembangkit hidro adalah sebesar 175 MW, karena pembangkit hidro diabaikan maka besar beban pada sistem termal adalah : $3040,6 - 175 = 2865,6$ MW. Beban 2865.6 MW tersebut merupakan jumlah dari beban yang ada pada distribusi area IV.

Berikut ini akan disajikan Tabel 4.4 yang memuat nama-nama pembangkit yang on atau beroperasi saat beban puncak tersebut beserta biaya operasi pembangkitannya sesuai dengan persamaan yang telah disebutkan.

Dari tabel terlihat bahwa untuk beban puncak pada area IV pada tanggal 18 Agustus 1999, diperlukan biaya operasi sebesar Rp. 647.615.266,50 dimana biaya tersebut adalah biaya untuk mengoperasikan 8 unit pembangkit termis yang on atau beroperasi pada saat itu.

Tabel 4.4 Output pembangkit yang beroperasi beserta biaya operasi.

No.	Nama Pembangkit	Daya yang dibangkitkan (MW)	Biaya Operasi (Rupiah/jam)
1	PLTU Perak 3-4	130	35.859.136,80
2	PLTU Gresik 3-4	350	92.943.003,40
3	PLTU Paiton 1-2	801	140.714.027,40
4	PLTG Gilimanuk	105	15.633.331,60
5	PLTG Pesanggaran	47,8	8.461.247,09
6	PLTD Pesanggaran	14.8	6.741.470,37
7	PLTGU Gresik	1220	296.739.575,50
8	PLTGU Grati	197	50.523.474,37
	Total =	2865,6	647.615.266,50

Sumber : P3B – PT PLN (Persero) Jawa-Bali Area IV, 1999

4.1.5 Perhitungan Biaya bahan bakar Pembangkit Termal pada Sistem Tenaga Listrik Area IV Jawa-Bali

Hasil perhitungan biaya bahan bakar masing-masing pembangkit dengan metode *Lagrange Multiplier* dan *Gaussian Particle Swarm Optimization* akan diuraikan sebagai berikut :

4.1.5.1 Hasil Perhitungan dengan Metode Lagrange Multiplier

Setelah program *iterasi Lambda* dijalankan maka didapatkan hasil pengoptimasian sebagai berikut :

Beban : 2865,6 MW

Error distribusi : 0,00002871080323529895 MW

Lambda : Rp 283.208,7367 /MW. Jam

Hasil simulasi program ini secara keseluruhan dari unit pembangkit dapat dilihat pada Tabel 4.5 berikut ini :

Tabel 4.5 Hasil perhitungan program economic dispatch dengan optimasi metode Lagrange Multiplier

No	Nama Pembangkit	Daya Minimum (MW)	Daya Maksimal (MW)	Daya yang terbangkit (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
1	PLTU Perak 3-4	25,00	150,00	150,0000	14.181.123,7500
2	PLTU Gresik 3-4	100,00	400,00	233,1332	56.446.187,1011
3	PLTU Paiton 1-2	225,00	800,00	422,7734	87.056.475,9335
4	PLTG Gilimanuk	85,00	145,00	145,0000	20.138.519,0000
5	PLTG Pesanggaran	15,00	50,00	15,0000	14.119.296,2400
6	PLTD Pesanggaran	10,00	75,00	75,0000	17.005.228,4400
7	PLTGU Gresik	263,00	1.578,00	772,6934	148.980.434,7615
8	PLTGU Grati	263,00	1.052,00	1.052,0000	233.844.409,1200
	Total =	986,00	4.250,00	2.865,6000	591.771.674,3461

Dari hasil perhitungan dengan metode ini, terjadi error pada jumlah daya yang dibangkitkan dimana tidak sama dengan kebutuhan beban sistem yaitu sebesar 0,00002871080323529895 MW. Hal ini dikarenakan metode *Lagrange Multiplier* mempunyai kelemahan yaitu pengaturan awal dari sistem lambda (λ) yang tidak mudah dan tidak efektif. Kurva plot error dari metode *Lagrange Multiplier* dapat dilihat pada Lampiran 4.

Berikut ini tabel yang berisi perbandingan tingkat biaya yang optimum antara perhitungan real sistem di lapangan PT.PLN (Persero) dan hasil program economic dispatch dengan metode *Lagrange Multiplier*.

Tabel 4.6 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan

No.	Nama Pembangkit	PT . PLN (Persero) Rupiah/jam	Metode Lagrange Multiplier (Rupiah / jam)
1	PLTU Perak 3-4	35.859.136,8000	14.181.123,7500
2	PLTU Gresik 3-4	92.943.003,4000	56.446.187,1011
3	PLTU Paiton 1-2	140.714.027,4000	87.056.475,9335
4	PLTG Gilimanuk	15.633.331,6000	20.138.519,0000
5	PLTG Pesanggaran	8.461.247,0900	14.119.296,2400
6	PLTD Pesanggaran	6.741.470,3700	17.005.228,4400
7	PLTGU Gresik	296.739.575,5000	148.980.434,7615
8	PLTGU Grati	50.523.474,3700	233.844.409,1200
	Total =	647.615.266,5000	591.771.674,3461

4.1.5.2 Hasil Perhitungan dengan Metode GPSO

Parameter-parameter yang digunakan untuk mengimplementasikan algoritma GPSO untuk menyelesaikan *economic dispatch* pembangkit termal sistem Area IV Jawa-Bali adalah sebagai berikut :

- ukuran populasi : 200
- bobot inerti maksimum (w min) : 0.4
- koefisien akselerasi individu (c1) : 2
- bobot inerti maksimum (w maks) : 0.9
- koefisien akselerasi kelompok (c2) : 2
- iterasi maksimal : 10.000

Hasil simulasi unit pembangkit termal yang di dispatch dengan menggunakan metode GPSO dapat dilihat pada Tabel 4.7 berikut :

Tabel 4.7 Hasil perhitungan dengan optimasi metode GPSO.

No	Nama Pembangkit	Daya Min (MW)	Daya Maks (MW)	Daya yang terbangkit (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
1	PLTU Perak 3-4	25,00	150,00	150,0000	14.181.123,7500
2	PLTU Gresik 3-4	100,00	400,00	216,1632	51.602.581,6831
3	PLTU Paiton 1-2	225,00	800,00	430,2957	89.162.579,3755
4	PLTG Gilimanuk	85,00	145,00	144,9999	20.138.519,4840
5	PLTG Pesanggaran	15,00	50,00	15,0000	14.119.296,2400
6	PLTD Pesanggaran	10,00	75,00	75,0000	17.005.228,4400
7	PLTGU Gresik	263,00	1.578,00	782,1412	151.634.683,7839
8	PLTGU Grati	263,00	1.052,00	1.052,0000	233.844.409,1200
	Total =	986,00	4.250,00	2.865,6000	591.688.421,8665

Untuk melihat penghematan total biaya pembangkitan dari hasil perhitungan economic dispatch dengan menggunakan metode GPSO terhadap total biaya pembangkitan sesuai dengan data real sistem di lapangan oleh PT.PLN (Persero) dapat dilihat pada Tabel 4.8 berikut :

Tabel 4.8 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan data real sistem dengan GPSO

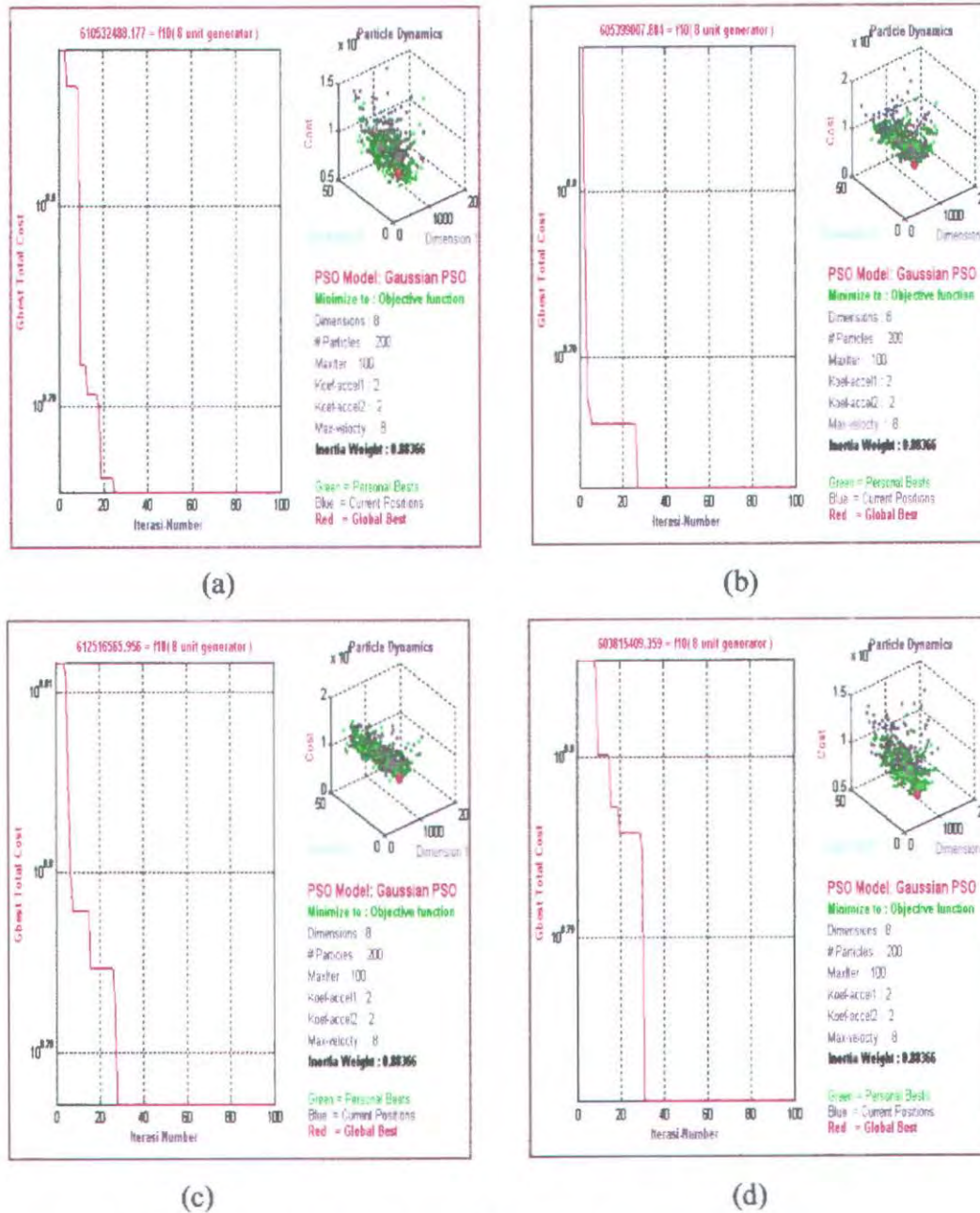
No.	Nama Pembangkit	PT . PLN (Persero) (Rupiah/jam)	Metode GPSO (Rupiah / jam)
1	PLTU Perak 3-4	35.859.136,8000	14.181.123,7500
2	PLTU Gresik 3-4	92.943.003,4000	51.602.581,6831
3	PLTU Paiton 1-2	140.714.027,4000	89.162.579,3755
4	PLTG Gilimanuk	15.633.331,6000	20.138.519,4840
5	PLTG Pesanggaran	8.461.247,0900	14.119.296,2400
6	PLTD Pesanggaran	6.741.470,3700	17.005.228,4400
7	PLTGU Gresik	296.739.575,5000	151.634.683,7839
8	PLTGU Grati	50.523.474,3700	233.844.409,1200
	Total =	647.615.266,5000	591.688.421,8665

Sedangkan penghematan total biaya pembangkitan dari hasil perhitungan *economic dispatch* dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* terhadap total biaya pembangkitan dengan metode GPSO dapat dilihat Tabel 4.9 berikut :

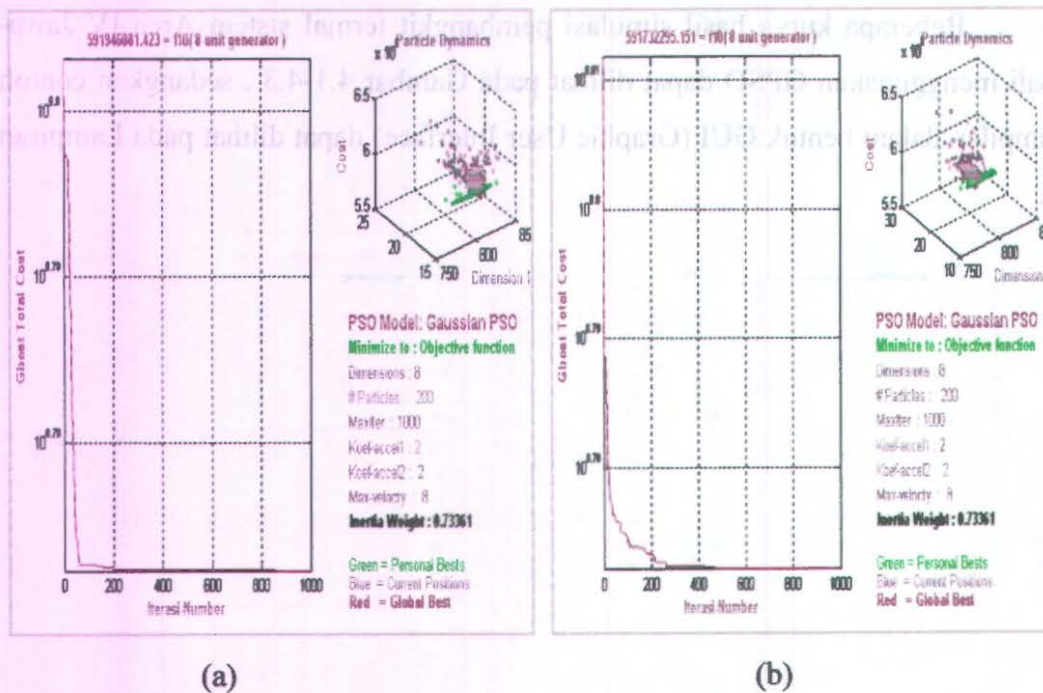
Tabel 4.9 Perbandingan hasil perhitungan program *economic dispatch* dengan optimasi metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO

No	Nama Pembangkit	Metode Lagrange Multiplier		Metode GPSO	
		Daya yang terbangkit (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)	Daya yang terbangkit (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
1	PLTU Perak 3-4	150,0000	14.181.123,7500	150,0000	14.181.123,7500
2	PLTU Gresik 3-4	233,1332	56.446.187,1011	216,1632	51.602.581,6831
3	PLTU Paiton 1-2	422,7734	87.056.475,9335	430,2957	89.162.579,3755
4	PLTG Gilimanuk	145,0000	20.138.519,0000	144,9999	20.138.519,4840
5	PLTG Pesanggaran	15,0000	14.119.296,2400	15,0000	14.119.296,2400
6	PLTD Pesanggaran	75,0000	17.005.228,4400	75,0000	17.005.228,4400
7	PLTGU Gresik	772,6934	148.980.434,7615	782,1412	151.634.683,7839
8	PLTGU Grati	1.052,00	233.844.409,1200	1.052,00	233.844.409,1200
	Total =	2.865,60	591.771.674,3461	2.865,60	591.688.421,8665

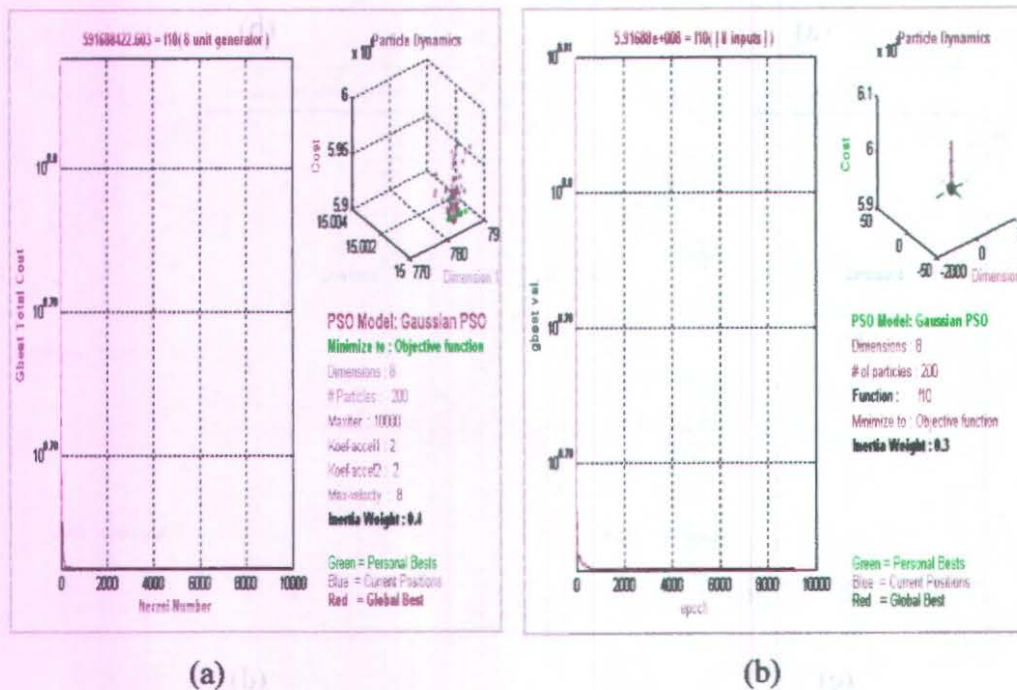
Beberapa kurva hasil simulasi pembangkit termal sistem Area IV Jawa-Bali menggunakan GPSO dapat dilihat pada Gambar 4.1-4.3 , sedangkan contoh tampilan dalam bentuk GUI (Graphic User Interface) dapat dilihat pada Lampiran 3.



Gambar 4.1 (a),(b),(c),(d) Kurva hasil plot GPSO dengan 100 iterasi



Gambar 4.2 (a),(b) Kurva plot GPSO untuk 1000 iterasi



Gambar 4.3 (a),(b) Kurva plot GPSO untuk 10000 iterasi

Berikut ini adalah tabel perbandingan hasil konvergensi dari metode Lagrange Multiplier dan GPSO pada perhitungan *economic dispatch* sistem pembangkitan tenaga listrik area IV Jawa-Bali.

Tabel 4.10. Hasil konvergensi studi kasus sistem area IV dengan beban=2865,6 MW

Metode	Error dispatch (MW)	Nilai fitness (Rp/jam)
Lagrange Multiplier	0,00002871	591.771.674,3461
GPSO	0	591.688.421,8665

4.2 Pembangkit Termis Pada Sistem Tenaga Listrik Wilayah Kalimantan Timur Sistem Mahakam

Sistem kelistrikan Sektor Mahakam PT.PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Timur, tersebar di 5 pusat pembangkit dengan jumlah pembangkit terdiri dari 20 unit pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD), dan 3 unit pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU).

4.2.1 Data pembangkit sistem tenaga listrik wilayah Kalimantan Timur Sistem Mahakam

Pada Tabel 4.11 ditunjukkan jenis-jenis pembangkit, daya terpasang, daya mampu dan jenis bahan bakar yang digunakan dengan kapasitas terpasang secara keseluruhan 201,76 MW, daya mampu 132,43 MW dan beban puncak 125,1 MW yang diperoleh pada tanggal 9 Desember 2007 jam 20.00 wita (Bahtiar, 2008). Sistem kelistrikan PT PLN (Persero) wilayah Kalimantan Timur khususnya sistem Mahakam saat ini krisis energi karena daya mampu pembangkitan sudah hampir sama dengan besar beban puncak, oleh karena itu semua pembangkit dalam keadaan operasi.

