

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO (S-1)  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK**



**ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE  
*PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* DENGAN BATASAN  
GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

**SKRIPSI**

**Disusun oleh :**

**Nama : ABDUL BASYIT A.S**

**Nim : 00.12.018**

**MARET 2006**

---

**LEMBAR PERSETUJUAN**

**ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE  
*PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* DENGAN  
BATASAN GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

**SKRIPSI**

*Disusun Guna Melengkapi dan Memenuhi Syarat-Syarat  
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

**Disusun Oleh :**

**ABDUL BASYIT A.S  
NIM. 00.12.018**



**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing**

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Yusuf". Below the signature, the text "Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT" and "NIP.P. 101 880 0189" is printed.

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO (S-1)  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**



## ALHAMDULILCAHIRABIBIL'AL'AMLIIN

Terima kasih Ya Allah S.W.T berkat rahmat dan hidayah yang Engkau berikan hingga aku sekarang bisa menempuh sarjanaaaa, Semoga ilmu yang ku peroleh dapat berguna untuk diriku dan orang lain. Taklupa pada junjungan ku nabi Muhammad S.W.A. >>>>>>>>>>

Tuk keluarga yang selama ini mendukung ku dalam kesusahan dan selalu mendo'akan ku, Ibu Fatumah, (Alm) Bpk. Akhmad Mujahid **TERCINTA** engkaualah berdua yang membimbingku dari mulai aku kecil sampai menjadi sarjana, Walau sering aku tak menuruti apa yang engkau inginkan dan yang engkau harapkan.....Tak akan ku lupakan jasa2mu dan pengorbananmu...Aku juga mo bilang sebenarnya aku pernah cuti **DAN** Ibu sama sekali nggak tau dan aku punt akut mengatakannya...(MAAF, IBU)

Saudara Seperguruan :

Mas2ku (Mas Izam dan mbak Sari, *Terima kasih atas dukungannya*) Mas Adi ....(Aku hormat padamu, aku berusaha menuruti jejakmu),,,, Saudara Perempuanaku Mbak Aan (yang selalu cerewet) dan Mas Imam atas Do'a2 nya, mbak Naeelyy and Mbak Etyyy (Suwuuuuun bantuannya selama ini **pada adikmu ini**) .. Adikku satu2nya Ina (Cepet lu2s yaaa, jangan seperti aku). Tak lupa pada Pona'anku yang lucu2, (Nabil, De'Aissy dan Faiz).





...brakastu... perjuangan atas informasinya dan  
...ing menta... sam sejalahal;

...kt 01.

... (Sawun seammame),  
... ra tau stress, stwun  
... belakunq

... Parwanto, P Akde Jalinsoan,  
... dan lain2.....

... beserta kasirnya  
... keluarga.....

... Ombak  
... Sukron (kampus...),  
... Bujang, Sawal,  
... Cimul gang

Budi YUAF,  
... dalam kesaln,  
... juga  
... bus nek  
... Akh...

## ABSTRAKSI

### ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* DENGAN BATASAN GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

(Abdul Basyit A.S, Nim. 00.12.018, Teknik Elektro S-1/Teknik Energi Listrik)  
(Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)

Kata kunci : *Economic Dispatch, genetic algoritm, Particle Swarm Optimization.*

Kebutuhan tenaga listrik yang terus meningkat menyebabkan biaya pembangkitan tenaga listrik juga bertambah besar. Operasi pusat-pusat pembangkit didalam sistem tenaga listrik harus selalu dikoordinasikan dalam pembagian pembebanan secara optimal dan ekonomis pada setiap perubahan beban dalam interval waktu tertentu. Untuk itu, diperlukan perencanaan penggunaan pembangkit listrik yang ada secara efisien dan seoptimal mungkin, dengan memperkirakan kemampuan dan keandalan tiap unit pembangkit baik dalam menyuplai beban nyata maupun beban cadangan. Oleh karena itu perlu adanya penjadwalan operasi unit-unit pembangkit dalam melayani beban sistem selama periode waktu tertentu

Skripsi ini menganalisis masalah *Economic Dispatch* dengan menggunakan *Particle Swarm Optimization* Hasil dari analisa tersebut nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam operasi pembangkitan, terutama mengenai biaya bahan bakar. Input dari program ini adalah data pembebanan, dan data pembangkitan sedangkan hasil akhir dari program ini yaitu hasil perhitungan biaya bahan bakar yang minimum

Analisa dilakukan dengan bantuan program komputer dengan menggunakan bahasa pemrograman Delphi versi 7.0 dan telah sukses dicoba pada PT. PJB pada hari rabu, tanggal 27, hari sabtu, tanggal 30 dan hari minggu, tanggal 31 juli 2005, dimana telah berhasil dilakukan optimasi biaya bahan bakar tanggal 27 Juli 2005 biaya sebesar Rp 12.944.410.467, tanggal 30 Juli 2005 biaya sebesar Rp 12.449.683.034, tanggal 31 Juli 2005 biaya sebesar Rp 10.689.004.549 Setelah dilakukan optimasi, biaya bahan bakar menjadi, tanggal 27 Juli 2005 biaya sebesar Rp 12.170.741.518, tanggal 30 Juli biaya sebesar Rp 11.241.874.978 , tanggal 31 Juli 2005 biaya sebesar Rp 9.847.757.139 sehingga didapatkan penghematan tanggal 27 Juli 2005 sebesar Rp 773.668.949 atau 5,976% , tanggal 30 Juli sebesar Rp 1.207.808.056 atau 9,701%., tanggal 31 Juli 2005 sebesar Rp 841.247.410 atau 7,87 %.

## KATA PENGANTAR

Dengan rahmat Allah SWT, dan mengucapkan syukur kehadiran-Nya atas karunia yang dilimpahkan kepada saya sehingga dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* DENGAN BATASAN GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI”.

Skripsi ini bertujuan untuk memenuhi kurikulum akademik yang harus ditempuh oleh setiap mahasiswa ITN Malang dalam menempuh sekaligus mengakhiri pendidikan pada jenjang S-1 pada jurusan Teknik Elektro program studi Energi Listrik.

Saya menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, karena itu saran dan kritik membangun sangat saya harapkan.

Atas segala bimbingan, pengarahan dan bantuan yang diberikan, sehingga tersusun skripsi ini, maka penulis menyampaikan terima kasih kepada;

1. Bapak Dr. Ir.Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. F Yudi Limpraptono, MT, selaku Kajar Teknik Elektro ITN Malang.
3. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku Dosen Pembimbing.
4. Bapak Joko Susilo, selaku pembimbing lapangan di PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali.

Akhirnya saya mengharapkan skripsi ini berguna dan bermanfaat bagi rekan mahasiswa khususnya jurusan Teknik Elektro.

Malang, Maret 2006

Penyusun



## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>LEMBAR PERSETUJUAN</b> .....	ii
<b>ABSTRAKSI</b> .....	iii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iv
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vi
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	ix
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	x
<b>DAFTAR GRAFIK</b> .....	x ii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Tujuan .....	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Metodologi Penelitian .....	3
1.6. Sistematika Penulisan .....	4
1.7. Relevansi dan kontribusi .....	5
<b>BAB II TEORI DASAR</b>	
2.1. Operasi Sistem Tenaga.....	6
2.2. Karakteristik Pembangkit Tenaga Listrik .....	7
2.2.1. Karakteristik Masukan Keluaran (Input-ouput Characteristic).....	8
2.2.2. Karakteristik Hate Rate .....	10

2.2.3. Karakteristik Incremental Hate Rate dan Incremental Fuel Cost.....	11
2.3. Formulasi Masalah Economic Dispatch dengan Mengabaikan Saluran Transmisi .....	12
2.3.1 Penyelesaian Economic Dispatch dengan Metode Pengali Lagrang .....	13
2.3.2 Penyelesaian Economic Dispatch dengan Metode Interasi Lamda .....	16
2.4. Fungsi Biaya Bahan Bakar.....	17
2.5. Batasan Dari Generator .....	17
2.6. Fungsi Objective .....	18

### **BAB III METODE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**

3.1. Particle Swarm Optimization .....	20
3.2. Aplikasi Economic Dispatch Menggunakan metode PSO.....	22
3.3. Algoritma Economic Dispatch Menggunakan metode PSO.....	24
3.4. Flowcarth Economic Dispatch Menggunakan metode PSO .....	26

### **BAB IV ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN METODE PSO**

4.1. Program Komputer Untuk Menyelesaikan Masalah Economic Dispatch ...	28
4.2. Uji Validasi .....	28
4.2.1 Hasil Validasi Dengan Menggunakan PSO .....	29
4.3. Data Pembangkit Termal .....	32
4.4. Aplikasi Metode PSO pada PT. PJB Untuk Memecahkan Permasalahan Economic Dispatch.....	35
4.5. Beban Sistem.....	36
4.6. Hasil Perhitungan Dan Analisa Data.....	38
4.6.1. Biaya Operasional Perjam PT. PJB .....	39

4.6.2. Tampilan Program Economic Dispatch Dengan Metode PSO .....	42
4.6.3. Perbandingan Hasil Perhitungan PT. PJB Dengan Metode PSO.....	46
4.6.4. Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PJB Dengan PSO.....	49

## **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

5.1 Kesimpulan .....	51
5.2 Saran .....	52

<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	53
-----------------------------	----

## **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Elemen Pokok Sistem Distribusi .....	8
Gambar 2.2. Unit Boiler – Turbin – Generator .....	9
Gambar 2.3. Kurva karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit Termal .....	10
Gambar 2.4. Kurva Karakteristik <i>Hate-Rate</i> Unit Pembangkit.....	11
Gambar 2.5. Kurva karakteristik <i>Incremental Fuel Cost Rate</i> .....	12
Gambar 2.6. N unit melayani beban $P_R$ .....	13
Gambar 2.7. Grafik penyelesaian dengan Metode Iterasi Lamda .....	16
Gambar 3.1 Flowchart <i>Economic Dispatch</i> Menggunakan PSO .....	27
Gambar 4.1 Tampilan Data Dengan 6 Unit pembangkit .....	29
Gambar 4.2 Tampilan Parameter PSO Untuk Uji Validasi.....	30
Gambar 4.3 Hasil Uji Validasi.....	31
Gambar 4.4 Tampilan Menu Utama.....	42
Gambar 4.5 Tampilan Data Secara Umum .....	42
Gambar 4.6 Tampilan Data Generator .....	43
Gambar 4.7 Tampilan Data Pembebanan .....	43
Gambar 4.8 Tampilan Data PLN .....	44
Gambar 4.9 Tampilan Paramter PSO.....	44
Gambar 4.10 Tampilan Daya dari Unit Generator yang beroperasi dan biaya .....	45