Tabel 4.11 Data Pembangkit Sistem Mahakam

Nama Pembangkit	Daya terpasang (MW)	Daya mampu (MW)	Jenis Bahan Bakar
PLTGU Tanjung Batu Unit 1	21,00	21,00	Gas
PLTGU Tanjung Batu Unit 2	20,00	20,00	
PLTGU Tanjung Batu Unit 3	20,00	16,00	
PLTD Gunung Malang Unit 1	4,00	3,2	Solar
PLTD Gunung Malang Unit 2	4,00	3,2	
PLTD Gunung Malang Unit 3	4,04	3,3	
PLTD Gunung Malang Unit 4	4,04	3,3	
PLTD Gunung Malang Unit 5	4,04	3,2	
PLTD Gunung Malang Unit 6	4,04	3,2	
PLTD Batakan Unit 1	6,40	3,80	Solar
PLTD Batakan Unit 2	6,40	3,60	
PLTD Keledang Unit 1	5,22	4,0	Solar
PLTD Keledang Unit 2	5,22	3,2	
PLTD Keledang Unit 3	5,20	3,6	
PLTD Keledang Unit 4	5,20	3,2	
PLTD Keledang Unit 5	6,40	6,0	
PLTD Karang Asam Unit 1	4,04	3,3	Solar
PLTD Karang Asam Unit 2	4,04	3,4	
PLTD Karang Asam Unit 3	4,04	3,3	
PLTD Karang Asam Unit 4	4,00	3,3	
PLTD Karang Asam Unit 5	4,04	3,3	
PLTD Karang Asam Unit 6	7,60	6,0	
PLTD Karang Asam Unit 7	7,60	6,0	

Sumber : Data PT PLN (Persero) P3B wilayah Kalimantan Timur

4.2.2 Persamaan Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal Sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur

Data persamaan karakteristik input-output dalam liter per jam untuk pembangkit dengan bahan bakar solar dan dalam kilogram per jam untuk bahan bakar gas serta data batas pembebanan daya maksimum dan minimum dalam Megawatt (MW) sebagai pertidaksamaan kendala pembangkit termal sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur adalah sebagai berikut

1. PLTD Gunung Malang

$$\text{Unit 1 : } F_1(P_1) = 0,015682 P_1^2 + 1,4726P_1 + 851,361$$

$$\text{Unit 2 : } F_2(P_2) = 0,016072 P_2^2 + 2,0201P_2 + 907,5128$$

$$\text{Unit 3 : } F_3(P_3) = 0,0028726 P_3^2 + 0,028116P_3 + 834,1065$$

$$\text{Unit 4 : } F_4(P_4) = 0,025965 P_4^2 + 2,9521P_4 + 933,8327$$

$$\text{Unit 5 : } F_5(P_5) = 0,031144 P_5^2 + 0,604P_5 + 709,5531$$

$$\text{Unit 6 : } F_6(P_6) = 0,028791 P_6^2 + 0,76209P_6 + 834,2983$$

$$2 \leq P_1 \leq 3,2$$

$$2 \leq P_2 \leq 3,2$$

$$2 \leq P_3 \leq 3,3$$

$$2 \leq P_4 \leq 3,3$$

$$2 \leq P_5 \leq 3,2$$

$$2 \leq P_6 \leq 3,2$$

2. PLTD Batakan

$$\text{Unit 7 : } F_7(P_7) = 0,01212 P_7^2 + 0,35723P_7 + 1029,4581$$

$$\text{Unit 8 : } F_8(P_8) = 0,041992P_8^2 + 4,9305P_8 + 1210,6054$$

$$2 \leq P_7 \leq 3,8$$

$$2 \leq P_8 \leq 3,6$$

3. PLTD Keledang

$$\text{Unit 9 : } F_9(P_9) = 0,0041491 P_9^2 + 0,10369P_9 + 1090,9294$$

$$\text{Unit 10 : } F_{10}(P_{10}) = 0,038352 P_{10}^2 + 3,3231P_{10} + 936,7021$$

$$\text{Unit 11 : } F_{11}(P_{11}) = 0,04115 P_{11}^2 + 5,6781P_{11} + 1066,0361$$

$$\text{Unit 12: } F_{12}(P_{12}) = 0,13203 P_{12}^2 + 0,55209P_{12} + 725,6064$$

$$\text{Unit 13: } F_{13}(P_{13}) = 0,027355 P_{13}^2 + 7,8031P_{13} + 20662,2803$$

$$2 \leq P_9 \leq 4$$

$$2 \leq P_{10} \leq 3,2$$

$$2 \leq P_{11} \leq 3,6$$

$$2 \leq P_{12} \leq 3,2$$

$$2 \leq P_{13} \leq 6$$

4. PLTGU Tanjung Batu

$$\text{Unit 14: } F_{14}(P_{14}) = 0,0028722 P_{14}^2 + 3,0211P_{14} + 972,8069$$

$$\text{Unit 15: } F_{15}(P_{15}) = 0,0032433 P_{15}^2 + 3,0106P_{15} + 873,0566$$

$$\text{Unit 16: } F_{16}(P_{16}) = 0,0042618 P_{16}^2 + 3,1041P_{16} + 700,061$$

$$10 \leq P_{14} \leq 21$$

$$10 \leq P_{15} \leq 20$$

$$8 \leq P_{16} \leq 16$$

5. PLTD Karang Asam

$$\text{Unit 17: } F_{17}(P_{17}) = 0,001119 P_{17}^2 + 0,014553P_{17} + 875,1908$$

$$\text{Unit 18: } F_{18}(P_{18}) = 0,011731 P_{18}^2 + 0,37494P_{18} + 879,2868$$

$$\text{Unit 19: } F_{19}(P_{19}) = 0,0034875 P_{19}^2 + 0,30916P_{19} + 882,8559$$

$$\text{Unit 20: } F_{20}(P_{20}) = 0,015622 P_{20}^2 + 0,61088P_{20} + 885,1229$$

$$\text{Unit 21: } F_{21}(P_{21}) = 0,024078P_{21}^2 + 1,1324P_{21} + 865,0272$$

$$\text{Unit 22: } F_{22}(P_{22}) = 0,02434 P_{22}^2 + 7,6888P_{22} + 2066,8915$$

$$\text{Unit 23: } F_{23}(P_{23}) = 0,0095207 P_{23}^2 + 1,238P_{23} + 1407,63732$$

$$2 \leq P_{17} \leq 3,3$$

$$2 \leq P_{18} \leq 3,4$$

$$2 \leq P_{19} \leq 3,3$$

$$2 \leq P_{20} \leq 3,3$$

$$2 \leq P_{21} \leq 3,3$$

$$3 \leq P_{22} \leq 6$$

$$3 \leq P_{23} \leq 6$$

4.2.3 Persamaan Biaya Bahan Bakar (*Fuel Cost*) Pembangkit Termal Sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur

Persamaan biaya bahan bakar (*fuel-cost*) pada tiap unit pembangkit yang dioperasikan diperoleh dengan cara mengalikan persamaan karakteristik input-output dengan harga bahan bakarnya, dalam hal ini harga bahan bakar yang ditetapkan per 1 Desember 2007 yaitu untuk gas Rp 4250,- per kilogram dan untuk solar Rp 5750,- per liter, sehingga diperoleh persamaan input-output dalam rupiah per jam seperti yang terlihat pada Tabel 4.12 .

Pada Tabel 4.13 ditunjukkan persamaan *incremental fuel cost* yang diperoleh dari proses diferensiasi pertama persamaan biaya pembangkitan dalam Tabel 4.12. Nilai fisik dari persamaan ini menunjukkan besarnya kenaikan harga bahan bakar tiap kenaikan output daya listrik.

4.2.4 Beban Sistem Mahakam dan Besar Biaya Operasional Berdasarkan Data PT.PLN (Persero) wilayah Kalimantan Timur

Data beban sistem Mahakam yang digunakan sebagai bahan perbandingan antara pembangkitan pada PT. PLN (Persero) dengan hasil menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO adalah beban sistem saat beban puncak. Data yang diambil adalah data dari laporan harian sistem Mahakam Kalimantan Timur pada tanggal 9 Desember 2007. Pada tanggal tersebut beban puncak terjadi pada pukul 20 Wita sebesar 125,1 MW. Data daya yang dibangkitkan dan biaya pembangkitan dari sistem tenaga listrik Mahakam ditunjukkan pada Tabel 4.14. Kurva dari persamaan biaya bahan bakar dapat dilihat pada Lampiran 2.

Tabel 4.12 Data persamaan biaya bahan bakar pembangkit sistem Mahakam

No	Nama Pembangkit	Persamaan biaya bahan bakar
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	$F_1 = 90,1715 P_1^2 + 8467,45P_1 + 4895325,75$
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	$F_2 = 92,414 P_2^2 + 11615,575P_2 + 5218198,6$
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	$F_3 = 16,51745 P_3^2 + 161,667P_3 + 4796112,375$
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	$F_4 = 149,29875 P_4^2 + 16974,575P_4 + 5369538,025$
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	$F_5 = 179,078 P_5^2 + 3473P_5 + 4079930,325$
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	$F_6 = 165,54825 P_6^2 + 4382,0175P_6 + 4797215,225$
7	PLTD Batakan Unit 1	$F_7 = 69,69 P_7^2 + 2054,0725P_7 + 5919384,075$
8	PLTD Batakan Unit 2	$F_8 = 241,454P_8^2 + 28350,375P_8 + 6960981,05$
9	PLTD Keledang Unit 1	$F_9 = 23,857325 P_9^2 + 596,16P_9 + 6272844,05$
10	PLTD Keledang Unit 2	$F_{10} = 220,525 P_{10}^2 + 19107,825P_{10} + 5386037,075$
11	PLTD Keledang Unit 3	$F_{11} = 236,6125 P_{11}^2 + 32649,075P_{11} + 6129707,575$
12	PLTD Keledang Unit 4	$F_{12} = 759,1725 P_{12}^2 + 3174,5175P_{12} + 4172226,45$
13	PLTD Keledang Unit 5	$F_{13} = 157,29125 P_{13}^2 + 44867,25P_{13} + 118808111,7$
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	$F_{14} = 12,20685 P_{14}^2 + 12839,675P_{14} + 4134429,325$
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	$F_{15} = 13,784025 P_{15}^2 + 12795,05P_{15} + 3710490,55$
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	$F_{16} = 18,11265 P_{16}^2 + 13192,425P_{16} + 2975259,25$
17	PLTD Karang Asam Unit 1	$F_{17} = 6,4354 P_{17}^2 + 83,67975P_{17} + 5032347,1$
18	PLTD Karang Asam Unit 2	$F_{18} = 67,45325 P_{18}^2 + 2155,905P_{18} + 5055899,1$
19	PLTD Karang Asam Unit 3	$F_{19} = 20,053125 P_{19}^2 + 1777,67P_{19} + 5076421,425$
20	PLTD Karang Asam Unit 4	$F_{20} = 89,8265 P_{20}^2 + 3512,56P_{20} + 5089456,675$
21	PLTD Karang Asam Unit 5	$F_{21} = 138,4485P_{21}^2 + 6511,3P_{21} + 4973906,4$
22	PLTD Karang Asam Unit 6	$F_{22} = 139,955 P_{22}^2 + 44210,6P_{22} + 11884626,13$
23	PLTD Karang Asam Unit 7	$F_{23} = 54,744025 P_{23}^2 + 7118,5P_{23} + 8093914,475$

Sumber : Data PT PLN (Persero) P3B wilayah Kalimantan Timur

Tabel 4.13 Persamaan *Incremental Fuel Cost* (IFC) Pembangkit Termal Sistem Mahakam

No	Nama Pembangkit	Persamaan incremental fuel cost
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	$\lambda = 180.343P_1 + 8467,4$
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	$\lambda = 184.828 P_2 + 11615,575$
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	$\lambda = 33.0349 P_3 + 161,667$
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	$\lambda = 298.5975 P_4 + 16974,575$
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	$\lambda = 358.156 P_5 + 3473$
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	$\lambda = 331.0965 P_6 + 4382,0175$
7	PLTD Batakan Unit 1	$\lambda = 139.38 P_7 + 2054,0725$
8	PLTD Batakan Unit 2	$\lambda = 482.908P_8 + 28350,375$
9	PLTD Keledang Unit 1	$\lambda = 47.71465P_9 + 596,16$
10	PLTD Keledang Unit 2	$\lambda = 441.048 P_{10} + 19107,825$
11	PLTD Keledang Unit 3	$\lambda = 473.225 P_{11} + 32649,075$
12	PLTD Keledang Unit 4	$\lambda = 1518.345 P_{12} + 3174,5175$
13	PLTD Keledang Unit 5	$\lambda = 314.5825 P_{13} + 44867,25$
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	$\lambda = 24,4137 P_{14} + 12839,675$
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	$\lambda = 27,56805 P_{15} + 12795,05$
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	$\lambda = 36,2253 P_{16} + 13192,425$
17	PLTD Karang Asam Unit 1	$\lambda = 12.8708P_{17} + 83,67975$
18	PLTD Karang Asam Unit 2	$\lambda = 134.9065 P_{18} + 2155,905$
19	PLTD Karang Asam Unit 3	$\lambda = 40.10625 P_{19} + 1777,67$
20	PLTD Karang Asam Unit 4	$\lambda = 179.653 P_{20} + 3512,56$
21	PLTD Karang Asam Unit 5	$\lambda = 276.897P_{21} + 6511,3$
22	PLTD Karang Asam Unit 6	$\lambda = 279.91 P_{22} + 44210,6$
23	PLTD Karang Asam Unit 7	$\lambda = 109.48805 P_{23} + 7118,5$

Tabel 4.14 Output pembangkit yang beroperasi beserta biaya operasinya.

No	Nama Pembangkit	Daya terbangkit (MW)	Biaya Operasi (Rupiah/jam)
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	3,0	4.921.539,6435
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	3,0	5.253.877,051
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	3,0	4.796.746,033
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	3,0	5.421.805,4388
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	3,0	4.091.961,027
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	3,0	4.811.851,2117
7	PLTD Batakan Unit 1	3,5	5.927.427,0313
8	PLTD Batakan Unit 2	3,5	7.063.165,174
9	PLTD Keledang Unit 1	3,5	6.275.222,8622
10	PLTD Keledang Unit 2	3,1	5.447.390,5778
11	PLTD Keledang Unit 3	3,4	6.243.449,6705
12	PLTD Keledang Unit 4	3,0	4.188.582,555
13	PLTD Keledang Unit 5	5,7	119.068.965,4177
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	20,4	4.401.438,6977
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	18,4	3.950.586,1895
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	15,4	3.182.718,1911
17	PLTD Karang Asam Unit 1	3,2	5.032.680,7737
18	PLTD Karang Asam Unit 2	3,2	5.063.488,7173
19	PLTD Karang Asam Unit 3	3,2	5.082.315,313
20	PLTD Karang Asam Unit 4	3,2	5.101.616,6904
21	PLTD Karang Asam Unit 5	3,2	4.996.160,2726
22	PLTD Karang Asam Unit 6	5,8	12.145.755,6962
23	PLTD Karang Asam Unit 7	5,4	8.133.950,7108
	Total	125,1	240.602.694,9458

Sumber : Data PT PLN (Persero) P3B wilayah Kalimantan Timur

4.2.5 Perhitungan Biaya bahan bakar Pembangkit Termal pada Sistem Tenaga Listrik Wilayah Kalimantan Timur

Hasil perhitungan biaya bahan bakar masing-masing pembangkit dengan metode *Lagrange Multiplier* dan *Gaussian Particle Swarm Optimization* (GPSO) akan diuraikan sebagai berikut :

4.2.5.1 Hasil Perhitungan dengan Metode Lagrange Multiplier

Setelah program *iterasi Lambda* dijalankan maka didapatkan hasil pengoptimasian sebagai berikut :

Beban : 125,1 MW

Error distribusi : 0 MW

Lambda : Rp 24.949,6623 / MW. Jam

Hasil simulasi program ini secara keseluruhan unit pembangkit dapat dilihat pada Tabel 4.15 . Sedangkan pada Tabel 4.16 menunjukkan perbandingan tingkat biaya yang optimum antara perhitungan real sistem di lapangan PT.PLN (Persero) wilayah Kalimantan Timur dan hasil program *economic dispatch* dengan metode *Lagrange Multiplier*.

Tabel 4.15 Hasil perhitungan program economic dispatch dengan optimasi metode *Lagrange Multiplier*

No	Nama Pembangkit	Daya Min (MW)	Daya Maks (MW)	Daya terbang kit (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	2	3,2	2	4.912.621,336
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	2	3,2	3.2	5256.314,7594
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	2	3,3	3.3	4.796.825,7511
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	2	3,3	3.1	5.423.593.9685
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	2	3,2	3.2	4.092.877,6837
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	2	3,2	3.2	4.812.932,8951
7	PLTD Batakan Unit 1	2	3,8	3.8	5.928.195,8741
8	PLTD Batakan Unit 2	2	3,6	3.2	7.054.174,739
9	PLTD Keledang Unit 1	2	4	4	6.275610,4072
10	PLTD Keledang Unit 2	2	3,2	3.2	5.449.440,291
11	PLTD Keledang Unit 3	2	3,6	3.6	6.250.310,743
12	PLTD Keledang Unit 4	2	3,2	3.2	4190158,8324
13	PLTD Keledang Unit 5	2	6	4.7	11.902.246,3387
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	10	21	21	4409445.7209
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	10	20	20	3.971.905,16
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	8	16	13.2	3.152.555,2081
17	PLTD Karang Asam Unit 1	2	3,3	3.3	5.032.693,3247
18	PLTD Karang Asam Unit 2	2	3,4	3.4	5.064.008,9366
19	PLTD Karang Asam Unit 3	2	3,3	3.3	5.082.506,1145
20	PLTD Karang Asam Unit 4	2	3,3	3.3	5.102.026,3336
21	PLTD Karang Asam Unit 5	2	3,3	3.3	4.996.901,3942
22	PLTD Karang Asam Unit 6	3	6	4.6	120.90.956,3378
23	PLTD Karang Asam Unit 7	3	6	6	8.138.596,2599
	Total	70	132,4	125,1	240.507.114.4095

Tabel 4.16 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan

No	Nama Pembangkit	PT . PLN (Persero) Rupiah/jam	Metode Lagrange Multiplier (Rupiah / jam)
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	4.921.539,6435	4.912.621,336
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	5.253.877,051	5256.314,7594
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	4.796.746,033	4.796.825,7511
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	5.421.805,4388	5.423.593.9685
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	4.091.961,027	4.092.877,6837
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	4.811.851,2117	4.812.932,8951
7	PLTD Batakan Unit 1	5.927.427,0313	5.928.195,8741
8	PLTD Batakan Unit 2	7.063.165,174	7.054.174,739
9	PLTD Keledang Unit 1	6.275.222,8622	6.275610,4072
10	PLTD Keledang Unit 2	5.447.390,5778	5.449.440,291
11	PLTD Keledang Unit 3	6.243.449,6705	6.250.310,743
12	PLTD Keledang Unit 4	4.188.582,555	4190158,8324
13	PLTD Keledang Unit 5	119.068.965,4177	11.902.246,3387
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	4.401.438,6977	4409445.7209
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	3.950.586,1895	3.971.905,16
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	3.182.718,1911	3.152.555,2081
17	PLTD Karang Asam Unit 1	5.032.680,7737	5.032.693,3247
18	PLTD Karang Asam Unit 2	5.063.488,7173	5.064.008,9366
19	PLTD Karang Asam Unit 3	5.082.315,313	5.082.506,1145
20	PLTD Karang Asam Unit 4	5.101.616,6904	5.102.026,3336
21	PLTD Karang Asam Unit 5	4.996.160,2726	4.996.901,3942
22	PLTD Karang Asam Unit 6	12.145.755,6962	120.90.956,3378
23	PLTD Karang Asam Unit 7	8.133.950,7108	8.138.596,2599
	Total	240.602.694,9458	240.507.114,4095

4.2.5.2 Hasil Perhitungan dengan Metode GPSO

Parameter-parameter yang digunakan untuk mengimplementasikan algoritma GPSO untuk menyelesaikan *economic dispatch* pembangkit termal sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur adalah sebagai berikut :

- ukuran populasi : 200
- bobot inerti maksimum (w min) : 0.4
- koefisien akselerasi individu (c1) : 2
- bobot inerti maksimum (w maks) : 0.9
- koefisien akselerasi kelompok (c2) : 2
- iterasi maksimal : 10.000

Hasil simulasi unit pembangkit termal yang di dispatch dengan menggunakan metode GPSO dapat dilihat pada Tabel 4.17 .

No	Unit	Power (MW)	Cost (Rp/hour)
1	PLTU Mahakam	100	100000000
2	PLTU Mahakam	100	100000000
3	PLTU Mahakam	100	100000000
4	PLTU Mahakam	100	100000000
5	PLTU Mahakam	100	100000000
6	PLTU Mahakam	100	100000000
7	PLTU Mahakam	100	100000000
8	PLTU Mahakam	100	100000000
9	PLTU Mahakam	100	100000000
10	PLTU Mahakam	100	100000000
11	PLTU Mahakam	100	100000000
12	PLTU Mahakam	100	100000000
13	PLTU Mahakam	100	100000000
14	PLTU Mahakam	100	100000000
15	PLTU Mahakam	100	100000000
16	PLTU Mahakam	100	100000000
17	PLTU Mahakam	100	100000000
18	PLTU Mahakam	100	100000000
19	PLTU Mahakam	100	100000000
20	PLTU Mahakam	100	100000000
21	PLTU Mahakam	100	100000000
22	PLTU Mahakam	100	100000000
23	PLTU Mahakam	100	100000000
24	PLTU Mahakam	100	100000000
25	PLTU Mahakam	100	100000000
26	PLTU Mahakam	100	100000000
27	PLTU Mahakam	100	100000000
28	PLTU Mahakam	100	100000000
29	PLTU Mahakam	100	100000000
30	PLTU Mahakam	100	100000000
31	PLTU Mahakam	100	100000000
32	PLTU Mahakam	100	100000000
33	PLTU Mahakam	100	100000000
34	PLTU Mahakam	100	100000000
35	PLTU Mahakam	100	100000000
36	PLTU Mahakam	100	100000000
37	PLTU Mahakam	100	100000000
38	PLTU Mahakam	100	100000000
39	PLTU Mahakam	100	100000000
40	PLTU Mahakam	100	100000000
41	PLTU Mahakam	100	100000000
42	PLTU Mahakam	100	100000000
43	PLTU Mahakam	100	100000000
44	PLTU Mahakam	100	100000000
45	PLTU Mahakam	100	100000000
46	PLTU Mahakam	100	100000000
47	PLTU Mahakam	100	100000000
48	PLTU Mahakam	100	100000000
49	PLTU Mahakam	100	100000000
50	PLTU Mahakam	100	100000000
51	PLTU Mahakam	100	100000000
52	PLTU Mahakam	100	100000000
53	PLTU Mahakam	100	100000000
54	PLTU Mahakam	100	100000000
55	PLTU Mahakam	100	100000000
56	PLTU Mahakam	100	100000000
57	PLTU Mahakam	100	100000000
58	PLTU Mahakam	100	100000000
59	PLTU Mahakam	100	100000000
60	PLTU Mahakam	100	100000000

Tabel 4.17 Hasil perhitungan dengan optimasi metode GPSO.

No	Nama Pembangkit	Daya Min (MW)	Daya Maks (MW)	Daya bangkit (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	2	3,2	3.2	4.923.344,9462
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	2	3,2	3.2	5.256.314,7594
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	2	3,3	3.3	4.796.825,7511
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	2	3,3	3.3	5.427.179,9859
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	2	3,2	3.2	4.092.877,6837
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	2	3,2	3.2	4.812.932,8951
7	PLTD Batakan Unit 1	2	3,8	3.8	5.928.195,8741
8	PLTD Batakan Unit 2	2	3,6	3.6	7.066.171,6438
9	PLTD Keledang Unit 1	2	4	4	6.275.610,4072
10	PLTD Keledang Unit 2	2	3,2	3.2	5.449.440,291
11	PLTD Keledang Unit 3	2	3,6	2.3	6.206.052,1276
12	PLTD Keledang Unit 4	2	3,2	3.2	4.190.158,8324
13	PLTD Keledang Unit 5	2	6	3.0	118.944.129,0713
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	10	21	21	4.409.445,7209
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	10	20	20	3.971.905,16
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	8	16	16	3.190.974,8884
17	PLTD Karang Asam Unit 1	2	3,3	3.3	5.032.693,3247
18	PLTD Karang Asam Unit 2	2	3,4	3.4	5.064.008,9366
19	PLTD Karang Asam Unit 3	2	3,3	3.3	5.082.506,1145
20	PLTD Karang Asam Unit 4	2	3,3	3.3	5.102.026,3336
21	PLTD Karang Asam Unit 5	2	3,3	3.3	4.996.901,3942
22	PLTD Karang Asam Unit 6	3	6	3.0	12.018.517,525
23	PLTD Karang Asam Unit 7	3	6	6	8.138.596,2599
	Total	70	132,4	125,1	240.376.809,9264

Untuk melihat penghematan total biaya pembangkitan dari hasil perhitungan economic dispatch dengan menggunakan metode GPSO terhadap total biaya pembangkitan sesuai dengan data real sistem di lapangan oleh PT.PLN (Persero) wilayah Kalimantan Timur dapat dilihat pada Tabel 4.18 berikut :

Tabel 4.18 Perbandingan tingkat optimum biaya pembangkitan data real sistem dengan GPSO

No.	Nama Pembangkit	PT . PLN (Rupiah/jam)	Metode GPSO (Rupiah / jam)
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	4.921.539,6435	4.923.344,9462
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	5.253.877,051	5.256.314,7594
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	4.796.746,033	4.796.825,7511
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	5.421.805,4388	5.427.179,9859
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	4.091.961,027	4.092.877,6837
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	4.811.851,2117	4.812.932,8951
7	PLTD Batakan Unit 1	5.927.427,0313	5.928.195,8741
8	PLTD Batakan Unit 2	7.063.165,174	7.066.171,6438
9	PLTD Keledang Unit 1	6.275.222,8622	6.275.610,4072
10	PLTD Keledang Unit 2	5.447.390,5778	5.449.440,291
11	PLTD Keledang Unit 3	6.243.449,6705	6.206.052,1276
12	PLTD Keledang Unit 4	4.188.582,555	4.190.158,8324
13	PLTD Keledang Unit 5	119.068.965,4177	118.944.129,0713
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	4.401.438,6977	4.409.445,7209
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	3.950.586,1895	3.971.905,16
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	3.182.718,1911	3.190.974,8884
17	PLTD Karang Asam Unit 1	5.032.680,7737	5.032.693,3247
18	PLTD Karang Asam Unit 2	5.063.488,7173	5.064.008,9366
19	PLTD Karang Asam Unit 3	5.082.315,313	5.082.506,1145
20	PLTD Karang Asam Unit 4	5.101.616,6904	5.102.026,3336
21	PLTD Karang Asam Unit 5	4.996.160,2726	4.996.901,3942
22	PLTD Karang Asam Unit 6	12.145.755,6962	12.018.517,525
23	PLTD Karang Asam Unit 7	8.133.950,7108	8.138.596,2599
	Total	240.602.694,9458	240.376.809,9264

Sedangkan penghematan total biaya pembangkitan dari hasil perhitungan *economic dispatch* dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* terhadap total biaya pembangkitan dengan metode GPSO dapat dilihat Tabel 4.19 berikut :

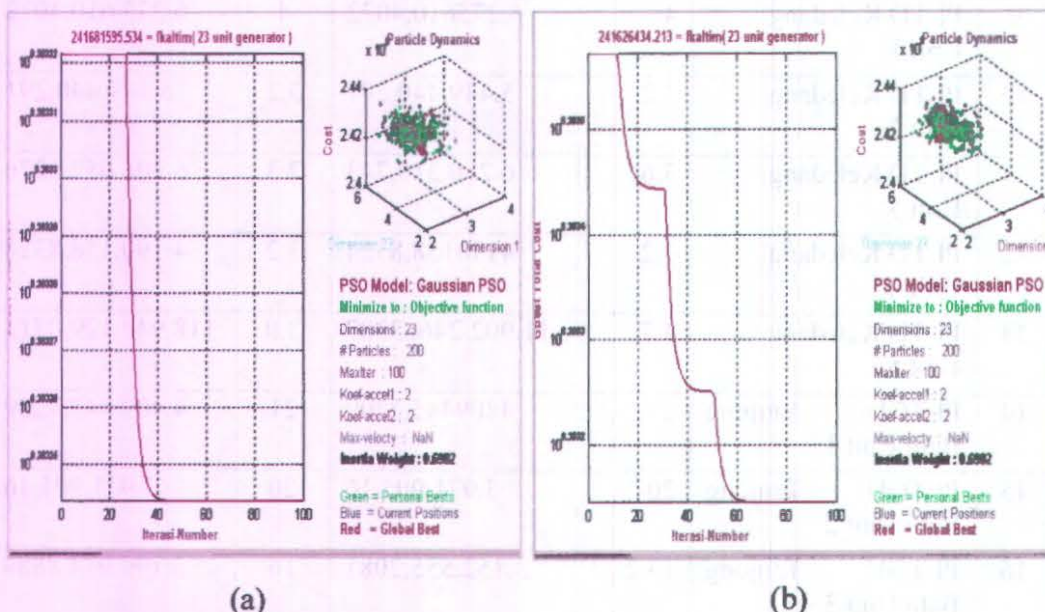
Tabel 4.19 Perbandingan hasil perhitungan program economic dispatch dengan optimasi metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO

No	Nama Pembangkit	Metode Lagrange Multiplier		Metode GPSO	
		Daya (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)	Daya (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	2	4.912.621,336	3.2	4.923.344,9462
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	3.2	5256.314,7594	3.2	5.256.314,7594
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	3.3	4.796.825,7511	3.3	4.796.825,7511
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	3.1	5.423.593.9685	3.3	5.427.179,9859
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	3.2	4.092.877,6837	3.2	4.092.877,6837
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	3.2	4.812.932,8951	3.2	4.812.932,8951
7	PLTD Batakan Unit 1	3.8	5.928.195,8741	3.8	5.928.195,8741
8	PLTD Batakan Unit 2	3.2	7.054.174,739	3.6	7.066.171,6438
9	PLTD Keledang Unit 1	4	6.275610,4072	4	6.275.610,4072
10	PLTD Keledang Unit 2	3.2	5.449.440,291	3.2	5.449.440,291
11	PLTD Keledang Unit 3	3.6	6.250.310,743	2.3	6.206.052,1276
12	PLTD Keledang Unit 4	3.2	4190158,8324	3.2	4.190.158,8324
13	PLTD Keledang Unit 5	4.7	11.902.246,3387	3.0	118.944.129,0713
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	21	4409445.7209	21	4.409.445,7209
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	20	3.971.905,16	20	3.971.905,16
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	13.2	3.152.555,2081	16	3.190.974,8884
17	PLTD Karang Asam Unit 1	3.3	5.032.693,3247	3.3	5.032.693,3247
18	PLTD Karang Asam Unit 2	3.4	5.064.008,9366	3.4	5.064.008,9366

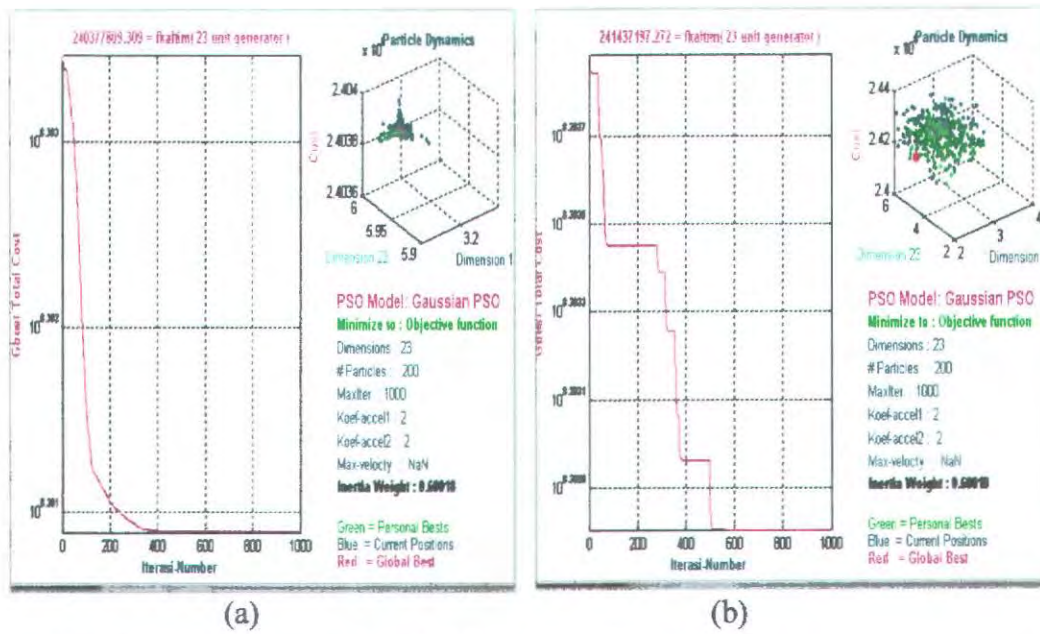
Lanjutan Tabel 4.19

No	Nama Pembangkit	Metode Lagrange Multiplier		Metode GPSO	
		Daya (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)	Daya (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
19	PLTD Karang Asam Unit 3	3.3	5.082.506,1145	3.3	5.082.506,1145
20	PLTD Karang Asam Unit 4	3.3	5.102.026,3336	3.3	5.102.026,3336
21	PLTD Karang Asam Unit 5	3.3	4.996.901,3942	3.3	4.996.901,3942
22	PLTD Karang Asam Unit 6	4.6	120.90.956,3378	3.0	12.018.517,525
23	PLTD Karang Asam Unit 7	6	8.138.596,2599	6	8.138.596,2599
	Total	125,1	240.507.114,4095	125,1	240.376.809,9264

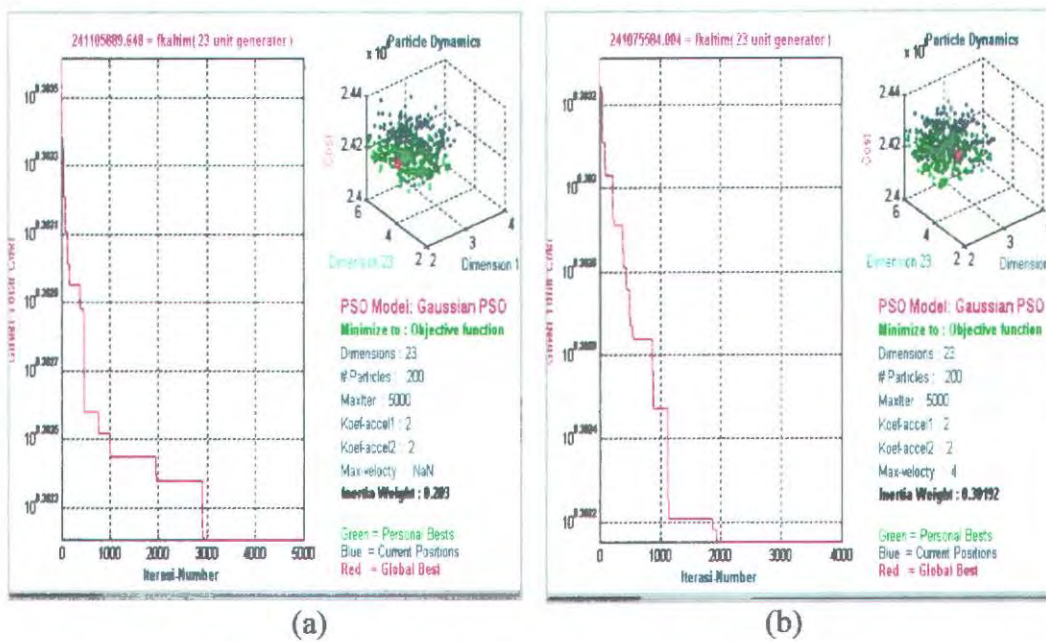
Beberapa kurva hasil simulasi pembangkit termal sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur menggunakan GPSO dapat dilihat pada Gambar 4.4-4.7 berikut ini:



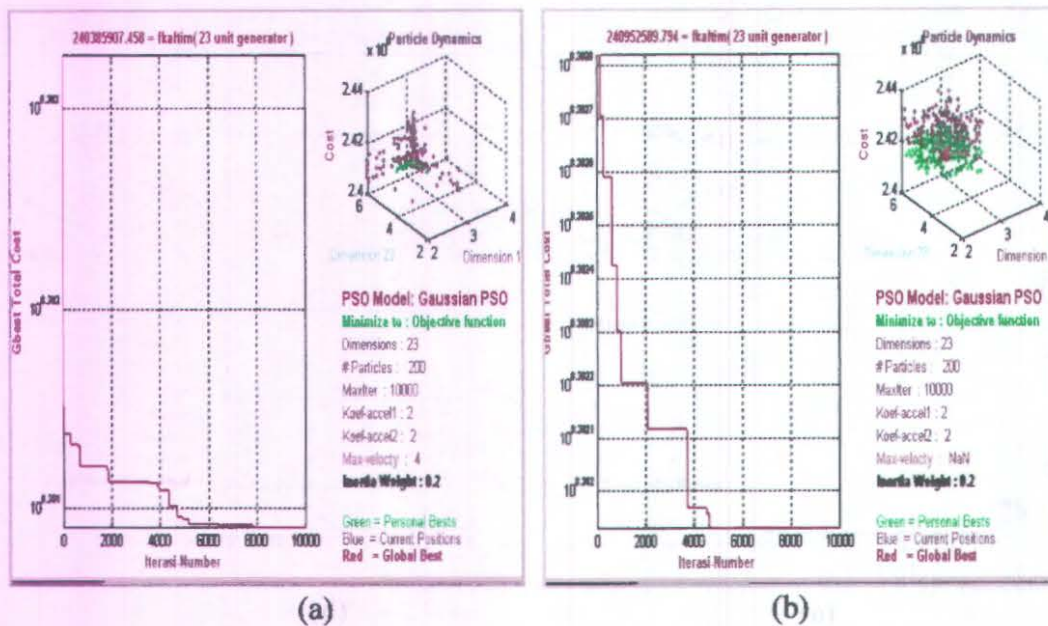
Gambar 4.4 (a),(b). Kurva plot GPSO untuk 100 iterasi



Gambar 4.5 (a),(b). Kurva plot GSPSO untuk 1000 iterasi



Gambar 4.6 (a),(b). Kurva plot GSPSO untuk 5000 iterasi



Gambar 4.7 (a),(b). Kurva plot GPSO untuk 10000 iterasi

Berikut ini adalah tabel perbandingan hasil konvergensi dari metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO pada perhitungan *economic dispatch* sistem pembangkitan tenaga listrik sistem Mahakam.