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Matriks yang Merepresentasikan Populasi .....	22
Tabel 4.1. Parameter PSO Untuk Menghasilkan Solusi yang Optimal .....	29
Tabel 4.2. Data <i>Economic Dispatch</i> 6 Unit Pembangkit Untuk Validasi .....	29
Tabel 4.3. Perbandingan Hasil Data Referensi Jurnal Dengan Data Hasil Program .....	31
Tabel 4.4. Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali Agustus 2002 ..	32
Tabel 4.5. Data Biaya dan Parameter unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali Agustus 2002.....	33
Tabel 4.6. Data Beban Unit Termal PT. Pembangkitan Jawa-Bali.....	37
Tabel 4.7. Unit Pembangkitan Termal Pada PT. PJB .....	38
Tabel 4.8. Hasil Perhitungan Total Biaya Operasional PT. PJB Rabu, 27 Juli 2005 .....	39
Tabel 4.9. Hasil Perhitungan Total Biaya Operasional PT. PJB Sabtu, 30 Juli 2005.....	40
Tabel 4.10. Hasil Perhitungan Total Biaya Operasional PT. PJB Minggu, 31 Juli 2005 .....	41
Tabel 4.11. Perbandingan Biaya Oprasional PT. PJB dengan Metode PSO Rabu, 27 Juli 2005 .....	46
Tabel 4.12. Perbandingan Biaya Oprasional PT. PJB dengan Metode PSO Sabtu, 30 Juli 2005.....	47



Tabel 4.13 Perbandingan Biaya Oprasional PT. PJB dengan Metode PSO	
Minggu, 31 Juli 2005 .....	48
Tabel 4.14 Perbandingan Total Biaya Oprasional PT. PJB	
dengan Metode PSO.....	49

## DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1 Perbandingan Biaya Operasional PT. PJB dan Metode PSO Pada Tanggal 27, 30 dan 31 Juli 2005 .....	49
Grafik 4.2 Penghematan Biaya Operasional .....	50



# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1. Latar Belakang

Pembangkitan tenaga listrik merupakan bagian dari permasalahan energi dan lingkungan yang dihadapi oleh Indonesia sebagai negara berkembang. Secara garis besar, suatu sistem tenaga listrik dibagi menjadi tiga bagian yaitu : sisi pembangkit tenaga listrik, jaringan transmisi dan beban. Untuk suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal yang lain, sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik, diantaranya daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi.

Dalam pembangkitan tenaga listrik dilakukan usaha agar biaya pembangkitannya semurah mungkin. Usaha untuk mengoptimalkan biaya operasi ini , salah satunya dilakukan dengan penerapan *Economic Dispatch*. Dimana pengertian dari *Economic Dispatch* itu sendiri adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam suatu sistem tenaga listrik secara optimum pada harga beban tertentu. Di dalam operasi sistem tenaga listrik *Economic Dispatch* adalah hal yang sangat perlu diperhatikan agar bisa mendapatkan biaya bahan bakar yang ekonomis dalam suatu sistem pembangkit.

Koordinasi antara unit-unit pembangkit yang ada pada sistem tenaga listrik sangat diperlukan untuk mencapai biaya operasi yang seoptimum mungkin, dalam hal ini yang dimaksud adalah optimum secara ekonomis dengan tetap

memperhatikan besar beban yang ada, sehingga dengan demikian nantinya akan didapatkan nilai keuntungan pada PT. PLN (Persero) sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

Pada skripsi ini akan dibahas metode alternative masalah optimasi biaya pembangkitan dengan mengoptimalkan biaya operasional melalui penerapan *Economic Dispatch* menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO).

## **1.2. Rumusan Masalah**

Bagaimana penerapan PSO bisa mengoptimalkan biaya bahan bakar seoptimal mungkin pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

Berdasarkan pada deskripsi permasalahan dan latar belakang tersebut di atas maka skripsi ini di beri judul :

### **“ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* DENGAN BATASAN GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI”**

## **1.3. Tujuan**

Tujuan yang ingin dicapai penulis dalam skripsi ini adalah untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar pada pembangkit termal yang akan melayani kebutuhan beban pada PT. PJB dengan metode PSO.

## **1.4. Batasan Masalah**

Dalam skripsi ini akan dilakukan analisa tentang *Economic Dispatch* menggunakan metode PSO dengan mengambil sistem pembangkit tenaga listrik



termal yang dimiliki oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali sebagai obyek utama dalam penelitian. Pembahasan masalah dibatasi sebagai berikut :

- Penjadwalan dilakukan dalam waktu satu hari ( 24 jam dengan rentang tiap jam ).
- Pembahasan dititikberatkan pada segi ekonomis, dan hanya menyangkut optimasi biaya bahan bakar tidak membahas segi teknis.
- *Combined Cycle* pada PLTGU, setiap unit pembangkit dianggap bekerja sendiri-sendiri, untuk ST (*Steam Turbin*) pada *Combined Cycle*, diambil data parameter dari pola PLTGU CC-3.3.1 yang beroperasi.
- Cadangan berputar (*Spinning Reserve*) dari unit pembangkit, di ambil dari unit pembangkit yang mempunyai kapasitas pembangkitan yang paling besar yaitu Paiton unit1 atau unit 2 sebesar 400 MW.
- Tidak membahas masalah biaya cadangan berputar (*Spinning Reserve*).
- Tidak membahas rugi daya pada saluran transmisi.

### 1.5. Metodologi Penelitian

Metodologi yang digunakan dalam pembahasan dilaksanakan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

- Studi lapangan untuk mendapatkan data parameter unit termal yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu pada PT. PJB dengan berpedoman pada teori yang diperoleh dan studi kepustakaan.
- Studi kepustakaan
- Pengumpulan referensi-referensi yang mendukung dalam penyusunan skripsi ini antara lain :

- Teori tentang *Economic Dispatch*.
- Teori tentang *Particle Swarm Optimization* (PSO).
- Menyusun program komputer dengan bahasa pemrograman Delphi
- Membuat analisa dan evaluasi, sehingga dapat disimpulkan apakah metode yang diterapkan lebih efisien atau ekonomis dibandingkan dengan yang digunakan pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

#### 1.6. Sistematika Penulisan

Penulisan skripsi ini terdiri atas bab-bab dengan susunan sebagai berikut:

**BAB I : PENDAHULUAN**

Terdiri dari latar belakang penulisan, rumusan masalah, tujuan skripsi, ruang lingkup pembahasan, dan sistematika penulisan.

**BAB II : TEORI DASAR**

Sistem tenaga listrik dan karakteristik pembangkit, *Economic Dispatch*, fungsi biaya bahan bakar.

**BAB III : Teori *Economic Dispatch* dengan menggunakan *Particle Swarm Optimization* (PSO).**

**BAB IV : ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION***

Berisi tentang data sistem pembangkitan termal pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali dan Simulasi program untuk pemecahan masalah *Economic Dispatch* dengan menggunakan pembebanan ekonomis, *Particle Swarm Optimization* di PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

## **BAB V : PENUTUP**

Berisikan tentang kesimpulan dari pembahasan skripsi dan saran.

### **1.7. Relevansi dan kontribusi**

Adapun kontribusi dari skripsi ini adalah diharapkan langkah efisiensi bisa diambil oleh PT. PJB, sehingga dapat menambah keuntungan bagi PT. PJB sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

## BAB II TEORI DASAR

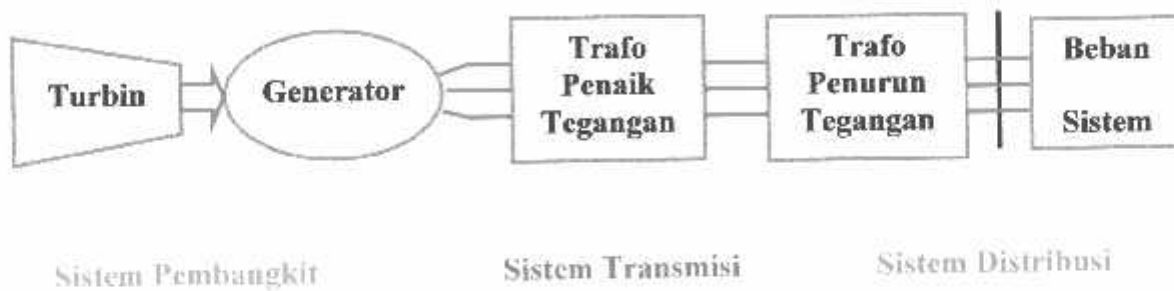
### 2.1. Sistem Tenaga Listrik<sup>[4]</sup>

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain sehingga mempunyai hubungan inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan pusat-pusat listrik dan gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi sehingga merupakan sebuah kesatuan yang terinterkoneksi.

Karena berbagai persoalan teknis, tenaga listrik hanya dapat dibangkitkan pada lokasi tertentu saja. Mengingat tenaga listrik atau pelanggan tenaga listrik tersebar diberbagai tempat, maka penyaluran tenaga listrik dari tempat dibangkitkan sampai ke tempat pelanggan memerlukan berbagai pananganan teknis.

Tenaga listrik dibangkitkan dari pusat-pusat pembangkit seperti : PLTU, PLTD, PLTG dan PLTGU kemudian disalurkan melalui transmisi setelah tegangannya dinaikkan terlebih dahulu, oleh transformator penaik tegangan yang terdapat di pusat-pusat pembangkit listrik. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui transmisi, maka sampailah tenaga listrik tersebut pada gardu induk (GI) yang kemudian tegangannya diturunkan oleh trafo penurun tegangan menjadi tegangan menengah atau rendah.

Jaringan setelah keluar dari gardu induk umumnya disebut jaringan distribusi dan jaringan antara pusat listrik dengan gardu induk disebut jaringan transmisi. Setelah disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka tenaga listrik kemudian diturunkan tegangannya oleh gardu distribusi menjadi tegangan 380/220 volt atau 220/127 volt dan baru kemudian disalurkan ke pelanggan listrik.