Tabel 4.20. Hasil konvergensi studi kasus sistem Mahakam beban =125,1 MW

Metode	Error dispatch (MW)	Nilai fitness (Rp/jam)
Lagrange Multiplier	0	240.507.114,4095
GPSO	0	240.376.809,9264

4.3 Analisis Hasil Simulasi

Analisis hasil simulasi berdasarkan solusi yang diperoleh dari dua metode tersebut pada dua studi kasus sistem tenaga listrik area IV Jawa-Bali dan sistem tenaga listrik wilayah Kalimantan Timur adalah sebagai berikut :

- Metode GPSO yang merupakan teknik heuristik dengan kombinasi bilangan random berdistribusi Gaussian mampu mendapatkan solusi yang lebih baik dari metoda *Lagrange Multiplier*
- Dari beberapa uji coba atau *running* program ini, metode GPSO lebih cepat dalam pencarian minimum lokal atau lebih baik dalam mendapatkan konvergensi daripada metode PSO dasar.
- Perhitungan *economic dispatch* dengan menggunakan metode GPSO memberikan akselerasi konvergensi yang berbeda disebabkan karena hasil random untuk posisi awal suatu partikel atau individu juga berbeda sehingga mengakibatkan *globalbest* yang berbeda yang dapat mempengaruhi akselerasi konvergensinya.
- Pada permasalahan *economic dispatch*, dalam hal ini untuk data pembangkitan sistem tenaga listrik area IV yang meliputi Jawa-Bali, hasil perhitungan yang diperoleh dengan metode *Lagrange Multiplier* dibandingkan data real sistem PLN (Persero) lebih optimum dengan penghematan biaya pembangkitan Rp 55.843.592,9317 per jam (efisiensi biaya bahan bakar sebesar 9,4% per jam). Untuk tingkat optimum penghematan biaya pembangkitan metode GPSO dibandingkan data pembangkitan PT PLN (persero) adalah 55.926.844,6355 per jam (efisiensi biaya bahan bakar sebesar 9,5% per jam). Sedangkan tingkat optimum penghematan biaya pembangkitan dari metode GPSO dibandingkan *Lagrange Multiplier* adalah Rp 83.252,4796 per jam (efisiensi biaya bahan bakar sebesar 0,01% per jam)
- Untuk data pembangkitan sistem tenaga listrik wilayah Kalimantan Timur, hasil perhitungan yang diperoleh dengan metode *Lagrange Multiplier* dibandingkan data real sistem PLN (Persero) lebih optimum dengan penghematan biaya pembangkitan Rp 95.580,5363 per jam (efisiensi biaya bahan bakar sebesar 0,04% per jam). Untuk tingkat optimum penghematan

biaya pembangkitan metode GPSO dibandingkan data pembangkitan PT PLN (persero) adalah Rp 225.885,0194 per jam (efisiensi biaya bahan bakar sebesar 0,09% per jam). Sedangkan tingkat optimum penghematan biaya pembangkitan dari metode GPSO dibandingkan *Lagrange Multiplier* adalah Rp 130.304,4831 per jam (efisiensi biaya bahan bakar sebesar 0,05% per jam).

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dengan mengimplementasikan metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO untuk menghitung economic dispatch pada studi kasus data pembangkit termal sistem area IV Jawa-Bali (Wahyono, 2000) dan pembangkit termal wilayah Kalimantan Timur sistem Mahakam (Bahtiar, 2008) dapat ditarik kesimpulan dari hasil simulasi sebagai berikut

1. Hasil simulasi yang dilakukan pada pembangkit termal baik sistem area IV Jawa-Bali maupun Sistem Mahakam Kalimantan Timur dengan menggunakan GPSO memberikan performansi solusi yang lebih baik dibandingkan dengan metode *Lagrange Multiplier* dengan kombinasi daya yang dibangkitkan dapat memenuhi persamaan kendala dan pertidaksamaan kendala yang telah ditentukan.
2. Pada sistem tenaga listrik pembangkit termal area IV Jawa-Bali, total biaya bahan bakar yang diperoleh dengan metode GPSO adalah sebesar Rp 591.688.421,8665 per jam sedangkan jika menggunakan metode *Lagrange Multiplier* sebesar Rp 591.771.674,3461 per jam. Tingkat optimum penghematan biaya pembangkitan dari metode GPSO dibandingkan *Lagrange Multiplier* adalah Rp 83.252,4796 per jam.
3. Pada sistem tenaga listrik pembangkit termal wilayah Kalimantan Timur sektor Mahakam, total biaya bahan bakar yang diperoleh dengan metode GPSO adalah sebesar Rp 240.376.809,9264 per jam sedangkan dengan metode *Lagrange Multiplier* sebesar Rp 240.507.114,4095 per jam. Tingkat optimum penghematan biaya pembangkitan dari metode GPSO dibandingkan *Lagrange Multiplier* adalah Rp 130.304,4831 per jam.
4. Hasil simulasi menunjukkan bahwa dengan metode GPSO maupun *Lagrange Multiplier* diperoleh hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan real sistem di lapangan (PT PLN Persero).

5.2 Saran

Adapun saran yang dapat disampaikan oleh penulis setelah melakukan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Metode *Gaussian Particle Swarm Optimization* (GPSO) yang digunakan pada penelitian ini masih memerlukan penelitian dan pengembangan lebih lanjut atau dapat juga dikombinasikan dengan metode lain untuk dapat lebih memperbaiki performansinya.
2. Permasalahan *economic dispatch* pada penelitian ini dapat diperluas dengan penghitungan rugi-rugi daya transmisi, biaya pemeliharaan dan perbaikan mesin. Selain itu fungsi obyektif yang meminimumkan total biaya bahan bakar dapat dikombinasikan dengan fungsi obyektif yang meminimumkan emisi polutan dari proses pembangkitan.

DAFTAR PUSTAKA

- Aziz, A.M.A, Musirin, J.I, dan Rahman, T.K.A.(2006), "Solving Economic Dispatch using Evolutionary Programming", in *First International Power and Energy Conference PECon, Putra Jaya, Malaysia*, hal144-149.
- Bahtiar (2008), *Optimisasi Operasi Pembangkit Sistem Mahakam PT PLN (persero) wilayah Kalimantan Timur menggunakan Breeder Genetic Algorithm (BGA)*, Tesis, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, Surabaya.
- Coelho, L.S dan Lee, C.S. (2008), "Solving Economic Load Dispatch Problem in Power System", *Journal of Electrical Power and Energy Systems*, No. 30, hal 297-307
- Dieu, V.N, Ongsakul,W. (2007), "Augmented Lagrange Hopfield Network for Large Scale Economic Dispatch", *International Symposium on Electrical and Electronics Engineering*", HCM City, Vietnam, Vol 2, hal 19-26.
- El-Ela, A.A.A. dan El-Sehiemy, R.A.A. (2007), "Optimized Generation Costs Using Modified Particle Swarm Optimization Version", *WSEAS Transactions on Power Systems*, Vol.2, No.10, hal 225-232.
- Laoufi, A, Hazzab, A, dan Rahli, M.(2006),"Economic Power Dispatch Using Fuzzy-Genetic Algorithm", *International Journal of Applied Engineering Research*, Vol.1, No.3, hal 409-426.
- Marsudi, D. (2006), *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, edisi pertama, Penerbit Graha Ilmu, Yogyakarta.
- Ongsakul, W, Dechanupaprittha, S, dan Ngamroo, I.(2004), "Parallel tabu search algorithm for constrained economic dispatch", *IEE Proceeding of Generation, Transmission and Distribution*, Vol 151, hal 157-166.
- Panigrahi, B.K , Pandi, V.R, dan Das, S.(2008), "Adaptive Particle Swarm Optimization approach for static and dynamic economic load dispatch", *Journal of Energy Conversion and Management*, No.49, Hal 1407-1415.
- Park, J.B, Shin, J.R. dan Jeong, Y.W (2006), "An Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Valve - Point Effect", *International journal of Innovation in Energy System and Power*, Vol. 1, No.1, hal. 1-6.

Slimani, L, dan Bouktir , T. (2007), "Economic Power Dispatch of Power System with Pollutan Control using Multiobjective Ant Colony Optimization", *International Journal of Computational Intelligence Research*, Vol.3, No.2, hal 145-153.

Wahyono, A.Y.(2000), *Economic Dispatch Dengan Optimasi terhadap daya aktif dan daya reaktif*, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, Surabaya.

Wong, K.P dan Chung, C.C. (1993), "Simulated Annealing based Economic Dispatch Algorithm", *IEE Proceeding of Generation, Transmission and Distribution*, Vol 140, hal 509-515.

Wood, A.J dan Wollenberg, B.F (1996), *Power Generation, Operation And Control*, 2nd edition, John Wiley & Sons, Inc, New York.

Zhao,B dan Cao,Y.J. (2005), "Multiple Objective Particle Swarm Optimization technique for Economic Load Dispatch", *Journal of Zhejiang University SCIENCE*, Vol 6, No.5, hal 420-427.

Lampiran 1

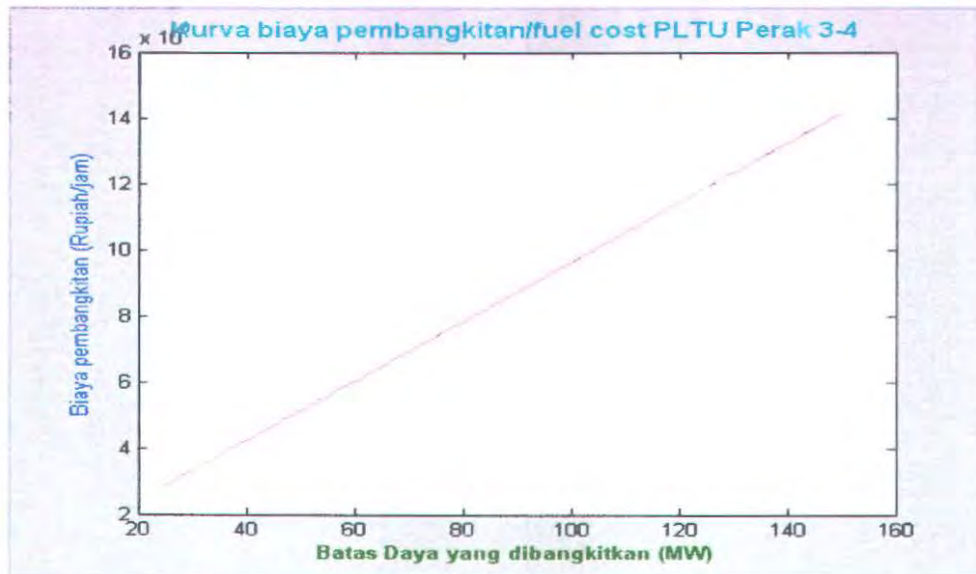
Kurva persamaan biaya pembangkitan/fuel cost sistem pembangkit termal area IV Jawa Timur-Bali

1. PLTU Perak 3-4

P minimum : 25 MW

P maksimum : 150 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 645371.25 + 89780.85 * P + 3.05 * P^2$

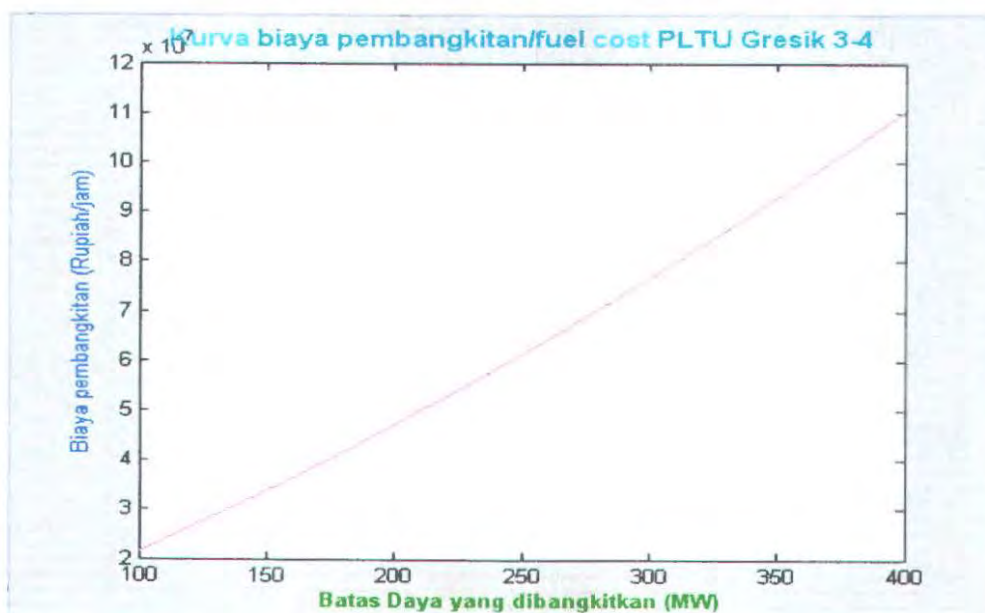


2. PLTU Gresik 3-4

P minimum : 100 MW

P maksimum : 400 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $f = 23078.40 + 195212.5 * P + 200.78 * P^2$

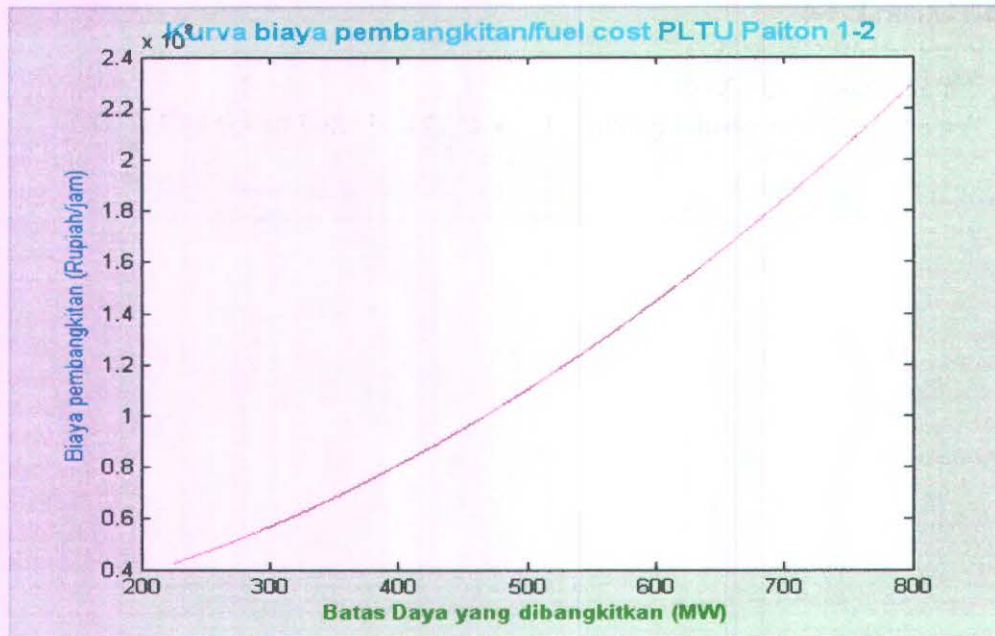


3. PLTU Paiton 1-2

P minimum : 225 MW

P maksimum : 800 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $f = 16530671.97 + 55627.6 * P + 263 * P^2$

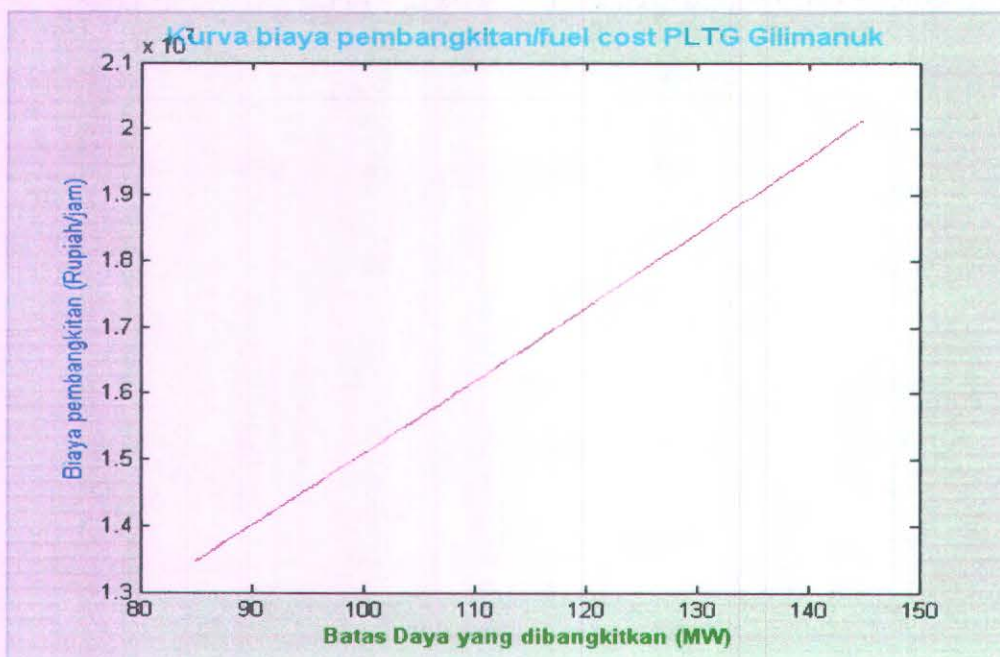


4. PLTG Gilimanuk

P minimum : 85 MW

P maksimum : 145 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $f = 5046223.6 + 92284.7 * P + 81.38 * P^2$

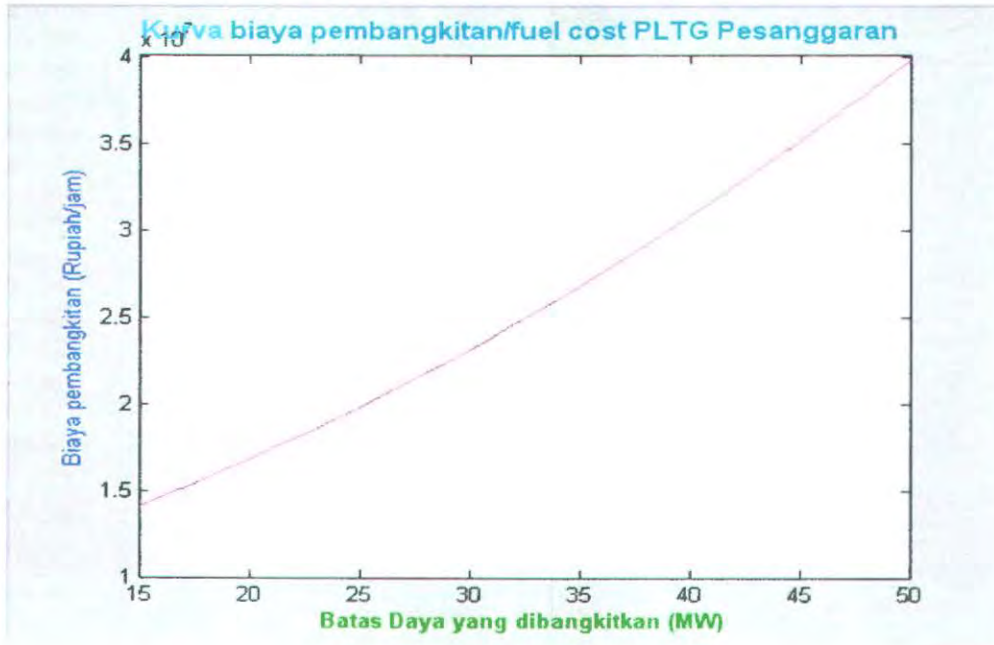


5. PLTG Pesanggaran

P minimum : 15 MW

P maksimum : 50 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $f = 8054565.84 + 305711.06 * P + 6573.62 * P^2$

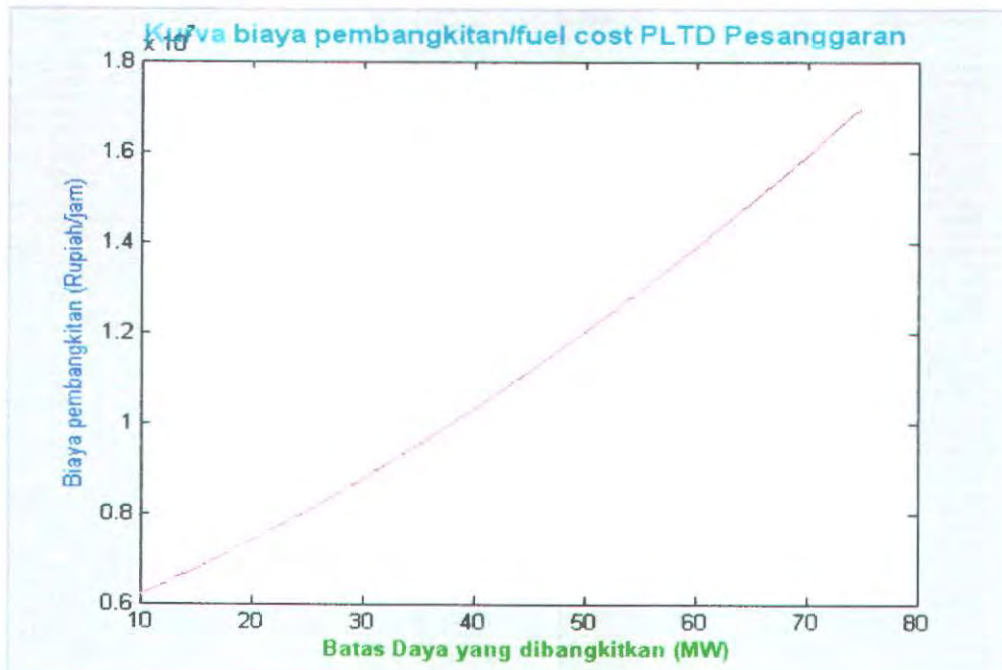


6. PLTD Pesanggaran

P minimum : 10 MW

P maksimum : 75 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $f = 5134237.44 + 96382.38 * P + 825.3 * P^2$