Gambar 2.1.  
Elemen Pokok Sistem Distribusi

## 2.2. Karakteristik Pembangkit<sup>[5]</sup>

Performa dari sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsipnya ditentukan oleh apa yang dinamakan lengkung masukan-keluaran (*Input-Output*). Lengkung ini memberikan gambaran tentang *efisiensi termis* pusat pembangkit tersebut. Selain tergantung pada sifat-sifat pusat tenaga listrik itu sendiri, seperti keadaan air pendingin, kualitas bahan bakar, kecakapan para operator pusat pembangkit dan bentuk lengkung beban.

Berikut ini macam-macam karakteristik pembangkit yang berhubungan dengan penjadwalan operasi pembangkit untuk memperjelas keterangan di atas.



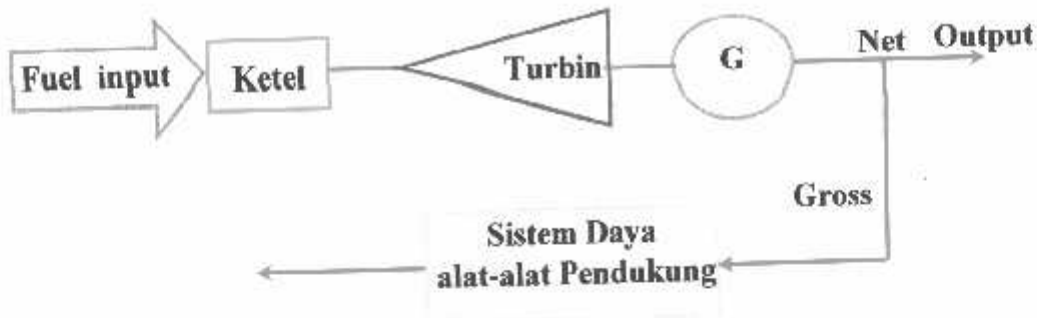
### 2.2.1. Karakteristik *Input-Output*

Hal yang paling mendasar dalam mengoptimalkan pembangkit secara ekonomis adalah membuat karakteristik *Input-Output* dari unit pembangkit termal. Karakteristik ini diperoleh dari desain perencanaan atau melalui test pembangkit. Adapun definisi dari karakteristik *Input-Output* pembangkit adalah formula yang menyatakan hubungan antara *input* pembangkit sebagai fungsi dari *output* pembangkit unit boiler-turbin-generator dapat digambarkan dalam gambar 2.2. dimana unit ini membuat sebuah boiler yang menghasilkan uap untuk turbin yang dikopel dengan rotor dari generator.

Pada pembangkit termal, *input* diberikan dalam satuan panas Btu/jam atau Kal/jam dari bahan bakar yang diberikan pada boiler untuk menghasilkan *output* pembangkit. Sedangkan notasi yang digunakan adalah H(Mbtu/h) atau dalam satuan yang lain H (Mkal/h). selain itu *input* dari pembangkit dapat pula dinyatakan dalam nilai yang menyatakan besarnya biaya yang diperlukan untuk bahan bakar. Notasi yang digunakan adalah F(R/h). Hubungan antara H dan F dapat dinyatakan dalam rumus berikut ini :

$$F = H \times \frac{\text{Rupiah}}{\text{Mbtu}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana rupiah/Mbtu adalah nilai uang yang diperlukan persatuan panas dari bahan bakar.



Gambar 2.2.  
Unit Boiler – Turbin – Generator

Seperti digambarkan dalam gambar 2.2. maka *output* pembangkit tidak hanya dihubungkan dengan beban tetapi juga untuk peralatan bantu dalam pembangkit. Disini *output* pembangkit didefinisikan sebagai daya yang dikeluarkan oleh generator untuk beban sistem diluar untuk keperluan pembangkit itu sendiri. Jadi untuk karakteristik *input-output*, daya *output* adalah berupa daya *netto* dari pembangkit, notasi yang digunakan adalah P (MW).

Generator akan mengeluarkan daya sesuai dengan beban yang ada. Semakin besar beban, semakin besar pula daya yang dikeluarkan oleh generator. Daya yang dikeluarkan generator dapat membesar sesuai peningkatan beban sampai dengan daya maksimum yang dapat dikeluarkan oleh generator. Semakin besar daya yang dikeluarkan oleh generator, semakin besar pula bahan bakar yang dimasukkan. Dengan kata lain jumlah bahan bakar yang dibakar merupakan fungsi dari daya keluaran generator. Namun hubungan antara bahan bakar dengan daya keluaran generator tidak *linier*, sebab bahan bakar melewati proses pembakaran yang memerlukan waktu.

Dari keterangan di atas, dapat dibentuk persamaan karakteristik *Input-Output* pembangkit yang dapat dilihat pada persamaan 2.2 dan persamaan 2.3

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N$$

$$- \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots\dots\dots (2.8)$$

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots (2.9)$$

Persamaan ini adalah pembatas yang merupakan masalah dari optimasi dan ini dapat dipecahkan dengan metode kalkulus tingkat lanjut yang melibatkan fungsi La Grange. Dimana fungsi La Grange didapat dengan cara menambah pembatas  $\phi$  yang telah dikalikan dengan factor pengali La Grange  $\phi$  pada fungsi  $F_T$ . Fungsi La Grange dapat ditunjukkan dengan persamaan dibawah ini :

$$L = F_T + \lambda \phi \dots\dots\dots (2.10)$$

Dimana :

- $F_T$  = fungsi tujuan
- $\lambda$  = factor pengali
- $\phi$  = fungsi pembatas (*constrain*)

Persamaan La Grange di atas merupakan fungsi dari *output* pembangkit  $P_i$  dan factor pengali La Grange  $\lambda$ . Keadaan dari optimasi dari fungsi tujuan  $F_T$  dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan La Grange sama dengan nol.

$$\nabla L = 0 \dots\dots\dots (2.11)$$

$$\nabla F_T + \lambda \phi = 0 \dots\dots\dots (2.12)$$

$$\frac{\delta L}{\delta P} = \frac{\delta F_T}{\delta P_i} + \lambda \left[ \frac{\delta P_R}{\delta P_i} - \frac{\delta P_i}{\delta P_i} \right] = 0 \text{ atau} \dots\dots\dots (2.13)$$

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} + \lambda (0 - 1) = 0$$

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} = \lambda \dots \dots \dots (2.14)$$

Persamaan terakhir ini menunjukkan bahwa bila digunakan biaya bahan bakar,  $F_T$  yang paling minimum maka *Incremental Cost* setiap unit generator pembangkit harus sama yaitu sebesar  $\lambda$ . Kondisi optimal ini tentunya dengan tetap memperhatikan pembatas yang ada yaitu bahwa daya dari setiap unit generator pembangkit harus lebih besar atau sama dengan daya *output* minimum atau sama dengan daya *output* maksimum yang diijinkan.

Dari N buah unit generator pembangkit dalam sistem tenaga yang telah dibahas dan beban sistem sebesar  $P_R$ , maka dapat diambil kesimpulan berikut :

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} = \lambda \text{ ada N buah Persamaan}$$

$$P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}} \text{ ada 2 N buah pertidaksamaan} \dots \dots \dots (2.15)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R \text{ ada 1 buah pembatas}$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatasan di atas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} = \lambda \text{ untuk } P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}}$$

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} \leq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i_{\max}} \dots \dots \dots (2.16)$$

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} \geq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i_{\min}} \dots \dots \dots (2.17)$$

Karena  $F_i$  hanya sebagai fungsi  $P_i$  maka  $\frac{\delta F_i}{\delta P_i}$  dapat diganti dengan  $\frac{dF_i}{dP_i}$

#### 2.4. Fungsi Biaya Bahan Bakar<sup>[3]</sup>

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya yang penting dalam operasi sistem pembangkit termal. Fungsi biaya bahan bakar  $F_i(P_{it})$  untuk tiap unit pembangkit terhadap daya keluaran diekspresikan dalam bentuk fungsi kuadrat, yang dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$F_i(P_{it}) = a_i P_{it}^2 + b_i P_{it} + c_i \dots\dots\dots (2.18)$$

Dimana :

- $a_i, b_i, c_i$  = konstanta persamaan dari unit ke-i
- $P_{it}$  = daya keluaran dari unit ke-i pada jam  $t$

Dalam pengoperasian secara ekonomis adalah penting untuk mengetahui biaya bahan bakar yang digunakan untuk membangkitkan daya yang diperlukan :

- Jenis bahan bakar
- Nilai kalori
- Harga bahan bakar

#### 2.5. Batasan dari Generator<sup>[3]</sup>

Terdapat dua batasan dari pengoperasian generator yang harus diperhatikan dalam perhitungan untuk mendapatkan nilai pembebanan ekonomis (*Economic Dispatch*), yaitu :

##### 1. Ramp Rate

a. Batas kenaikan generator

$$P_t - P_t^0 \leq U R_t \dots\dots\dots (2.19)$$

b. Batas penurunan generator

$$P_t - P_t^0 \leq D R_t \dots\dots\dots (2.20)$$

Dimana  $P_i$  adalah daya keluaran yang baru dan  $P_i^0$  adalah daya keluaran sebelumnya.  $UR_i$  adalah batas *up time* dari generator ke- $i$  ( MW/time-period ) dan  $DR_i$  adalah batas *down time* dari generator ke- $i$  ( MW/time-period ).

**2. Batasan Operasi**

$$\begin{aligned}
 P_i^{\min} &\leq P_i \leq P_{i,1}^i \\
 P_{i,j-1}^i &\leq P_i \leq P_{i,j}^i, j = 2,3,\dots,n_i \\
 P_{i,n_i}^i &\leq P_i \leq P_i^{\max} \dots\dots\dots (2.21)
 \end{aligned}$$

Dimana  $j$  adalah jumlah dari area dari unit  $i$ .

**2.6. Fungsi Objective<sup>[3]</sup>**

Untuk mengkombinasikan dua batasan ke dalam permasalahan *Economic Dispatch*, batasan permasalahan optimalisasi pada interval operasi yang lebih spesifik dapat dimodifikasi menjadi :

$$\min F_T = \sum_{i=1}^n F_i(P_i) = \sum_{i=1}^n \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \text{ ( Rupiah / jam ) } \dots\dots\dots (2.22)$$

Adapun batasannya adalah :

a. Keseimbangan Daya

$$\sum_{i=1}^m P_i = P_D = l, \dots, m \dots\dots\dots (2.23)$$

b. Batasan operasi generator

$$\max(P_i^{\min}, P_i^0 - DR_i) \leq P_i \leq \min(P_i^{\max}, P_i^0 + UR_i)$$

$$\text{dan } P_i \in \begin{cases} P_i^{\min} \leq P_i \leq P_{i,1}^j \\ P_{i,j-1}^n \leq P_i \leq P_{i,j}^j, j = 2, 3, \dots, n_i; i = 1, \dots, m \\ P_{i,n_i}^n \leq P_i \leq P_i^{\max} \end{cases} \dots\dots\dots (2.24)$$

Dimana fungsi biaya generator  $F_i(P_i)$  selalu ditunjukkan dengan *polynomial* kuadrat :  $a_i$ ,  $b_i$ , dan  $c_i$  adalah koefisien biaya dari generator ke- $i$ ;  $m$  adalah jumlah dari generator yang beroperasi pada sistem;  $P_i$  adalah daya keluaran dari generator ke- $i$ .



### BAB III

#### PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (PSO)

##### 3.1. Particle Swarm Optimization<sup>[3]</sup>

*Particle Swarm Optimization* adalah suatu teknik perhitungan yang diperkenalkan Kennedy dan Eberhart pada tahun 1995, yang di ilhami oleh perilaku sosial tentang koloni burung. Mereka ber teori bahwa proses dari adaptasi dapat diringkas dalam tiga prinsip: mengevaluasi, membandingkan dan meniru. Suatu organisme, seekor burung dalam PSO, mengevaluasi tetangganya, membandingkan dirinya dengan yang lain di dalam populasi dan meniru tetangga yang terkuat. Sehingga mereka bertindak dengan dua macam dari informasi yaitu, pengalaman mereka sendiri dan pengetahuan dari bagaimana individu lain melakukannya.

Pendekatan PSO mempunyai beberapa persamaan dengan GA dan *Evolutionary algoritma*, PSO mempunyai populasi dari individu yang bergerak sampai pencarian tempat d-dimensional dan masing – masing individu mempunyai kecepatan yang berlaku sebagai operator untuk memperoleh seperangkat individu-individu baru. Individu ini disebut partikel, melakukan penyesuaian pergerakan yang tergantung pada pengalaman mereka sendiri dan pengalaman populasi. Pada setiap iterasi, suatu partikel bergerak ke suatu arah yang dihitung dari posisi terbaik yang dikunjunginya dan posisi terbaik yang dikunjungi dari semua partikel dalam lingkungannya. Diantara varian dari PSO, global varian terdapat tetangga sebagai keseluruhan populasi dan disebut *Swarm*, yang merupakan pembagi informasi.

Pada PSO,  $x$  dan  $v$  menotasikan koordinat partikel (posisi) dan kecepatan partikel pada ruang pencarian. Karena itu, partikel  $i$  direpresentasikan sebagai  $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id})$  pada ruang  $d$ -dimensional. Posisi terbaik dari partikel ke- $i$  sebelumnya disimpan dan direpresentasikan sebagai  $pbest_i = (pbest_{i1}, pbest_{i2}, \dots, pbest_{id})$ . Partikel yang paling baik dari semua partikel pada sebuah *group* direpresentasikan dengan  $gbest_d$ . Kecepatan untuk partikel  $i$  direpresentasikan dengan  $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{id})$ . Modifikasi dari kecepatan dan posisi dari tiap partikel dapat dihitung dengan menggunakan kecepatan yang lama dan jarak dari  $pbest_{id}$  ke  $gbest_{id}$  yang ditunjukkan pada persamaan berikut

$$v_{id}^{(t+1)} = w * v_{id}^{(t)} + c_1 * rand() * (pbest_{id} - x_{id}^{(t)}) + c_2 * Rand() * (gbest_d - x_{id}^{(t)}) \dots (3.1)$$

$$x_{id}^{(t+1)} = x_{id}^{(t)} + v_{id}^{(t+1)}, i = 1, 2, \dots, n; d = 1, 2, \dots, m \dots \dots \dots (3.2)$$

Dimana :

$n$  : jumlah dari partikel dalam suatu *group*

$m$  : jumlah dari anggota dari suatu partikel

$t$  : iterasi (generasi)

$w$  : faktor bobot inersia

$c_1, c_2$  : konstanta akselerasi

$rand()$ ,  $Rand()$  nilai acak yang seragam antara  $[0, 1]$

$v_i^{(t)}$  : kecepatan dari partikel  $i$  pada iterasi  $t$ ,  $V_d^{\min} \leq v_{id}^{(t)} \leq V_d^{\max}$

$x_i^{(t)}$  : posisi awal dari partikel  $i$  pada iterasi  $t$ .

Secara umum, bobot inersia  $w$  di set sesuai dengan persamaan berikut :

$$w = w_{\max} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{iter_{\max}} * iter \dots \dots \dots (3.3)$$

dimana  $iter_{max}$  adalah jumlah maksimum dari iterasi dan  $iter$  adalah jumlah dari iterasi awal.

### 3.2. Aplikasi PSO dalam *Economic Dispatch*

Pada skripsi ini, proses untuk memecahkan permasalahan batasan *Economic Dispatch* menggunakan algoritma PSO yang dikembangkan untuk mencapai solusi yang efisien dalam pengoperasian sistem tenaga listrik. Algoritma PSO digunakan untuk optimalisasi daya generator dari tiap unitnya yang beroperasi pada periode tertentu, dengan meminimalkan total biaya bahan bakar. Sebelum menggunakan metode PSO untuk memecahkan permasalahan *Economic Dispatch* terdapat dua definisi yang harus diikuti, yaitu :

#### 1. Perepresentasian dari *string individual*

Jika ada  $n$  unit yang harus dioperasikan untuk mencukupi daya untuk beban, kemudian individu ke- $i$  yaitu  $P_{g_i}$ , dapat didefinisikan sebagai :

$$P_{g_i} = [P_{i1}, P_{i2}, \dots, P_{id}] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \dots \dots \dots (3.4)$$

dimana  $n$  adalah ukuran populasi,  $d$  adalah jumlah dari generator, dan  $P_{id}$  adalah daya keluaran generator dari unit ke- $d$  pada individu ke- $i$ . Dimensi dari populasi adalah  $n \times d$ . Populasi dari tiap individu merepresentasikan nilai riil. Matriks yang merepresentasikan populasi digambarkan sebagai berikut :

Tabel 3.1<sup>[3]</sup>  
Matriks yang Merepresentasikan Populasi

No. Individu	$P_{i1}$	$P_{i2}$	Populasi	$P_{id-1}$	$P_{id}$
1	420.03	150.32	...	75.12	45.44
2	390.28	165.39	...	80.23	41.93
-	...	...	...	...	...
-	...	...	...	...	...
n	412.88	156.84	...	78.11	42.78

## 2. Fungsi Evaluasi

Fungsi ini digunakan untuk mengevaluasi *fitness* dari tiap individu dari tiap populasi. Fungsi ini untuk mendapatkan kromosom terbaik dan mempercepat kekonvergenan dari prosedur iterasi, nilai evaluasi ini pada umumnya berkisar antara range 0 dan 1. Jika nilai dari  $F_{cost} (Pg_i)$ , dan  $P_{pbc} (Pg_i)$  dari individu  $Pg_i$ , kemudian nilainya dievaluasi supaya menjadi besar dengan persamaan berikut :

$$f = \frac{1}{F_{cost} + P_{pbc}} \dots\dots\dots(3.5)$$

Dimana :

$$F_{cost} = 1 + abs \frac{\left( \sum_{j=1}^n F_j(P_j) - F_{min} \right)}{(F_{max} - F_{min})} \dots\dots\dots(3.6)$$

$$P_{pbc} = 1 + \left( \sum_{i=1}^n P_i - P_D \right)^2 \dots\dots\dots(3.7)$$

$F_{max}$  : Biaya generator maksimum dari semua individu pada populasi awal.

$F_{min}$  : Biaya generator minimum dari semua individu pada populasi awal.

### 3.3. Algoritma *Economic Dispatch* Menggunakan PSO

1. Memasukkan data parameter unit pembangkit termal dan data pembebanan harian untuk periode waktu 24 jam.
2. Memasukkan parameter PSO yang meliputi  $w$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ , Npartikel, iterasi  $max$ .
3. Inisialisasi partikel ( $\lambda_p$ ).
4. For = 1 to Npartikel mengulang sampai nilai yang telah ditentukan.
5. Menghitung nilai batas maksimal dan minimum dari tiap unit generator.
6. Menghitung  $F_{max}$  dan  $F_{min}$ .
7. Menghitung nilai evaluasi dari tiap individu  $Pg_i$  menggunakan persamaan (3.5).
8. Membandingkan nilai evaluasi dari tiap individu dengan nilai  $pbest$ -nya. Nilai  $pbest$  terbaik hasil evaluasi dinotasikan dengan  $gbest$ .
9. Memodifikasi anggota kecepatan ( $v$ ) dari tiap individu  $Pg_i$  dengan persamaan

$$v_{id}^{(t+1)} = w * v_{id}^{(t)} + c_1 * rand() * (pbest_{id} - Pg_{id}^{(t)}) + c_2 * Rand() * (gbest_d - Pg_{id}^{(t)})$$

$$i = 1, \dots, n; d = 1, \dots, m.$$

Dimana  $n$  adalah ukuran populasi,  $m$  adalah jumlah dari unit, dan  $w$  adalah nilai yang di set pada persamaan (3.3).

10. Jika  $v_{id}^{(t+1)} > V_d^{max}$ , kemudian  $v_{id}^{(t+1)} = V_d^{max}$

$$\text{Jika } v_{id}^{(t+1)} < V_d^{min}, \text{ kemudian } v_{id}^{(t+1)} = V_d^{min}$$

11. Memodifikasi tiap posisi individu  $Pg_i$ , dengan persamaan :

$$Pg_{id}^{(t+1)} = Pg_{id}^{(t)} + v_{id}^{(t+1)}$$

Nilai dari  $Pg_i$  tidak boleh melanggar batasan dalam zona operasinya dan *ramp rate limits*, yang diberikan pada persamaan (3.4). Jika  $Pg_{id}^{(t+1)}$  melebihi

batasan,  $Pg_{id}^{(t+1)}$  harus dimodifikasi mendekati batas terdekat dari solusi yang memungkinkan.