7. PLTGU Gresik

P minimum : 263 MW

P maksimum : 1578 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $f = 70955.5 + 105555 * P + 112.8 * P^2$



8. PLTGU Gresik

P minimum : 263 MW

P maksimum : 1052 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $f = 14263605.12 + 178376.8 * P + 28.85 * P^2$



Lampiran 2

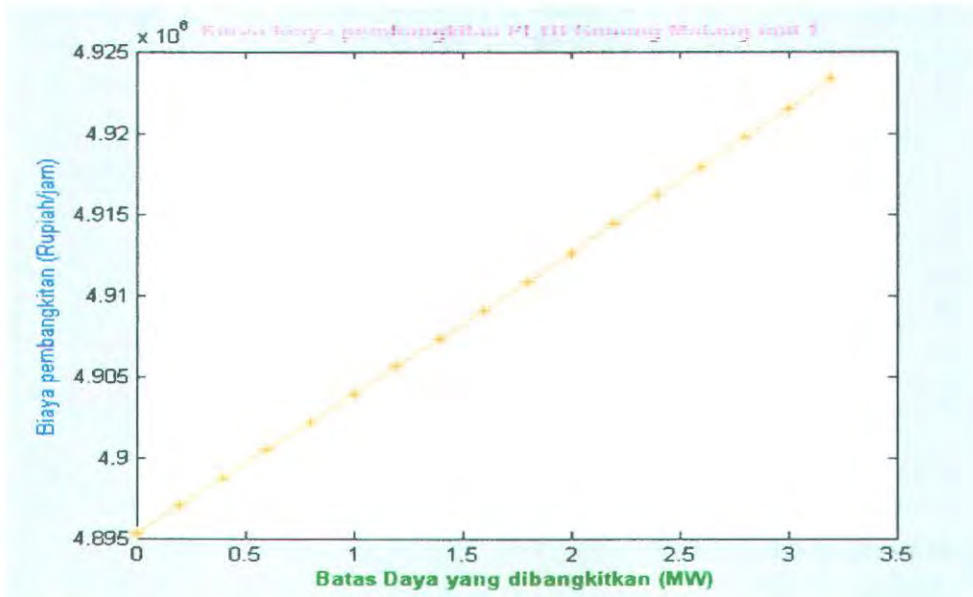
Kurva persamaan biaya pembangkitan/fuel cost sistem pembangkit termal wilayah Kalimantan Timur sistem Mahakam

1. PLTD Gunung Malang Unit 1

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3,2 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 4895325 + 8467,45 * P + 90,1715 * P^2$

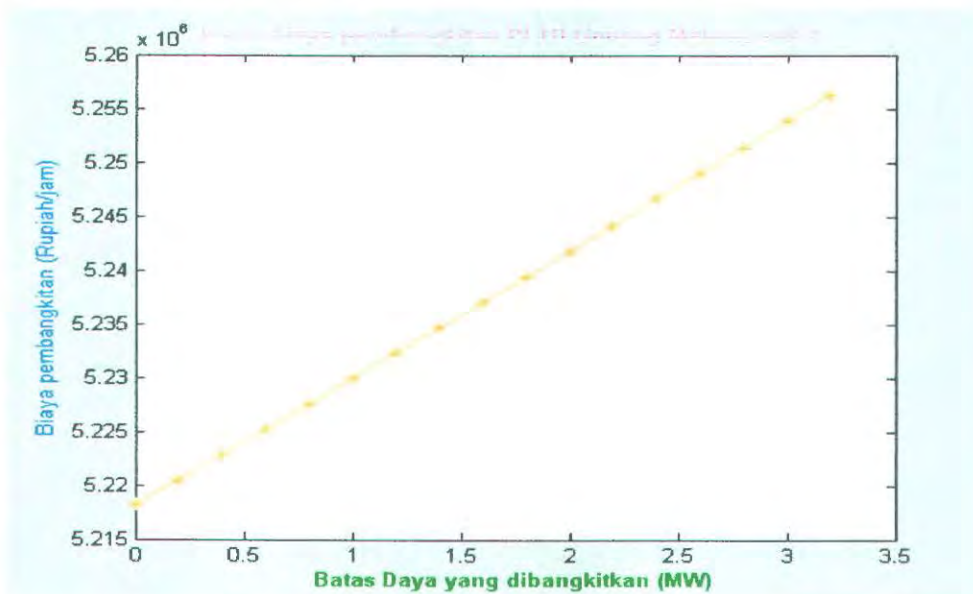


2. PLTD Gunung Malang Unit 2

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3,2 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 5218198.6 + 11615.575 * P + 92.414 * P^2$

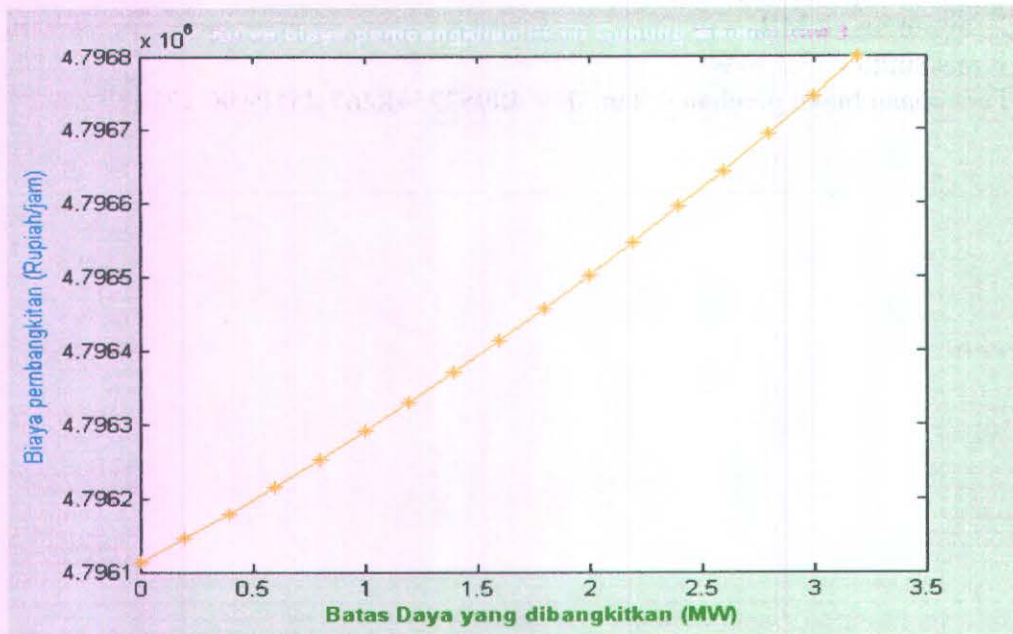


3. PLTD Gunung Malang Unit 3

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3,3 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 4796112.375 + 161.667 * P + 16.51745 * P^2$

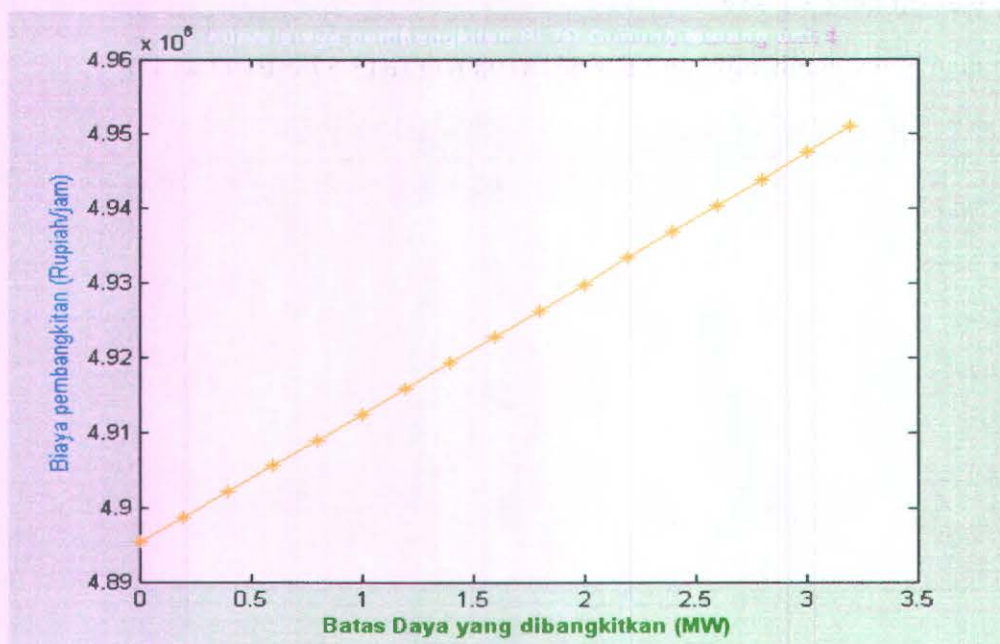


4. PLTD Gunung Malang Unit 4

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3,3 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 149.29875 + 16974.575 * P + 149.29875 * P^2$

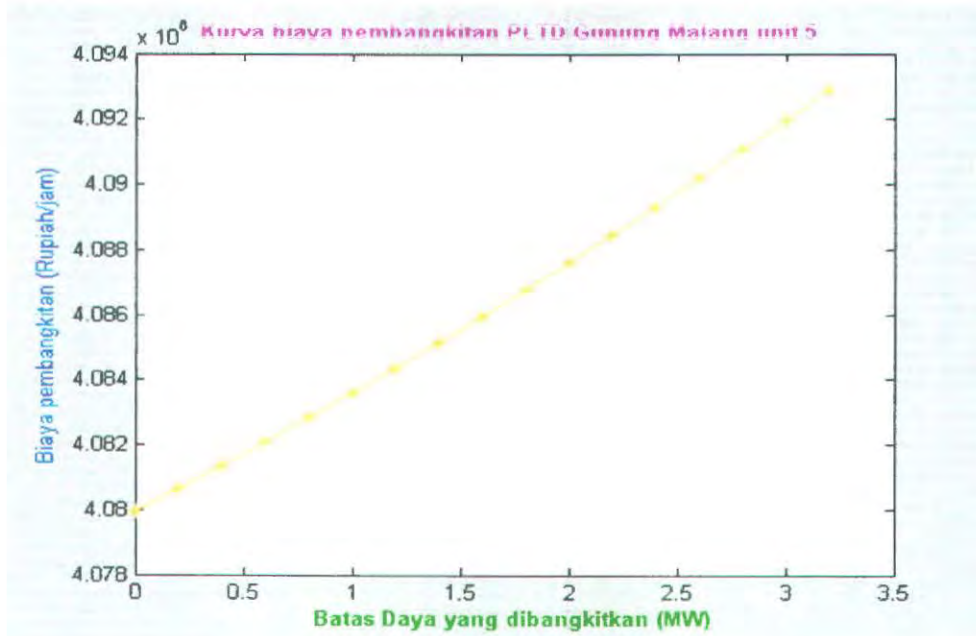


5. PLTD Gunung Malang Unit 5

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3,2 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 179.078 + 3473 * P + 149.29875 * P^2$

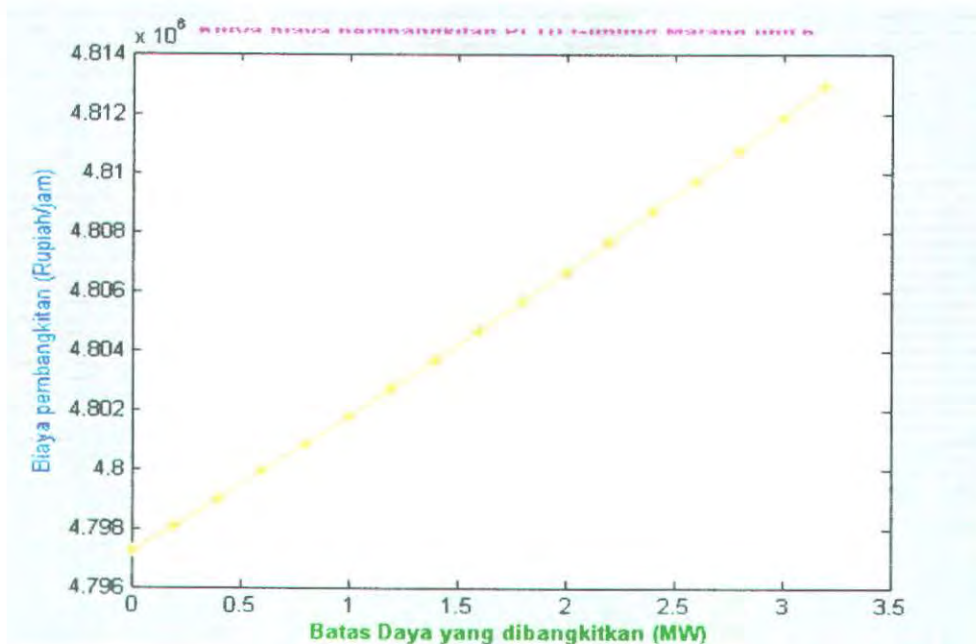


6. PLTD Gunung Malang Unit 5

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3,2 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 4797215.225 + 4382.0175 * P + 165.54825 * P^2$

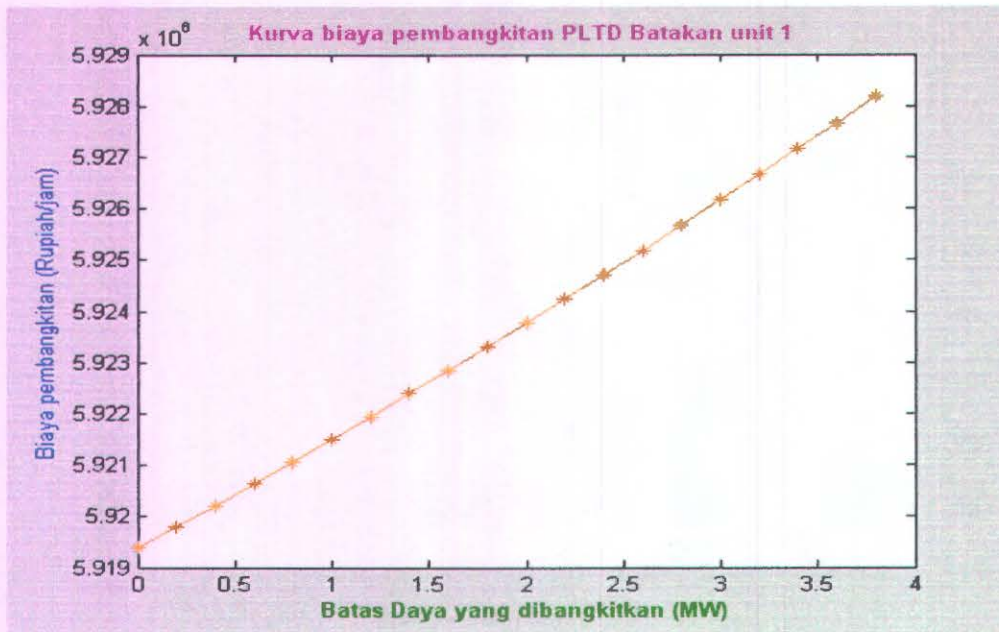


7. PLTD Batakan Unit 1

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3,8 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 5919384.075 + 2054.0725 \cdot P + 69.69 \cdot P^2$

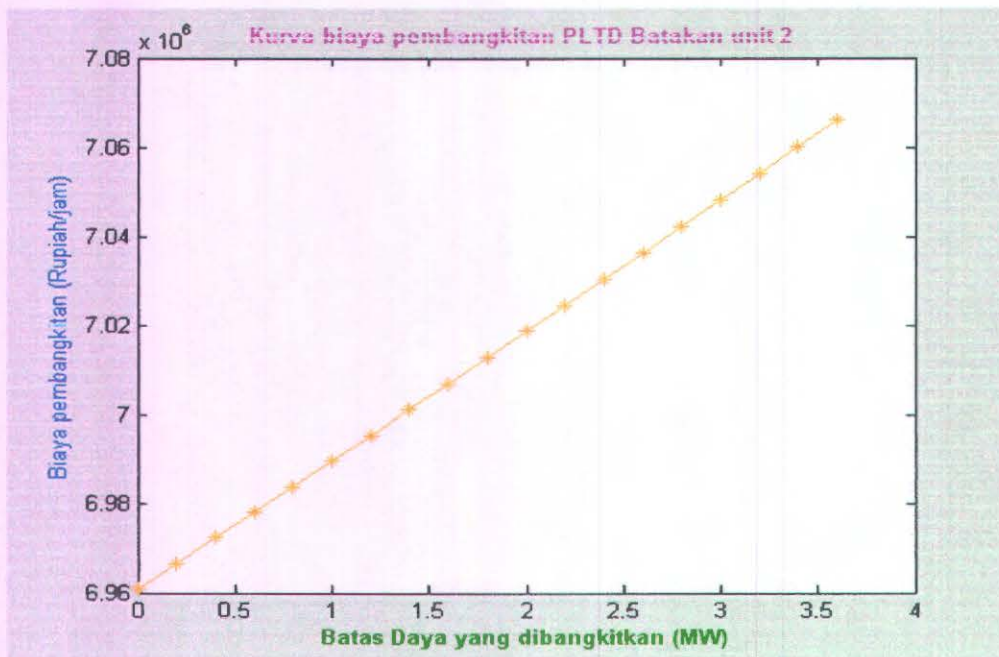


8. PLTD Batakan Unit 2

P minimum : 2 MWP

P maksimum : 3,6 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 6960981.05 + 28350.375 \cdot P + 241.454 \cdot P^2$

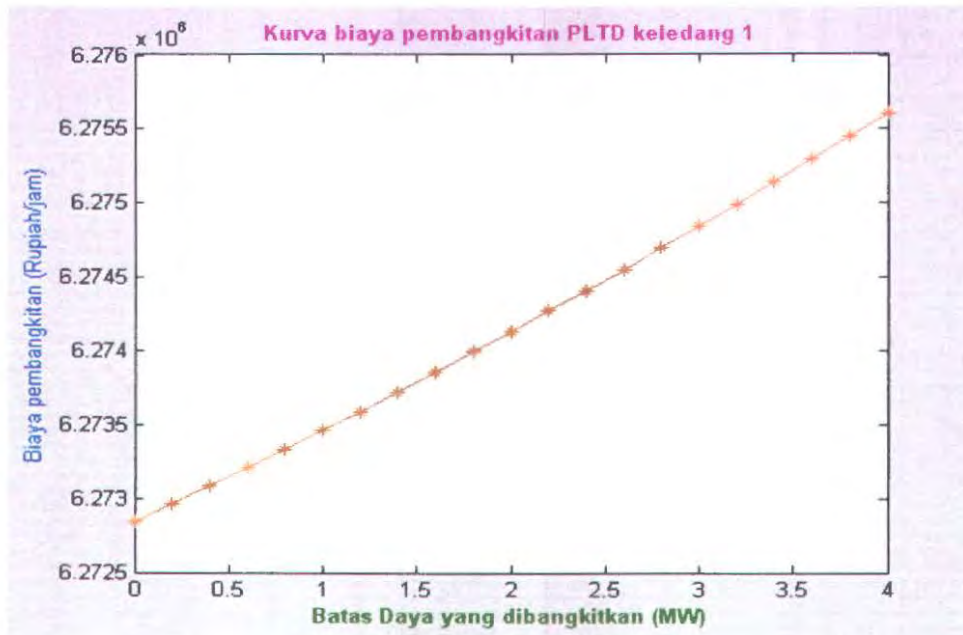


9. PLTD Keledang Unit 1

P minimum : 2 MW

P maksimum : 4 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 6272844.05 + 596.16 \cdot P + 23.857325 \cdot P^2$

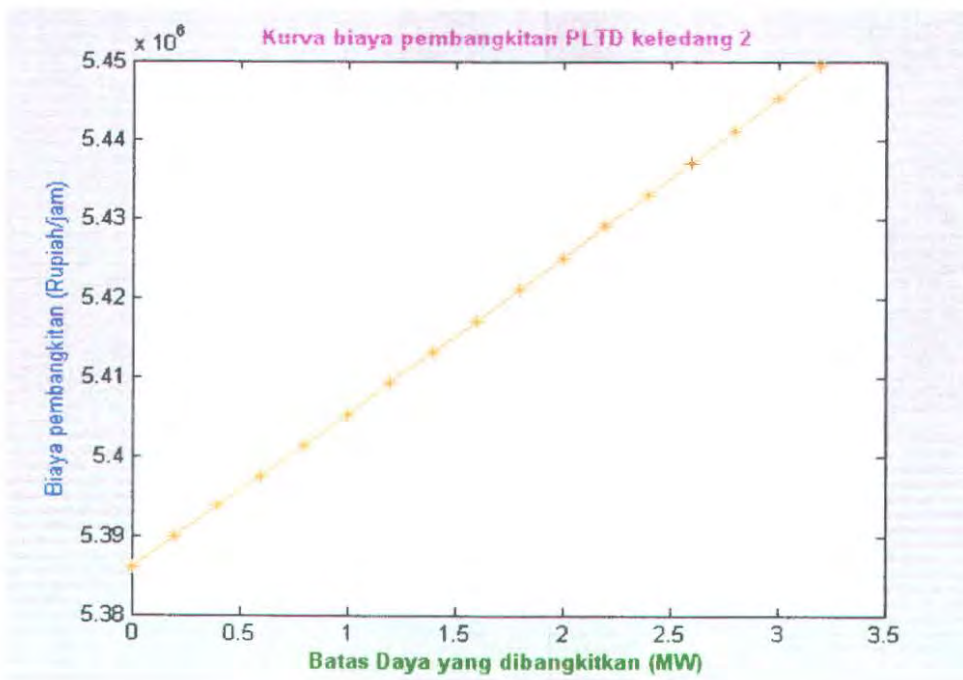


10. PLTD Keledang Unit 2

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.2 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 5386037.075 + 19107.825 \cdot P + 220.524 \cdot P^2$

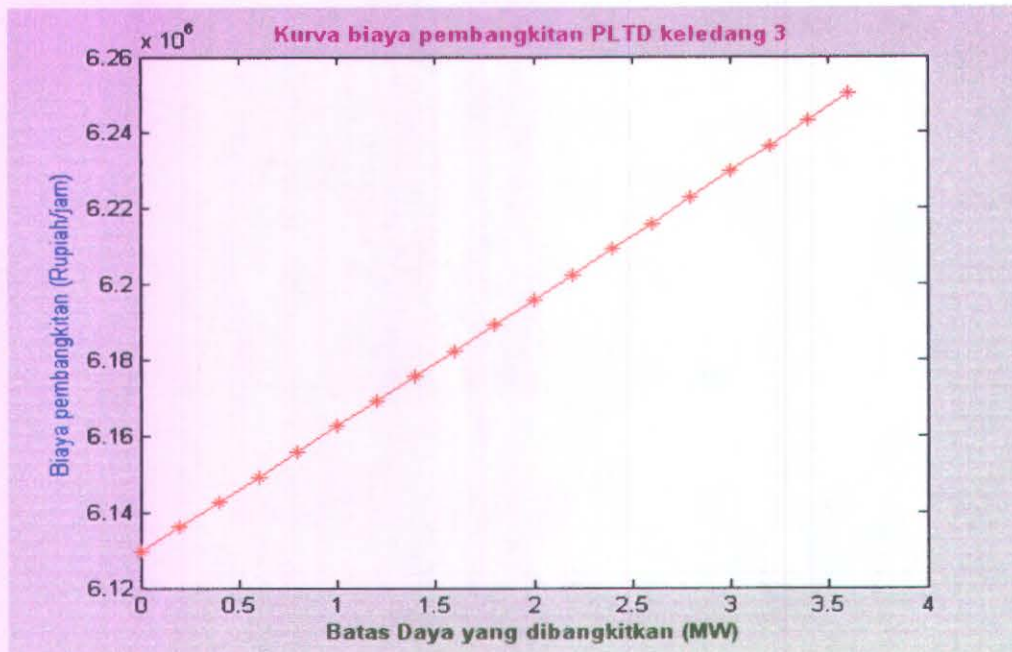


11. PLTD Keledang Unit 3

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.6 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 6129707.575 + 32649.075 * P + 236.6125 * P^2$

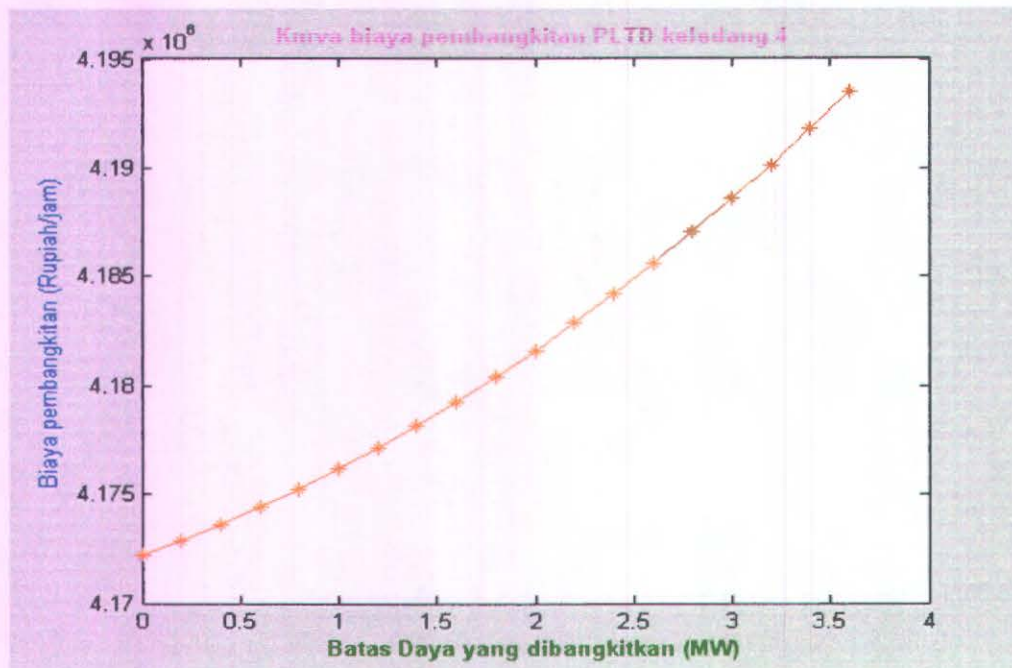


12. PLTD Keledang Unit 4

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.2 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 4172226.45 + 3174.5175 * P + 157.29125 * P^2$

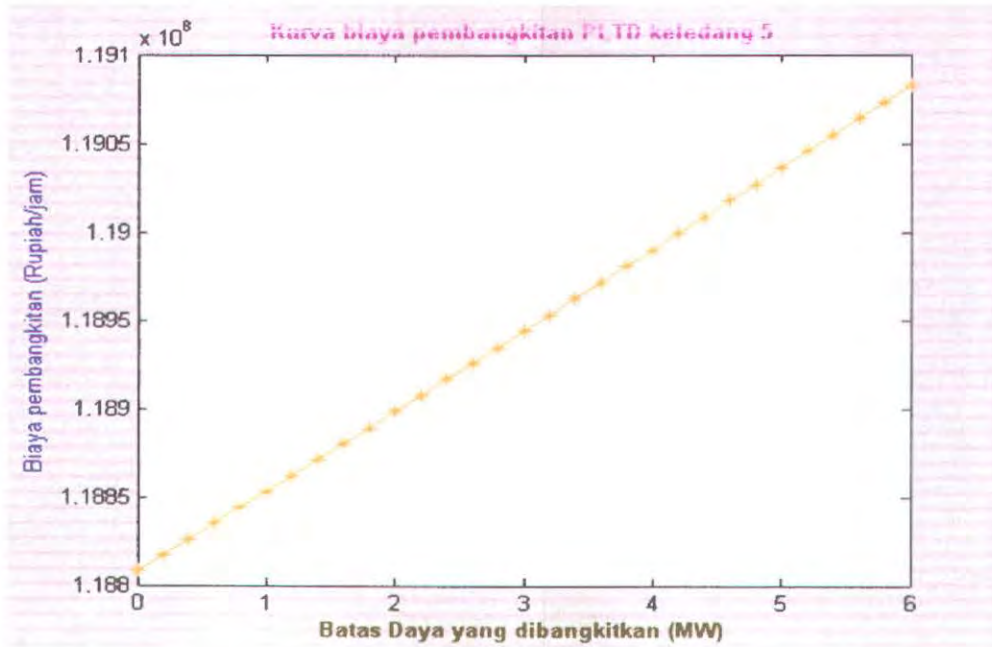


13. PLTD Keledang Unit 5

P minimum : 2 MW

P maksimum : 6 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 118808111.7 + 44867.25 * P + 157.29125 * P^2$

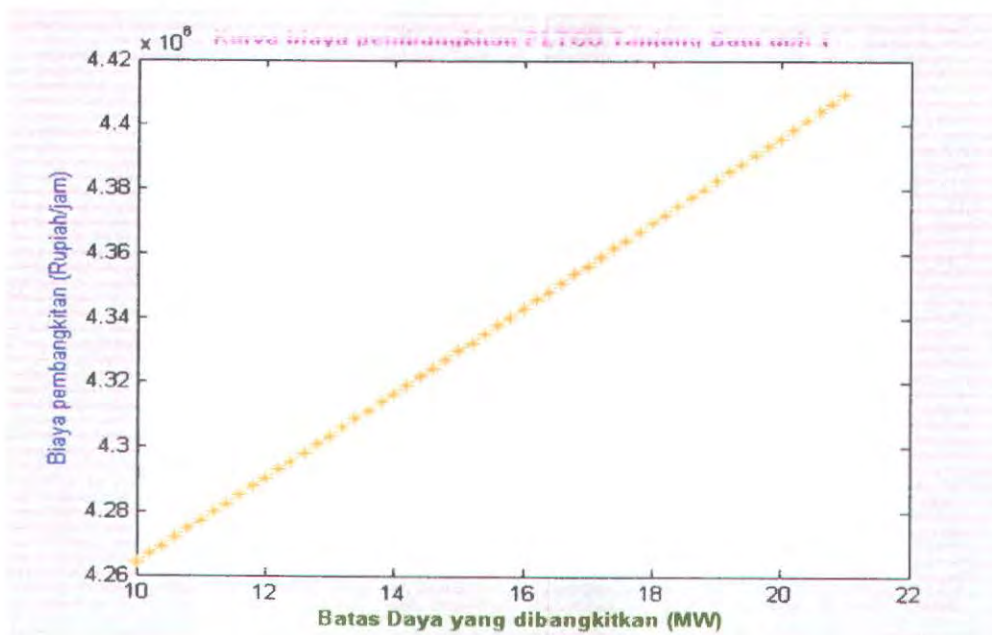


14. PLTGU Tanjung Batu Unit 1

P minimum : 10 MW

P maksimum : 21 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 4134429.325 + 12839.675 * P + 12.20685 * P^2$



15. PLTGU Tanjung Batu Unit 2

P minimum : 10 MW

P maksimum : 21 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 3710490.55 + 12795.05 * P + 13.784025 * P^2$

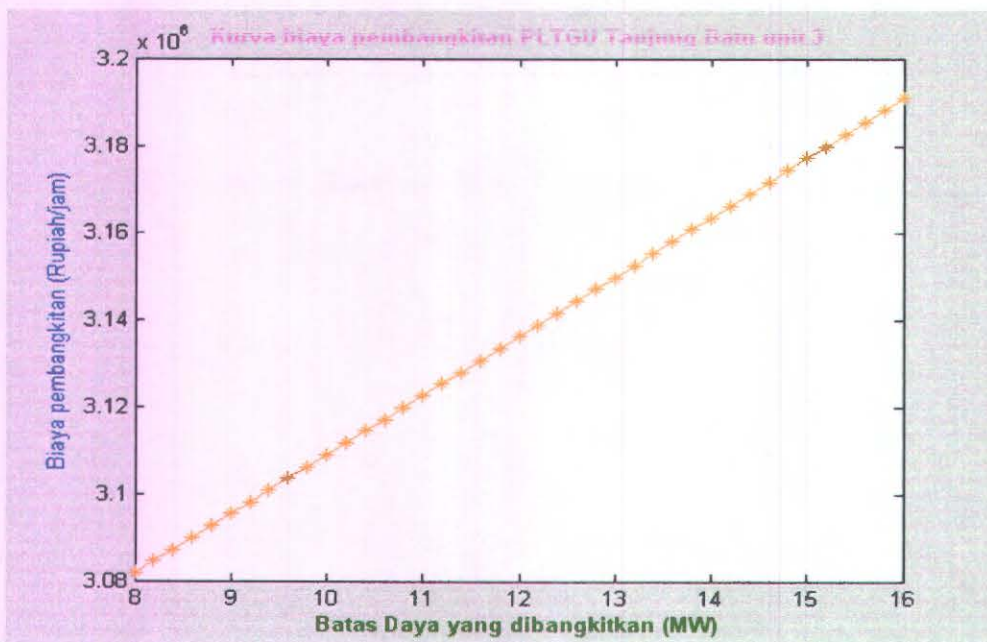


16. PLTGU Tanjung Batu Unit 3

P minimum : 8 MW

P maksimum : 16 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 2975259.25 + 13192.425 * P + 18.11265 * P^2$

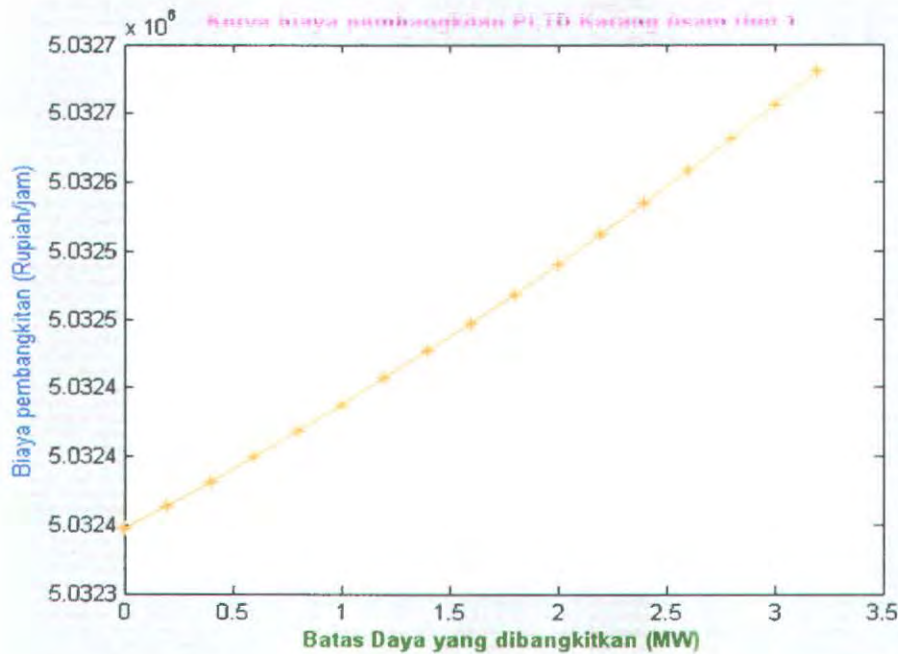


17. PLTD Karang Asam Unit 1

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.3MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 5032347.1 + 83.67975 * P + 6.4354 * P^2$

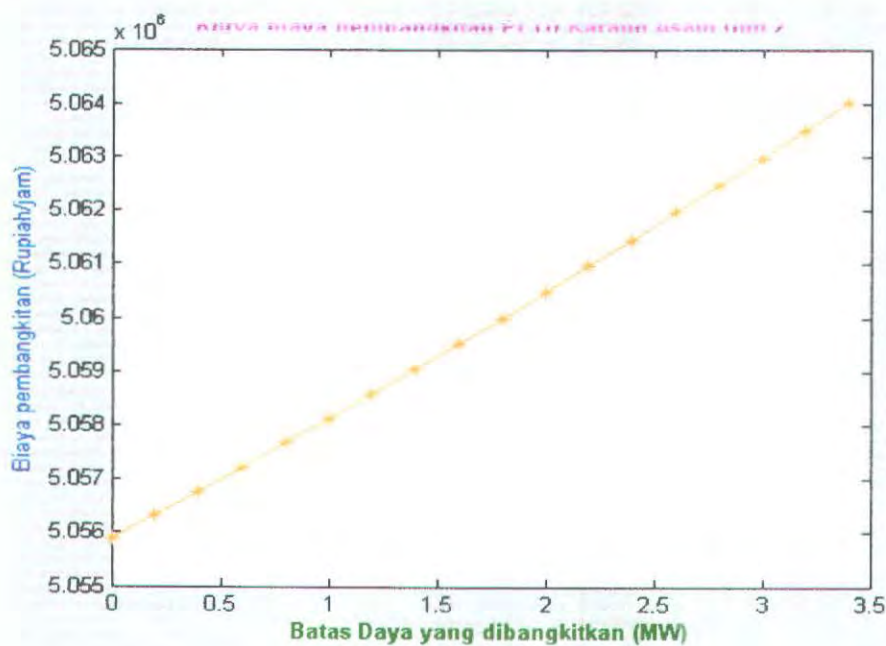


18. PLTD Karang Asam Unit 2

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.4MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 5055899.1 + 2155.905 * P + 67.45325 * P^2$

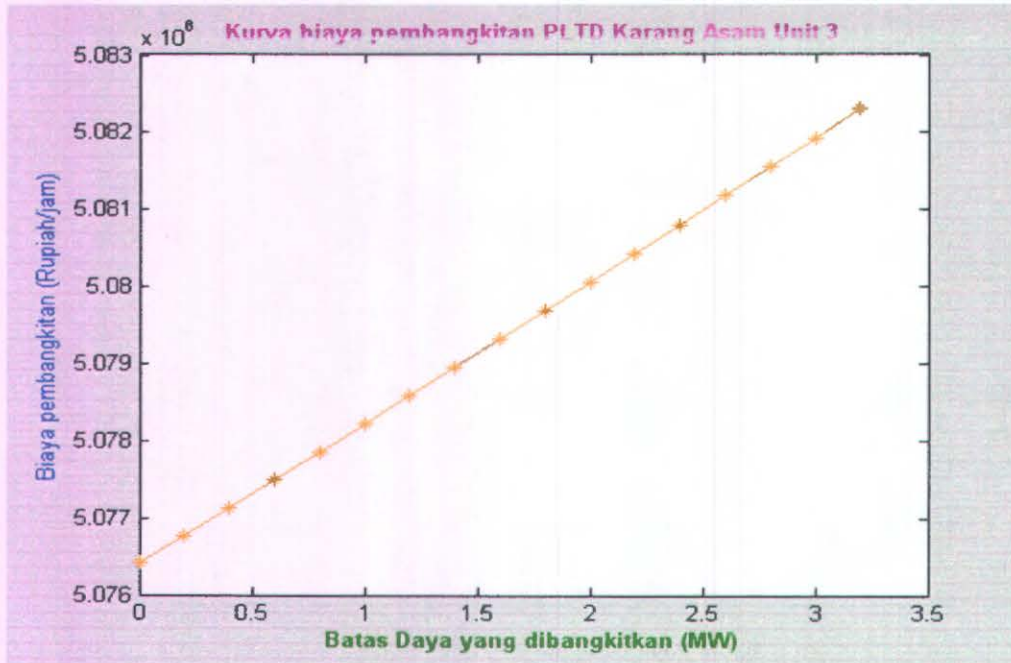


19. PLTD Karang Asam Unit 3

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.3MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 5076421.425 + 1777.67 * P + 20.053125 * P^2$