12. Jika nilai evaluasi dari tiap individu lebih baik dari *pbest* yang sebelumnya, nilai ini diset sebagai nilai *pbest*. Jika *pbest* lebih baik dari *gbest*, nilai *pbest* tersebut diset sebagai *gbest*.
13. Jika jumlah iterasi sudah mencapai maksimal, kemudian ke langkah 14, jika tidak kembali ke langkah 9.
14. Mencetak individu yang terbaik dalam *gbest* yang merupakan daya optimal generator dari tiap unit dengan total biaya generator paling minimum.
15. Selesai.





**B A B IV**  
**ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE**  
***PARTICLE SWARM OPTIMIZATION***

**4.1. Program Komputer Untuk Menyelesaikan *Economic Dispatch* Pada  
PT. PJB**

Untuk pemecahan masalah *Economic Dispatch* digunakan bantuan program komputer. Program komputer ini sangat berguna untuk mempercepat proses perhitungan yang membutuhkan ketelitian tinggi dan sering melibatkan iterasi yang memerlukan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual.

Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0 dan diaplikasikan pada komputer pentium IV dengan prosesor 2,4 GHz, Memori 512 Mb.

**4.2. Uji validasi**

Sebelum dilakukan uji validasi program untuk melihat kelayakan dari program tersebut terlebih dahulu dilakukan pemilihan parameter PSO yang tepat untuk menghasilkan nilai solusi yang optimal Selanjutnya untuk pengujian validasi berpedoman pada data jurnal Zwe-Lee Gaing, "*Particle Swarm Optimization to Solving Economic Dispatch Considering the Generator Constraints*", *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 18, No.3, pp. 1187-1195, Agustus 2003. Hasil pengujian dapat dilihat pada gambar 4.2. kemudian dilakukan perhitungan biaya total dengan metode *Particle Swarm Optimization*.

Tabel 4.1<sup>[3]</sup>  
Parameter PSO Untuk Menghasilkan Solusi yang Optimal

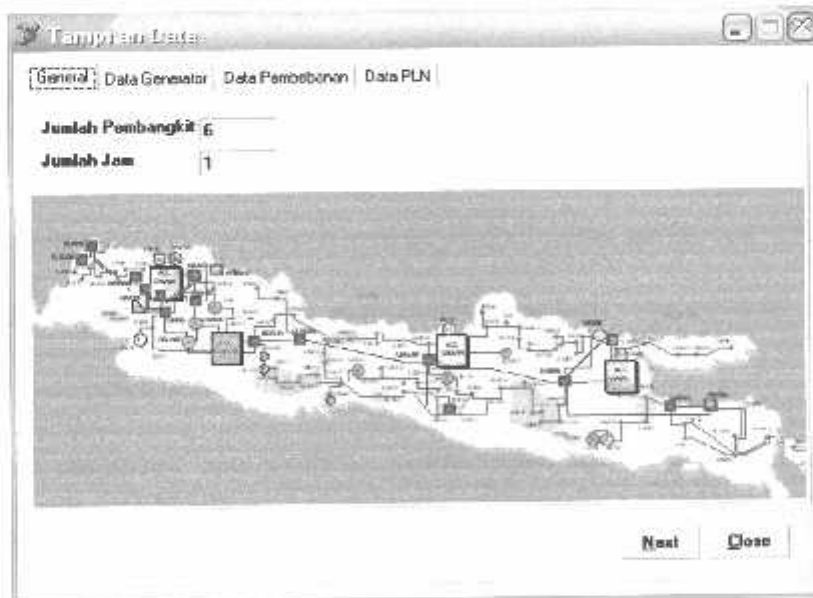
Parameter PSO				
<i>W<sub>min</sub></i>	<i>W<sub>max</sub></i>	<i>C1</i>	<i>C2</i>	<i>dV</i>
0.4	0.9	2	2	0.5

Tabel 4.2<sup>[3]</sup>  
Data *Economic Dispatch* 6 Unit Pembangkit Untuk Validasi

No Unit	$P_{\min}$ (MW)	$P_{\max}$ (MW)	a	b	c	DR	UR	Ramp Rate Limit
						(MW/h)	(MW/h)	MW
1	100	500	240	7.00	0.0070	80	120	440
2	50	200	200	10.00	0.0095	50	90	170
3	80	300	220	8.50	0.0090	65	100	200
4	50	150	200	11.00	0.0090	50	90	150
5	50	200	220	10.50	0.0080	50	90	190
6	50	120	190	12.00	0.0075	50	90	110

#### 4.2.1. Hasil Validasi Dengan Menggunakan Metode *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

##### 1. Tampilan Data



Gambar 4.1  
Tampilan Data Dengan 6 Unit pembangkit

Sehingga tingkat kesalahan (*error*) dapat di hitung yaitu :

$$\begin{aligned}
 (\text{error}) &= \frac{\text{Jumlah biaya referensi} - \text{Jumlah biaya program}}{\text{jumlah biaya referensi}} \\
 &= \frac{15,450 - 15,448}{15,450} = 0.00012945
 \end{aligned}$$

dengan demikian *persentase error* sebesar 0.012945 %, dengan demikian program ini *valid* untuk digunakan.

#### 4.3. Data Pembangkit Termal

Pembangkitan termal yang berada pada kawasan PT. Pembangkitan Jawa-Bali berjumlah 37 unit pembangkit yang terdiri dari 11 unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), 4 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), dan 22 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) yang tersebar di seluruh Jawa dan Bali. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada table 3.1 dan 3.2, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PLN tahun 2002 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9.000 per dolar Amerika.

Tabel 4.4  
Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali  
Agustus 2002

No	Nama Pembangkit	Bahan bakar	kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)				Ramp Rate (MW/Jam)	
			Min	Max	MUT	MDT	Cold start	Hot start	UR	DR
1	PLTU Paiton 1	coal	225	370	72	48	17	4	80	110
2	PLTU Paiton 2	coal	225	370	72	48	17	4	80	110
3	PLTGU Gresik GT 1.1	gas	53	102	36	10	1	0	53	80
4	PLTGU Gresik GT 1.2	gas	53	102	36	10	1	0	53	80
5	PLTGU Gresik GT 1.3	gas	53	102	36	10	1	0	53	80
6	PLTGU Gresik ST 1.0	gas	250	480	36	10	3	1	90	120
7	PLTGU Gresik GT 2.1	gas	53	102	36	10	1	0	53	80
8	PLTGU Gresik GT 2.2	gas	53	102	36	10	1	0	53	80

Model yang digunakan dalam melakukan perhitungan optimalisasi penjadwalan PLTGU, PLTG, maupun PLTU menggunakan karakteristik tiap unit termal, meskipun PLTGU mempunyai karakteristik tiap blok yang saling tergantung antara unit gas (GT) dan unit uap (ST) atau yang sering disebut *combined cycle*. Untuk memudahkan perhitungan dilakukan dengan pendekatan per unit termis, dimana parameter unit tiap GT kita ambil dari parameter unit pembangkit sendiri sedangkan untuk unit ST diambil dari parameter kombinasi CC.3.3.1.

PT. Pembangkitan Jawa-Bali tidak mempunyai dasar yang pasti untuk menentukan nilai dari cadangan berputar (*spinning reserve*) tiap periode jam, tetapi PT. Pembangkitan Jawa-Bali menggunakan asumsi bahwa nilai cadangan berputar diambil dari daya terpasang terbesar dari unit pembangkit yang beroperasi. Dalam hal ini PT. Pembangkitan Jawa-Bali menggunakan daya terpasang dari unit pembangkit PLTU Paiton yaitu sebesar 400 MW sebagai nilai cadangan berputar tiap periode jam.

#### **4.5. Beban sistem**

Dalam wilayah Jawa-Bali, pembangkit-pembangkit yang ada dikoordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali. Proses penjadwalan pembangkit dengan metode *Particle Swarm Optimization* bertujuan untuk membuat rencana penjadwalan pembangkit dalam sistem tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi yang seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit termal dan beban yang ditanggung oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya *output* pembangkit tenaga listrik dalam sistem PT. Pembangkitan Jawa Bali tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005, terdapat pada lampiran. Untuk beban sistem terdapat pada tabel 3.3 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal saja).

Tabel 4.6  
Data Beban Unit Termal PT. Pembangkitan Jawa-Bali

Jam	Rabu 27 Juli 2005		Sabtu 30 Juli 2005		Minggu 31 Juli 2005	
	Beban Sistem (MW)	Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Berputar (MW)
01.00	2300	400	2525	400	2275	400
02.00	2175	400	2300	400	1755	400
03.00	2090	400	2170	400	1755	400
04.00	2090	400	2170	400	1740	400
05.00	2240	400	2470	400	1895	400
06.00	2215	400	2250	400	1970	400
07.00	1990	400	1940	400	1642	400
08.00	2250	400	2065	400	1565	400
09.00	2540	400	2190	400	1615	400
10.00	2590	400	2190	400	1675	400
11.00	2590	400	2210	400	1625	400
12.00	2340	400	2165	400	1575	400
13.00	2575	400	2140	400	1575	400
14.00	2575	400	2190	400	1575	400
15.00	2575	400	2265	400	1575	400
16.00	2475	400	2130	400	1575	400
17.00	2457	400	2197	400	1689	400
18.00	2951	400	2849	400	2689	400
19.00	2981	400	2989	400	2929	400
20.00	2981	400	2634	400	2924	400
21.00	2951	400	2614	400	2904	400
22.00	2664	400	2582	400	2632	400
23.00	2430	400	2375	400	2330	400
24.00	2405	400	2300	400	2215	400

#### 4.6. Hasil Perhitungan dan Analisa Data

Program optimasi *Economic Dispatch* unit pembangkit termal pada sistem PT. PJB dengan *Particle Swarm Optimization*, terdiri dari:

1. Tahap *input* data dengan inisialisasi data karakteristik tiap unit dan beban tiap jam.
2. *Input* parameter Metode *Particle Swarm Optimization*.
3. Melakukan pencarian nilai yang paling minimum dari fungsi keanggotaan yang masing-masing untuk biaya, beban sistem, sehingga didapatkan biaya bahan bakar unit-unit pembangkit yang paling optimal untuk melayani beban sistem.