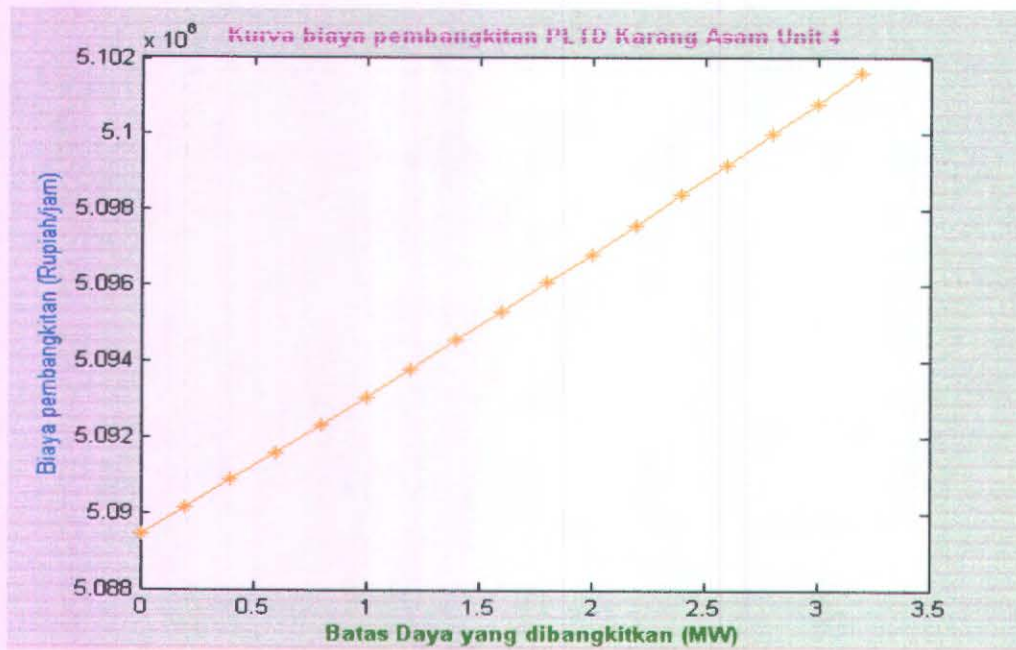


20. PLTD Karang Asam Unit 4

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.3MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 5089456.675 + 3512.56 * P + 89.8265 * P^2$

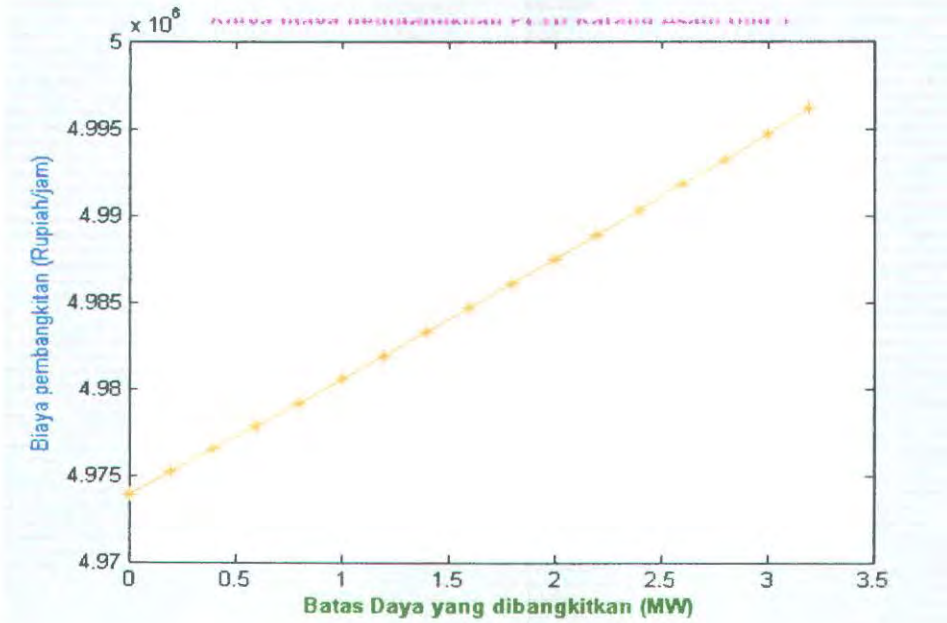


21. PLTD Karang Asam Unit 5

P minimum : 2 MW

P maksimum : 3.3 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 4973906.4 + 6511.3 * P + 138.4485 * P^2$

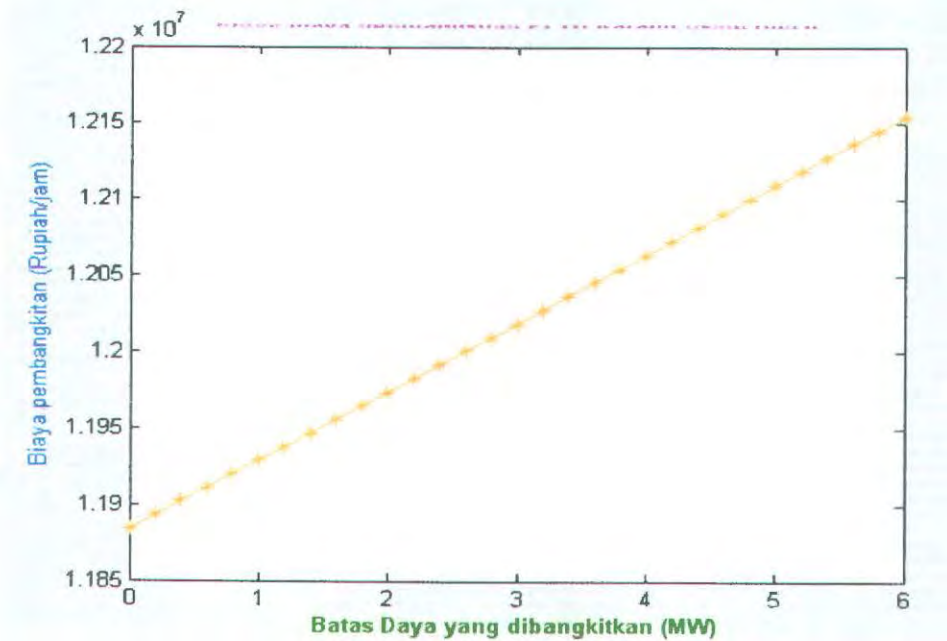


22. PLTD Karang Asam Unit 6

P minimum : 3 MW

P maksimum : 6 MW

Persamaan biaya pembangkitan : $F = 11884626.13 + 44210.6 * P + 139.955 * P^2$

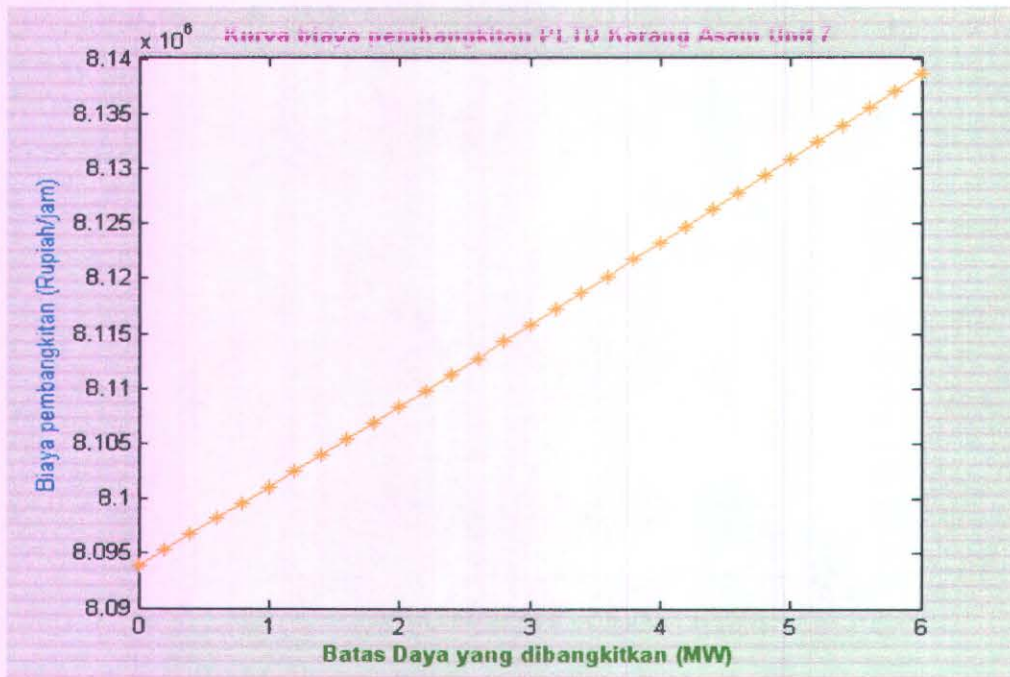


23. PLTD Karang Asam Unit 7

P minimum : 3 MW

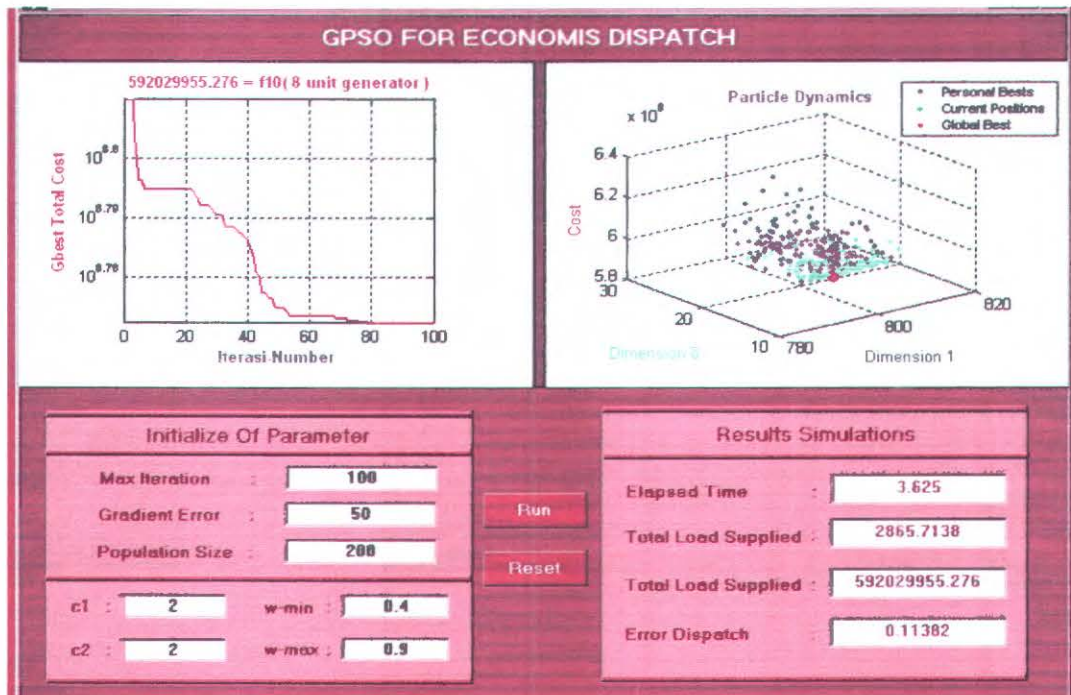
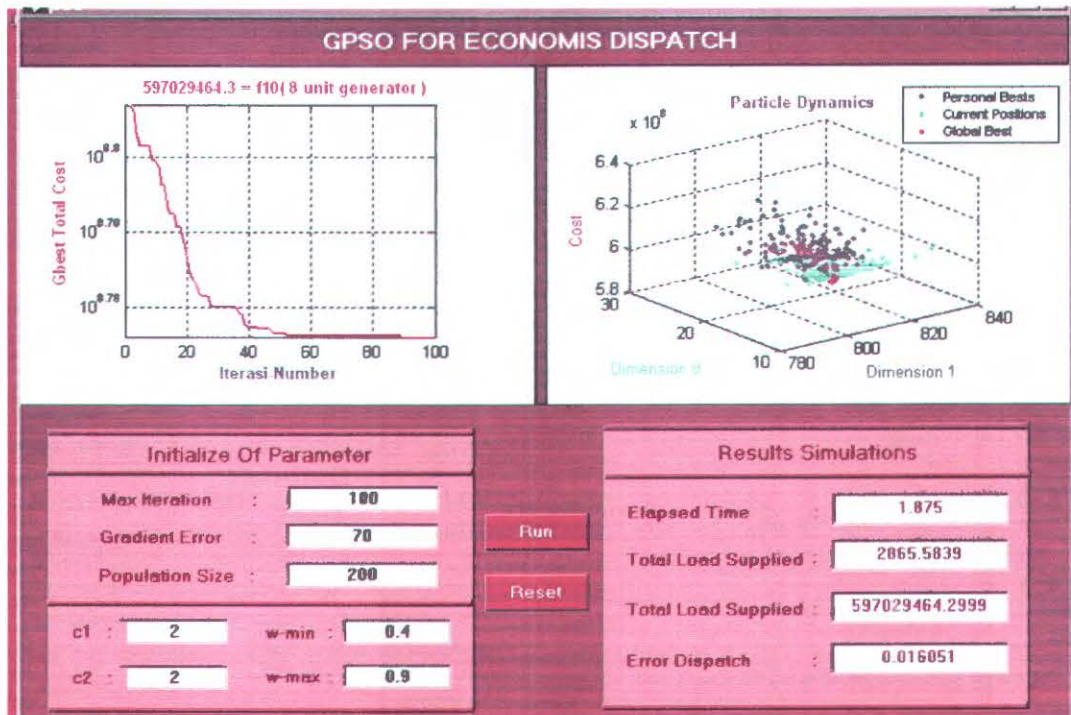
P maksimum : 6 MW

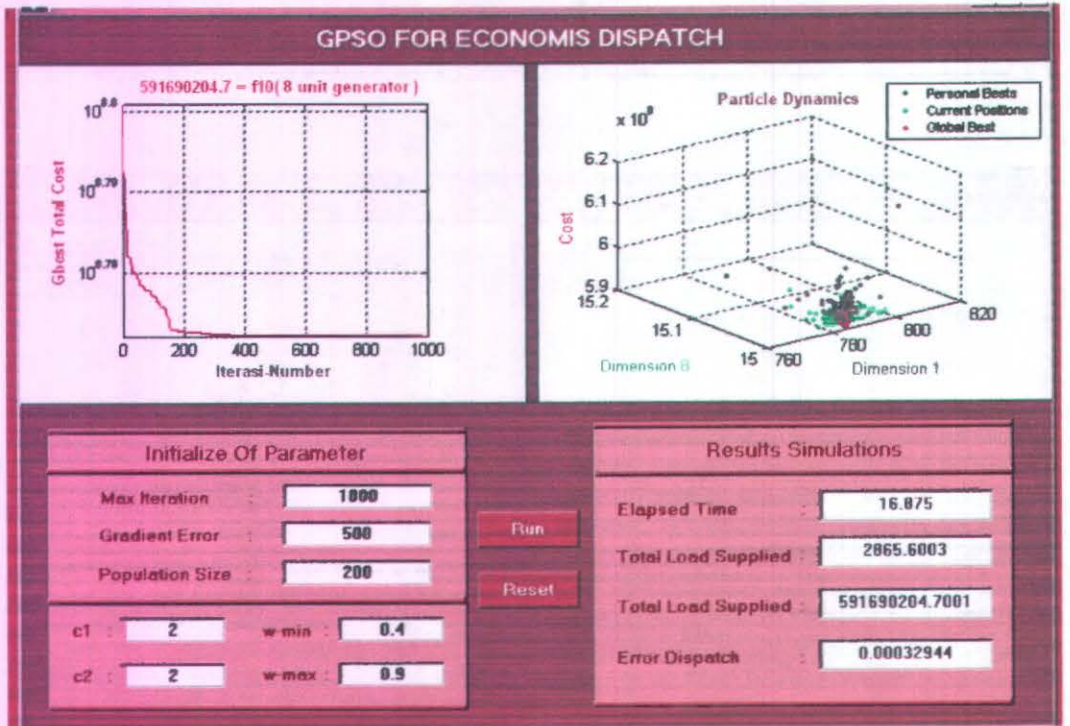
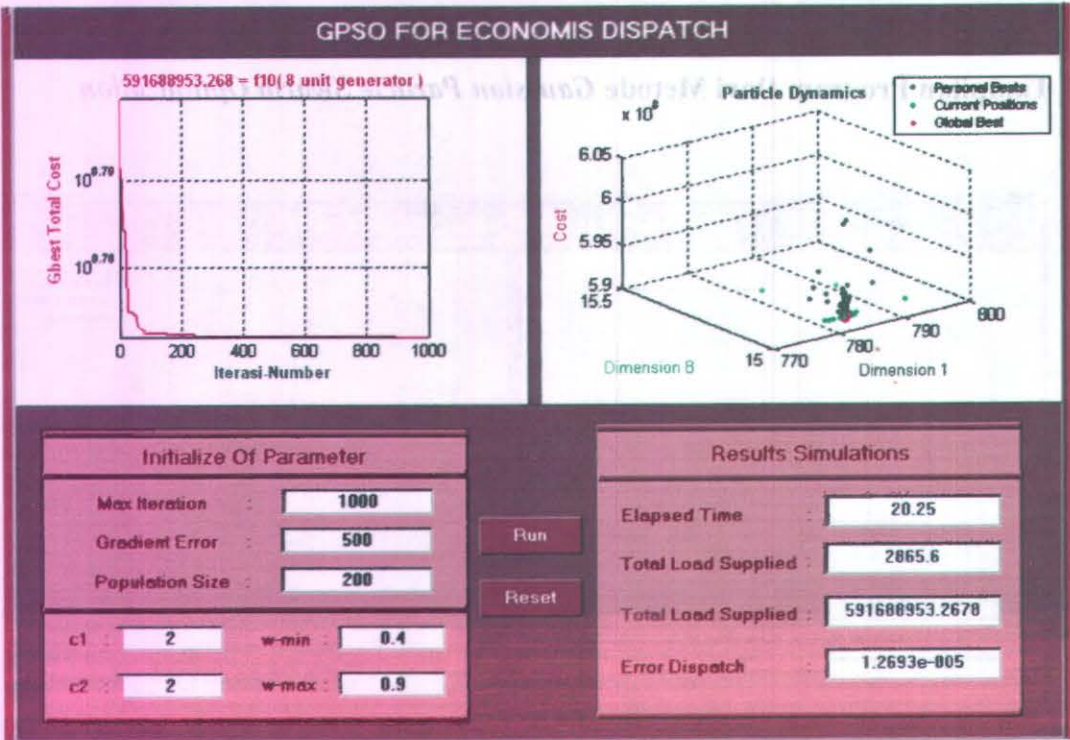
Persamaan biaya pembangkitan : $F = 8093914.475 + 7118.5 * P + 54.744025 * P^2$

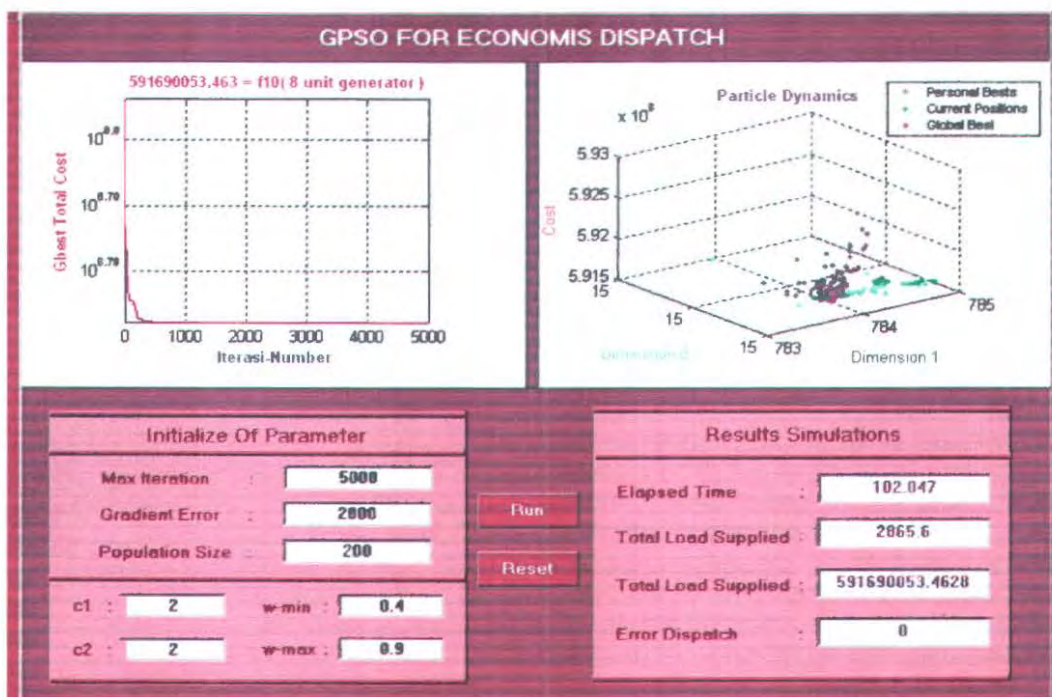
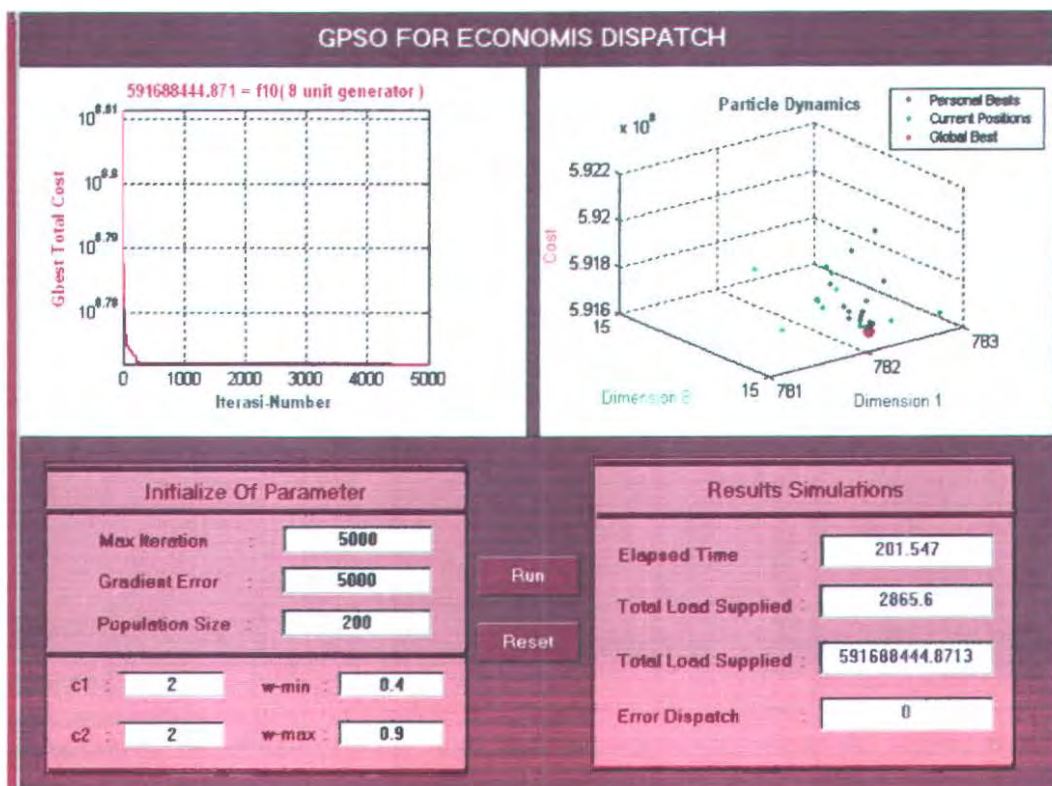


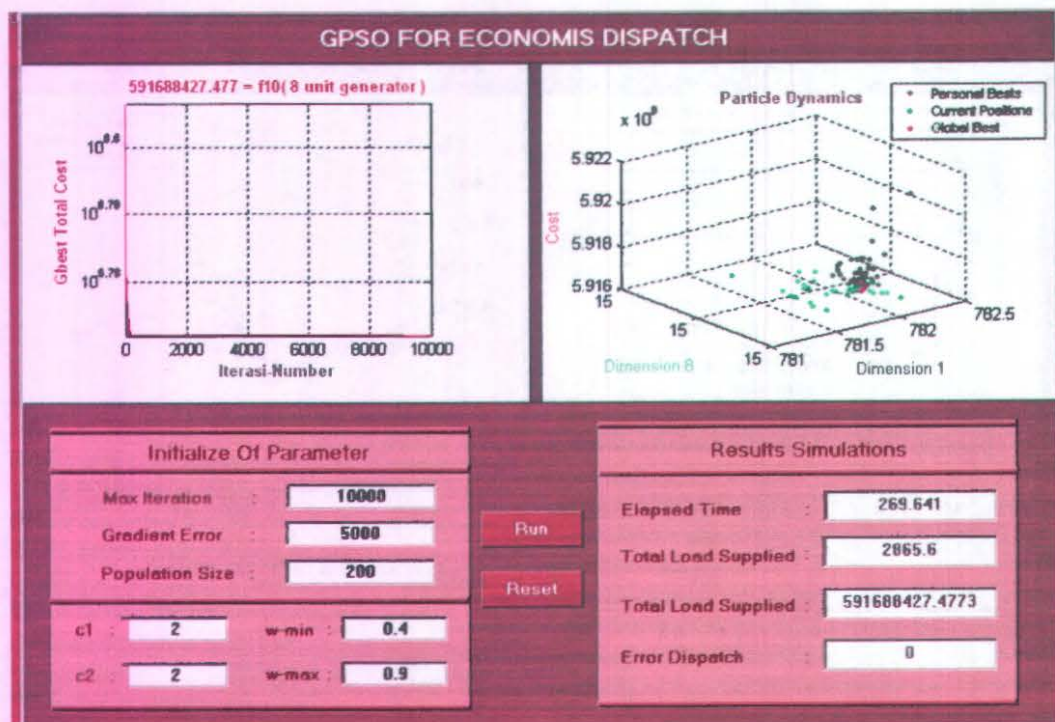
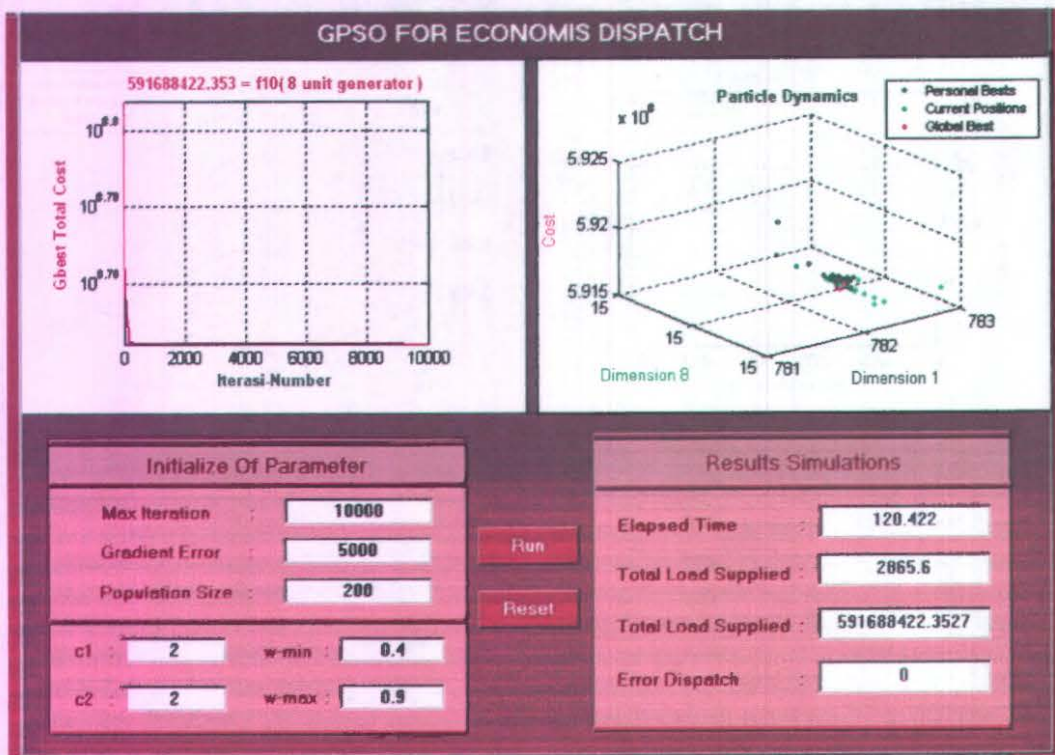
Lampiran 3

Tampilan Program Dari Metode *Gaussian Particle Swarm Optimization*



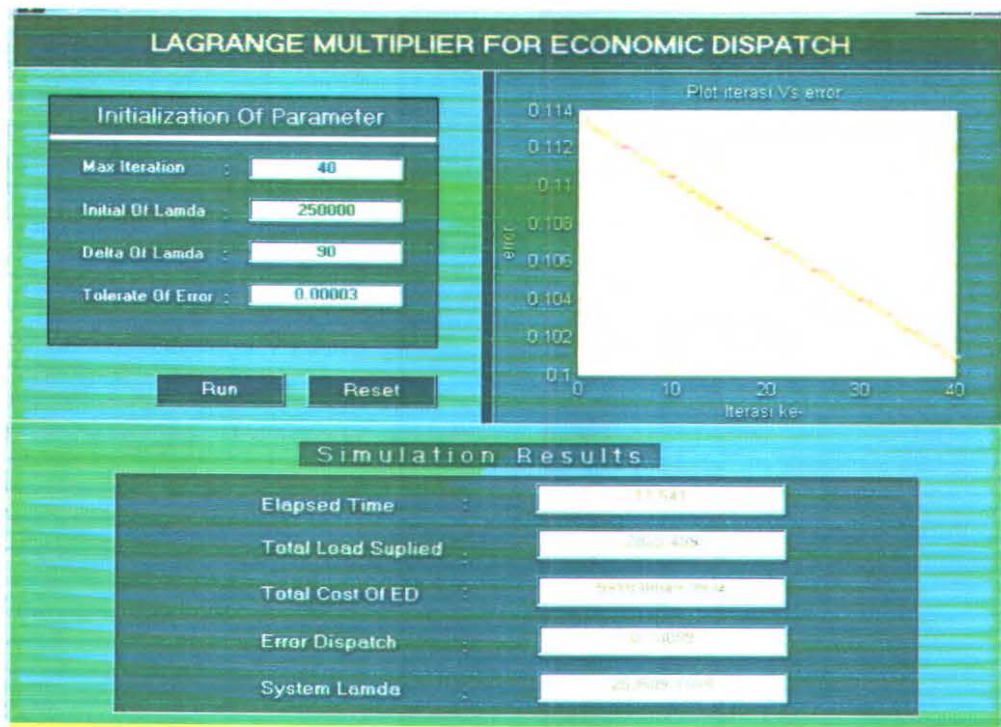
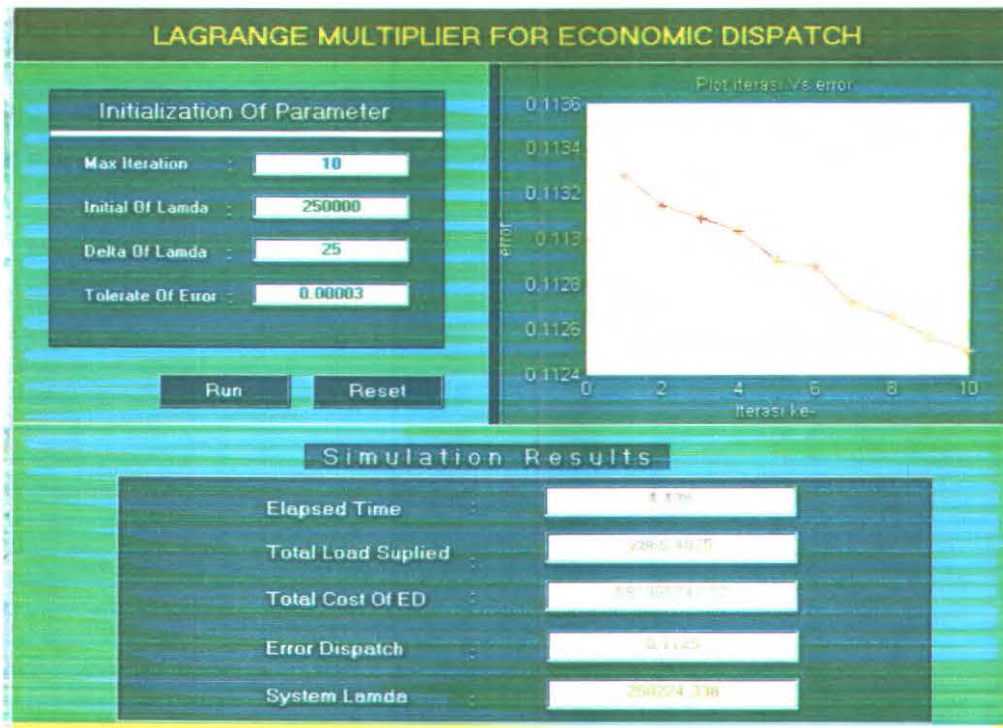


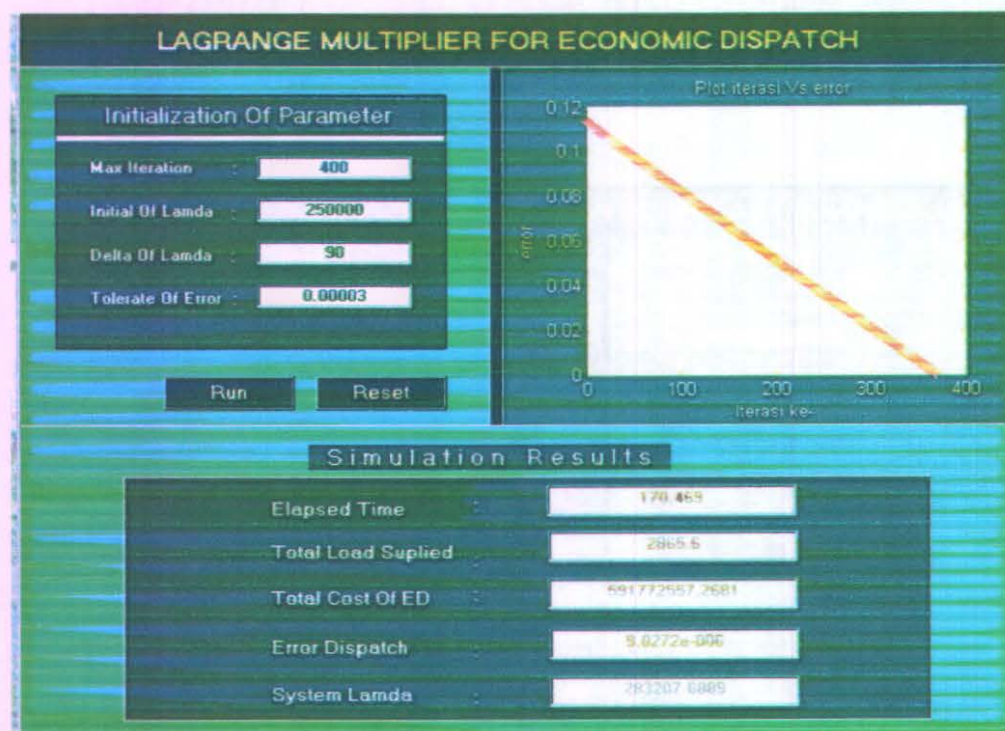
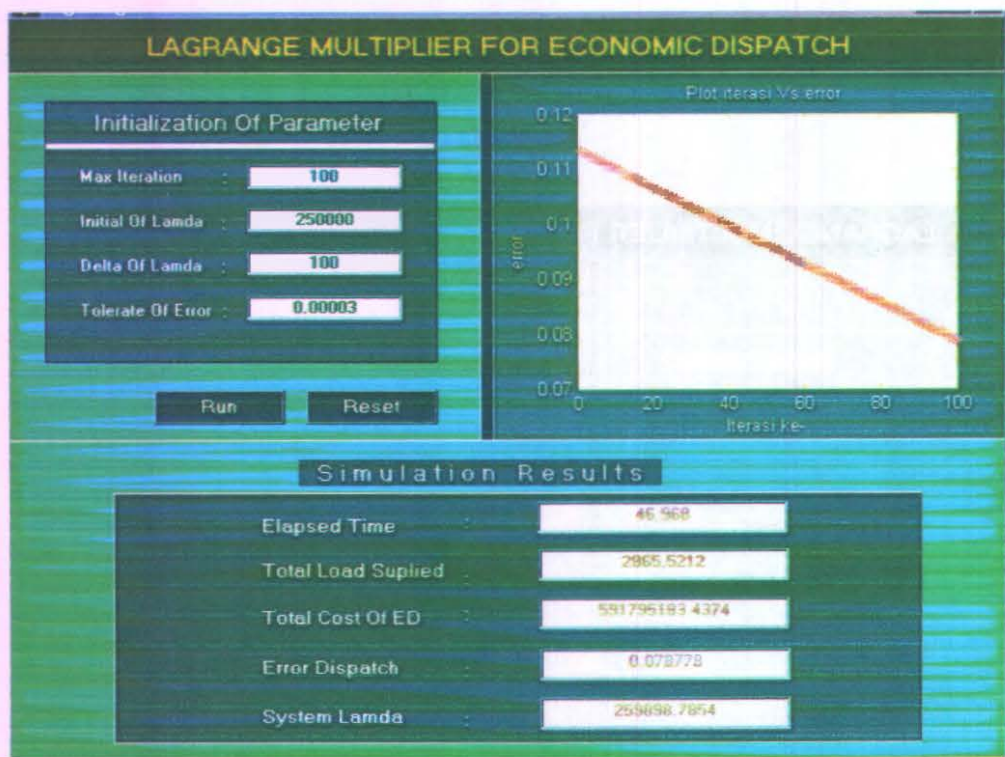




Lampiran 4

Tampilan Program dari metode *Lagrange Multiplier*





BIOGRAFI PENULIS



Siti Komsiyah dilahirkan di Madiun, 1 September 1982. Anak ketiga dari tiga bersaudara pasangan Muh.Koderi dan Diyem. Mengawali jenjang pendidikan di SDN 2 Sukolilo dan melanjutkan studi di SLTPN 1 Jiwan sampai tahun 1997. Pada tahun 2000 penulis menyelesaikan studi di SMUN 2 Madiun.

Setelah menyelesaikan studi di jenjang SMU, penulis diterima di Jurusan Matematika F-MIPA Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya melalui jalur UMPTN dan lulus pada tahun 2004. Pada tahun 2007 penulis melanjutkan studi Magister jurusan Matematika F-MIPA Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dengan Program Beasiswa Unggulan (BU) angkatan ketiga yang diadakan oleh Departemen Pendidikan Nasional (DEPDIKNAS) Pusat Jakarta.

Pada bulan Desember 2008 penulis mengikuti seminar Nasional dan mempublikasikannya melalui SemNasMat4 (Seminar Nasional Matematika ke-4) di Pasca Sarjana Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains Matematika.