Seluruh unit termal yang siap beroperasi dalam PT. PJB terdiri dari 37 unit pembangkit, yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.7  
Unit Pembangkitan Termal Pada PT. PJB

No	Nama Pembangkit
1	PLTU Paiton 1
2	PLTU Paiton 2
3	PLTGU Gresik GT 1.1
4	PLTGU Gresik GT 1.2
5	PLTGU Gresik GT 1.3
6	PLTGU Gresik ST 1.0
7	PLTGU Gresik GT 2.1
8	PLTGU Gresik GT 2.2
9	PLTGU Gresik GT 2.3
10	PLTGU Gresik ST 2.0
11	PLTGU Gresik GT 3.1
12	PLTGU Gresik GT 3.2
13	PLTGU Gresik GT 3.3
14	PLTGU Gresik ST 3.0
15	PLTU Gresik 1
16	PLTU Gresik 2
17	PLTU Gresik 3
18	PLTU Gresik 4
19	PLTG Gresik 1

20	PLTG Gresik 2
21	PLTG Gilitimur 1
22	PLTG Gilitimur 2
23	PLTGU M. Karang GT 1.1
24	PLTGU M. Karang GT 1.2
25	PLTGU M. Karang GT 1.3
26	PLTGU M. Karang ST 1.0
27	PLTGU M. Tawar GT 1.1
28	PLTGU M. Tawar GT 1.2
29	PLTGU M. Tawar GT 1.3
30	PLTGU M. Tawar GT 2.1
31	PLTGU M. Tawar GT 2.2
32	PLTGU M. Tawar ST 1.0
33	PLTU M. Karang 1
34	PLTU M. Karang 2
35	PLTU M. Karang 3
36	PLTU M. Karang 4
37	PLTU M. Karang 5

#### 4.6.1. Biaya Operasional Perjam PT. PJB

Tabel 4.8  
 Hasil Perhitungan Total Biaya Operasional PT. PJB  
 Rabu, 27 Juli 2005

Jam	Beban Sistem	PT.PJB
	(MW)	(Rp)
1	2300	464.544.480
2	2175	445.152.537
3	2090	429.890.280
4	2090	429.890.280
5	2240	454.392.306
6	2215	450.703.396
7	1990	418.029.154
8	2250	457.160.966
9	2540	544.211.424
10	2590	551.612.015
11	2590	551.612.015
12	2340	490.355.878
13	2575	543.875.979
14	2575	543.875.979
15	2575	543.875.979
16	2475	529.091.873
17	2457	589.448.294
18	2951	695.328.855
19	2981	701.267.068



20	2981	701.267.068
21	2951	695.328.855
22	2664	617.098.701
23	2430	550.541.913
24	2405	545.855.172

Tabel 4.9  
 Hasil Perhitungan Total Biaya Operasional PT. PJB  
 Sabtu, 30 Juli 2005

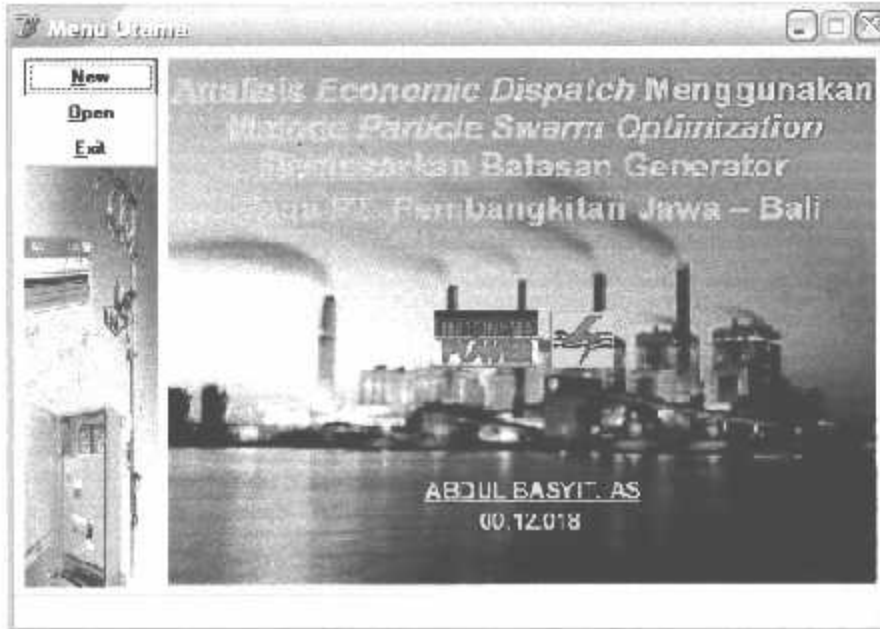
Jam	Beban Sistem	PT.PJB
	(MW)	(Rp)
1	2525	557.999.434
2	2300	521.082.098
3	2170	463.252.271
4	2170	463.252.271
5	2470	511.051.655
6	2250	480.480.842
7	1940	415.960.396
8	2065	463.695.520
9	2190	485.695.688
10	2190	485.695.688
11	2210	488.646.361
12	2165	480.761.644
13	2140	475.889.427
14	2190	485.695.688
15	2265	496.779.498
16	2130	446.741.843
17	2197	509.496.786
18	2849	652.594.714
19	2989	679.961.226
20	2634	614.043.893
21	2614	611.659.312
22	2582	592.417.896
23	2375	535.757.812
24	2300	531.071.071

Tabel 4.10  
 Hasil Perhitungan Total Biaya Operasional PT. PJB  
 Minggu, 31 Juli 2005

Jam	Beban Sistem	PT.PJB
	(MW)	(Rp)
1	2275	490.175.431
2	1755	374.416.793
3	1755	374.416.793
4	1740	371.102.379
5	1895	427.417.757
6	1970	438.501.567
7	1642	370.992.261
8	1565	365.065.255
9	1615	372.448.770
10	1675	403.012.550
11	1625	395.629.036
12	1575	388.245.522
13	1575	388.245.522
14	1575	388.245.522
15	1575	388.245.522
16	1575	388.245.522
17	1689	398.447.093
18	2689	585.092.377
19	2929	625.067.195
20	2924	624.322.126
21	2904	621.344.129
22	2632	572.596.233
23	2330	478.673.530
24	2215	459.055.664

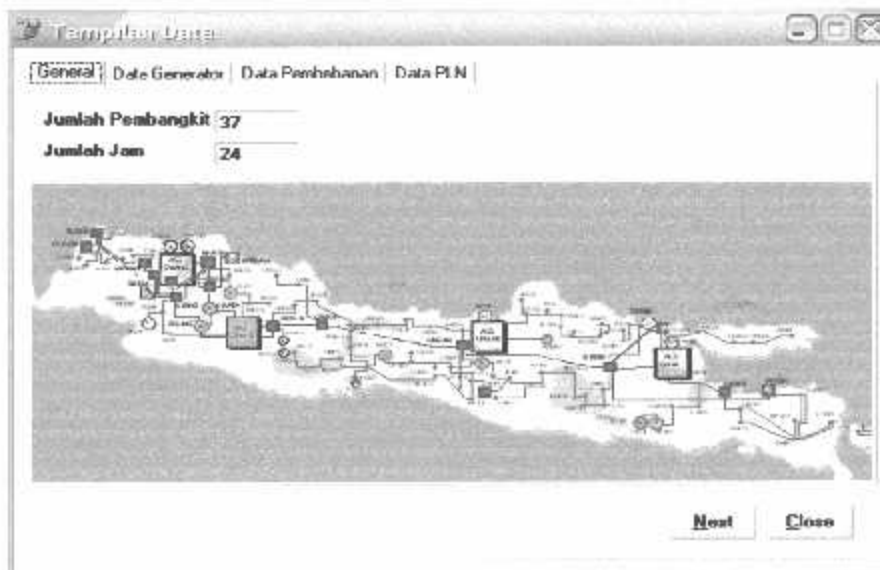
#### 4.6.2. Tampilan Program *Economic Dispatch* Dengan Metode *Particle Swarm Optimization*

##### 1. Tampilan Menu Utama



Gambar 4.4  
Tampilan Menu Utama

##### 2. Tekan tombol *Open File*, kemudian akan muncul tampilan data sebagai berikut



Gambar 4.5  
Tampilan Data Secara Umum

3. Tekan tombol Data Generator untuk menampilkan unit – unit pembangkit

Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tur
1	PLTU Pakon 1	370	225	3244978	111712.2	10.2971	72
2	PLTU Pakon 2	370	225	3244978	111712.2	10.2971	72
3	PLTGU Greak GT 1.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
4	PLTGU Greak GT 1.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
5	PLTGU Greak GT 1.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
6	PLTGU Greak ST 1.0	480	250	17177468.3	145165.581	4.554	36
7	PLTGU Greak GT 2.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
8	PLTGU Greak GT 2.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
9	PLTGU Greak GT 2.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
10	PLTGU Greak ST 1.0	480	250	17177468.3	145165.581	4.554	36
11	PLTGU Greak GT 3.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
12	PLTGU Greak GT 3.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
13	PLTGU Greak GT 3.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
14	PLTGU Greak ST 1.0	480	250	17177468.3	145165.581	4.554	36

Gambar 4.6  
Tampilan Data Generator

4. Tekan tombol Data Pembebanan untuk menampilkan beban sistem dan cadangan berputar

	Load	Res
1	2300	400
2	2175	400
3	2090	400
4	2080	400
5	2240	400
6	2215	400
7	1990	400
8	2250	400
9	2540	400
10	2590	400
11	2530	400
12	2340	400
13	2575	400
14	2575	400
15	2575	400

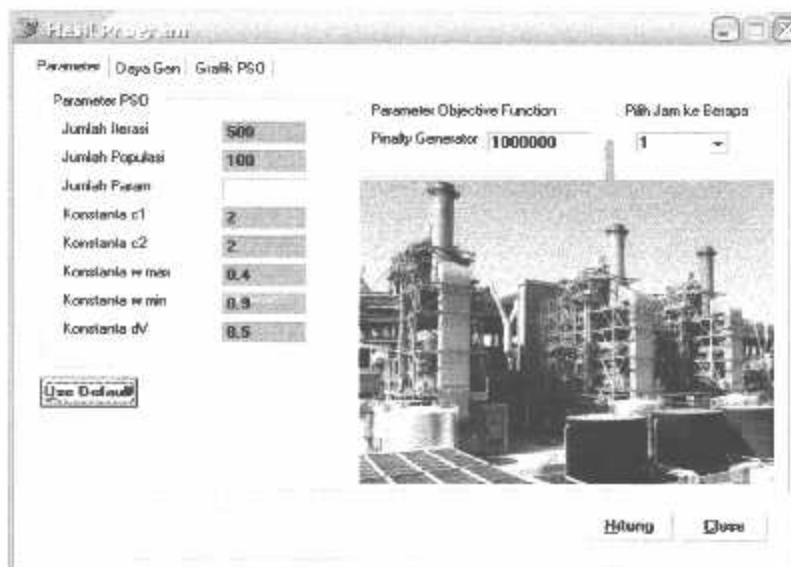
Gambar 4.7  
Tampilan Data Pembebanan

5. Tekan tombol Data PLN untuk mengetahui daya yang dioperasikan oleh tiap unit pembangkit termal selama 24 jam.

	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jam 8
Gen 1	360	360	360	360	360	360	310	360
Gen 2	360	360	360	360	360	360	310	360
Gen 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 4	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 5	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 6	300	250	250	250	275	250	250	250
Gen 7	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 8	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 9	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 10	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 11	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 12	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 13	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 14	300	250	250	250	300	300	250	250

Gambar 4.8  
Tampilan Data PLN

6. Kemudian tekan menu “ Next “, dan akan terlihat tampilan parameter PSO, kemudian tekan “ Use Default “ untuk memasukkan nilai dari parameter PSO, kemudian pilih jam ke berapa yang akan dihitung



Gambar 4.9  
Tampilan Paramter PSO

7. Kemudian tekan tombol “ Hitung “ untuk menghitung biaya dari unit pada jam tertentu.

The screenshot shows a software window titled "Hitung Program" with a table of generator data. The table has columns for No, P PSD (kW), P PLN (kW), Cost PSD (Rp), Cost PLN (Rp), and Selisih (Rp). Below the table, there are summary fields for Biaya PSD, Biaya PLN, and Selisih, along with "Hitung" and "Close" buttons.

No	P PSD (kW)	P PLN (kW)	Cost PSD (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)
1	370	360	45.988.165	44.795.874	-1.192.291
2	370	360	45.988.165	44.795.874	-1.192.291
3	475	300	87.158.803	61.136.995	-26.021.808
4	475	300	87.158.812	61.136.995	-26.021.818
5	43	50	10.918.588	12.526.212	1.607.624
6	43	50	10.918.588	12.526.212	1.607.624
7	90	90	21.816.918	21.816.918	0
8	50	95	16.103.588	25.900.936	9.797.348
9	62	425	25.323.727	70.887.905	45.564.178
10	44	50	24.274.347	27.418.530	3.144.183
11	44	50	23.903.047	26.414.539	2.511.492
12	44	50	23.903.047	26.414.539	2.511.492
13	90	120	22.090.040	28.798.952	6.688.912

Biaya PSD: 444.758.298    Biaya PLN: 464.544.488    Selisih: 19.786.191

Buttons: Hitung, Close

Gambar 4.10  
Tampilan Daya dari Unit Generator yang beroperasi dan biaya

#### 4.6.3. Perbandingan Hasil Perhitungan PT. PLN PJB dengan Metode *Particle*

##### *Swarm Optimization*

Tabel 4.11  
Perbandingan Biaya Oprasional PT. PJB dengan Metode PSO  
Rabu, 27 Juli 2005

Jam	PSO	PT.PJB	Selisih
	(Rp)	(Rp)	(Rp)
1	444.758.299	464.544.480	19.786.181
2	426.107.392	445.152.537	19.045.144
3	413.465.420	429.890.280	16.424.860
4	413.465.420	429.890.280	16.424.860
5	435.796.984	454.392.306	18.595.323
6	432.067.941	450.703.396	18.635.455
7	398.634.636	418.029.154	19.394.519
8	437.289.398	457.160.966	19.871.568
9	494.736.623	544.211.424	49.474.800
10	506.350.476	551.612.015	45.261.540
11	506.350.476	551.612.015	45.261.540
12	451.104.467	490.355.878	39.251.410
13	502.847.342	543.875.979	41.028.636
14	502.847.342	543.875.979	41.028.636
15	502.847.342	543.875.979	41.028.636
16	479.907.370	529.091.873	49.184.503
17	514.561.577	589.448.294	74.886.717
18	682.782.045	695.328.855	12.546.810
19	692.248.410	701.267.068	9.018.658
20	692.248.410	701.267.068	9.018.658
21	682.782.045	695.328.855	12.546.810
22	560.864.721	617.098.701	56.233.980
23	500.549.537	550.541.913	49.992.376
24	496.127.845	545.855.172	49.727.327

Tabel 4.12  
Perbandingan Biaya Oprasional PT. PJB dengan Metode PSO  
Sabtu, 30 Juli 2005

Jam	PSO	PT.PJB	Selisih
	(Rp)	(Rp)	(Rp)
1	520.022.624	557.999.434	37.976.810
2	471.604.653	521.082.098	49.477.445
3	416.685.328	463.252.271	46.566.943
4	416.685.328	463.252.271	46.566.943
5	477.908.417	511.051.655	33.143.238
6	429.007.528	480.480.842	51.473.314
7	382.464.545	415.960.396	33.495.850
8	401.032.911	463.695.520	62.662.609
9	419.672.433	485.695.688	66.023.255
10	419.672.433	485.695.688	66.023.255
11	422.661.360	488.646.361	65.985.001
12	415.938.836	480.761.644	64.822.808
13	412.208.085	475.889.427	63.681.341
14	419.672.433	485.695.688	66.023.255
15	431.669.561	496.779.498	65.109.936
16	410.716.582	446.741.843	36.025.261
17	462.938.320	509.496.786	46.558.466
18	640.768.820	652.594.714	11.825.894
19	640.768.820	679.961.226	39.192.407
20	568.433.619	614.043.893	45.610.274
21	559.037.890	611.659.312	52.621.422
22	544.810.216	592.417.896	47.607.680
23	485.889.583	535.757.812	49.868.229
24	471.604.653	531.071.071	59.466.418



Tabel 4.13  
 Perbandingan Biaya Oprasional PT. PJB dengan Metode PSO  
 Minggu, 31 Juli 2005

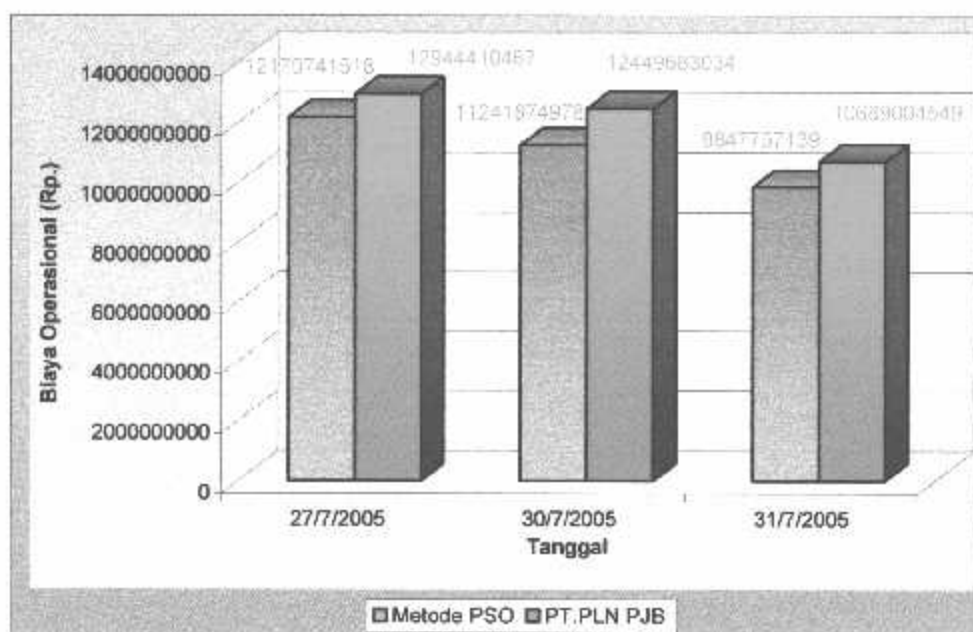
Jam	PSO	PT.PJB	Selisih
	(Rp)	(Rp)	(Rp)
1	441.022.425	490.175.431	49.153.005
2	362.507.193	374.416.793	11.909.600
3	362.507.193	374.416.793	11.909.600
4	360.291.490	371.102.379	10.810.890
5	383.236.500	427.417.757	44.181.257
6	394.378.203	438.501.567	44.123.364
7	347.139.938	370.992.261	23.852.322
8	338.018.368	365.065.255	27.046.887
9	343.934.515	372.448.770	28.514.254
10	351.067.872	403.012.550	51.944.678
11	345.120.834	395.629.036	50.508.202
12	339.199.538	388.245.522	49.045.983
13	339.199.538	388.245.522	49.045.983
14	339.199.538	388.245.522	49.045.983
15	339.199.538	388.245.522	49.045.983
16	339.199.538	388.245.522	49.045.983
17	359.839.640	398.447.093	38.607.453
18	545.728.713	585.092.377	39.363.664
19	604.409.315	625.067.195	20.657.880
20	604.409.315	624.322.126	19.912.811
21	604.409.315	621.344.129	16.934.814
22	522.193.111	572.596.233	50.403.122
23	449.477.568	478.673.530	29.195.962
24	432.067.941	459.055.664	26.987.723

#### 4.6.4. Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PJB dengan PSO

Tabel 4.14  
Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PJB dengan Metode PSO

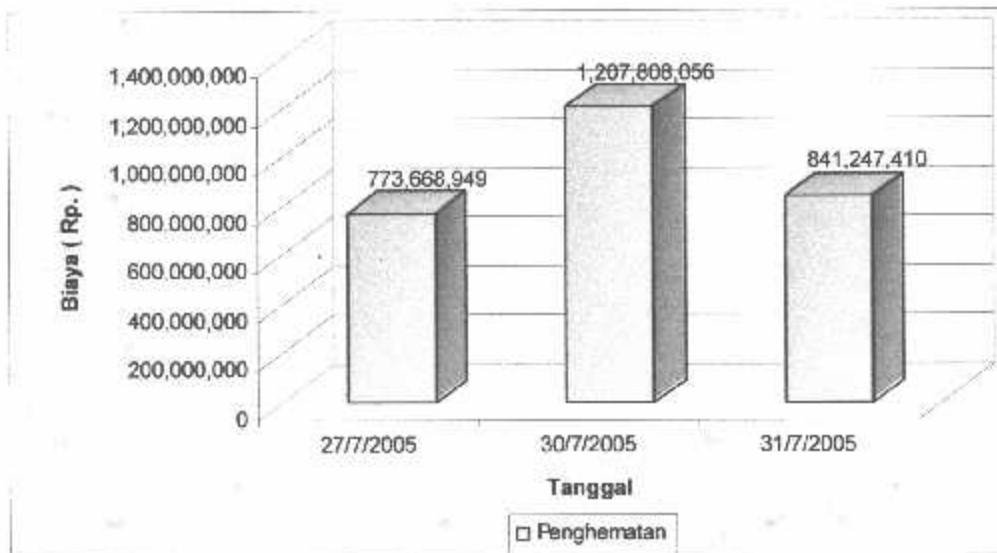
Hari	Tanggal	PT.PJB	PSO	Penghematan	Persentase
		(Rp)	(Rp)	(Rp)	(%)
Rabu	27/7/2005	12.944.410.467	12.170.741.518	773.668.949	5,976
Sabtu	30/7/2005	12.449.683.034	11.241.874.978	1.207.808.056	9,701
Minggu	31/7/2005	10.689.004.549	9.847.757.139	841.247.410	7,870

Grafik 4.1  
Perbandingan Biaya Operasional PT. PJB dan Metode PSO  
Pada Tanggal 27, 30 dan 31 Juli 2005



Dari tabel perbandingan biaya operasional untuk tiap jam selama 24 jam, dapat dibuat perbandingan biaya total operasional untuk periode 24 jam (satu hari) antara biaya total operasional selama 24 jam milik PT. PJB dengan biaya operasional selama 24 jam hasil optimasi metode PSO. Bila dilihat pada grafik di atas maka di dapatkan penghematan biaya operasional, yang ditunjukkan pada grafik 4.2 sebagai berikut :

Grafik 4.2  
Penghematan Biaya Operasional



Bila dilihat pada grafik di atas, tampak apabila dihitung antara biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB dengan biaya hasil optimasi dengan menggunakan metode PSO akan didapatkan penghematan sebagai berikut:

Pada hari rabu, tanggal 27 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp 12.944.410.467, optimasi dengan menggunakan metode PSO sebesar Rp 12.170.741.518, dengan penghematan sebesar Rp 773.668.949 atau 5,976%.  
Pada hari sabtu, tanggal 30 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp 12.449.683.034, optimasi dengan menggunakan metode PSO sebesar Rp 11.241.874.978, dengan penghematan sebesar Rp 1.207.808.056 atau 9,701%.  
Pada hari minggu, tanggal 31 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp 10.689.004.549, optimasi dengan menggunakan metode PSO sebesar Rp 9.847.757.139, dengan penghematan sebesar Rp 841.247.410 atau 7,87 %.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan Metode *Particle Swarm Optimization* pada *Economic Dispatch* yang ditanggung PT. PJB pada hari rabu, tanggal 27. Hari sabtu, tanggal 30 dan hari minggu, tanggal 31 juli 2005, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada hari rabu, tanggal 27 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp 12.944.410.467, optimasi dengan menggunakan metode PSO sebesar Rp 12.170.741.518, sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp 773.668.949 atau 5,976%.
2. Pada hari sabtu, tanggal 30 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp 12.449.683.034, optimasi dengan menggunakan metode PSO sebesar Rp 11.241.874.978, sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp 1.207.808.056 atau 9,701%.
3. Pada hari minggu, tanggal 31 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp 10.689.004.549, optimasi dengan menggunakan metode PSO sebesar Rp 9.847.757.139, sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp 841.247.410 atau 7,87 %.

## 5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan di atas, diajukan saran yang berhubungan dengan skripsi ini, antarlain:

1. Metode PSO layak diterapkan pada PT. PJB, karena biaya yang dihasilkan lebih ekonomis dibanding dengan biaya total pada PT. PJB.
2. Untuk studi lebih lanjut, metode PSO ini dapat dikembangkan dengan memperhitungkan masalah rugi-rugi pada saluran transmisi pada PT. PJB.

Perlu diadakan koordinasi yang baik antara mahasiswa dengan pihak PT. PJB sehingga data pendukung bisa diperoleh.



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Abdul Kadir "*Pembangkit Tenaga Listrik*" Universitas Indonesia (UI-Pers) Jakarta ,1996
- [2] Ir. Djiteng Marsudi " Operasi Sistem Tenaga Listrik ", Balai Penerbit dan Humas ISTN, 1990.
- [3] Gaing, Z.L, " *Particle Swarm Optimization to Solving the Economic Dispatch Considering the Generator Constraints* ", IEEE Trans. On Power System, Agustus, 2003.
- [4] Stevenson Jr., William, " Analisa Sistem Tenaga ", Erlangga Edisi ke-4, 1996.
- [5] Wood, A.J and Wollenberg, B.F, "*Power generation, Operation, and Control* ",2<sup>nd</sup> ED,New York: Willey, 1996.







# LAMPIRAN

---

---









PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

	Jan	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30	11.00	11.30	12.00	12.30			
PLTU	MKRNG10C	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95		
	MKRNG20C1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95		
	MKRNG20C	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65		
	MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MKRNG10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MKRNG20C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG20C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTU	MKRNG	#1	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
		#2	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
		#3	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
PLTU	MKRNG	#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		#5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
PLTU	MTWAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR20C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTWAR10C	475	450	425	350	350	350	325	325	325	350	425	500	425	425	425	475	475	525	550	550	550	550	550	550	525	500		
	MTWAR	GT 2.1	80	80	90	90	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
MTWAR	GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
PLTG	MTWAR	#3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		#3.2	60	60	50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		#3.3	60	60	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
PLTG	MTWAR	#4.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		#4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		#4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
PLTP	CSLAK #4495	183	183	183	193	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183			
		110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110		
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		4868	4870	4828	4750	4728	4585	4585	4585	4545	4590	4765	4890	4715	4815	4870	4895	4870	4870	5070	8148	8225	8245	8325	8328	8328	8328	8160	
		4828	4867	4780	4700	4662	4533	4582	4504	4554	4584	4694	4860	4638	4613	4477	4618	4618	4618	4735	4811	5053	5156	5196	5244	5313	5323	5108	
		27	2	88	50	71	27	23	41	26	36	71	78	-124	2	193	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276
		42	87	85	81	80	23	73	73	71	73	81	86	78	81	78	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
		800	583	640	715	720	595	595	595	505	490	283	160	335	400	244	120	90	130	195	115	95	14	15	15	15	15	15	15
		PEMBELIAN DARI LUAR PLN																											



RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU, 30 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

SUB-SISTEM REGION 1

	Jan	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rate-2			
PLTGU	MKBNGJOC	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95		
	MKBNGJOC1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95		
	MKBNGJOC2	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65		
	MKBNGJOC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MKBNGJOC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
PLTU	MKRNG	#1	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85		
		#2	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85		
		#3	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85		
PLTGU	MTRVARIJOC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	MTRVARIJOC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MTRVARIJOC2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MTRVARIJOC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MTRVARIJOC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MTRVARIJOC5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MTRVARIJOC6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MTRVARIJOC7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	MTRVARIJOC8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTRVARIJOC9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MTRVARIJOC10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
PLTG	MTRVAR	#3.1	60	140	130	80	60	40	40	40	40	40	40	40	40	40	60	130	130	130	120	80	60	60	60	54		
		#3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8		
		#3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6		
PLTP	GSLAK	#446	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183		
PLO	MTRVAR	#4.1	60	143	130	80	60	40	40	40	40	40	40	40	40	60	130	130	130	120	110	80	60	60	60	49		
		#4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19		
		#4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
PLTU	Kilalana Steel	5018	5288	5118	5018	5018	4814	4814	4388	4704	4888	5324	5378	6278	6278	1384	1314	424	8264	515	5105	4995	4835	4835	5018	5018		
		5012	8194	8088	8024	8101	4833	8001	4872	4872	5040	5488	5688	6838	6838	1581	5511	1483	8393	5324	5084	4884	4728	4835	8098	8098		
		3	40	21	4	48	138	187	182	181	141	147	108	400	400	84	117	118	138	70	5084	5010	4884	4728	4835	1	1	
		34	3	59	54	83	83	83	82	82	87	40	26	26	26	22	28	26	82	82	82	100	98	83	83	83	55	55
		248	23	215	318	318	430	430	620	628	724	318	318	80	80	110	345	304	384	388	388	400	405	418	488	488	195	195

POMPUKAN DARI LUAR PUK

PLTA	Area 4	19	15	19	19	19	19	19	18	19	19	19	19	19	15	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
PLTA	SUTAJI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTA	BRANTAS	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
PLTU	PITDH #1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
PLTU	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
PLTU1	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU1	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU1	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU1	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU1	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU1	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU1	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK110C	400	400	350	325	300	300	300	300	300	350	400	400	400	400	325	250	250	250	250	250	250	250	250	250
PLTU2	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK220C	250	250	225	185	185	164	164	164	184	184	224	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
PLTU2	GRSIK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU2	GRSIK130C	350	350	325	300	300	300	300	300	350	400	400	400	400	325	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTU	GRSIK #2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTU	GRSIK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
PLTU	GRSIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTNR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTNR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GRCSIK #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GRCSIK #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(\*) Pembangkitan Area  
 (\*\*) Beban Area  
 Salib (\*\*\*)  
 Cadangan Sekeloa  
 Cadangan Pulver

4802	4803	4822	4713	4888	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887	4887
2507	2543	2468	2384	2407	2358	2381	2412	2428	2488	2440	2240	2028	2003	2106	2208	2256	2343	2344	2367	2352	2387	2335	2327	2280	2280
1386	3400	2737	2314	2280	2305	2278	2254	2258	2288	2440	2307	1983	1684	1482	1380	1438	1508	1505	1482	1486	1522	1531	1471	1518	1518
80	80	75	70	68	68	68	68	74	79	82	100	87	83	83	83	83	85	86	86	86	89	88	86	86	86
485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485



RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU, 30 JULI 2005

SUB SISTEM REGION 4

PT PLN PEMERINTAH TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

			Jan	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	00000									
PLTA	Area 4	A084	19	15	19	19	19	19	19	18	19	19	19	19	19	19	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19								
		SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	30							
		BRANTAS	7	7	7	7	7	7	7	7	14	14	14	14	14	14	14	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	17							
		PLTU	PTON	#1	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	310	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	309						
PLTU	PTON	#2	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	310	300	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	309								
PLTOU 1	CASIKITOC	CASIKITOC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
		CASIKITOC2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		CASIKITOC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		CASIKITOC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
		CASIKITOC5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
		CASIKITOC6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
		CASIKITOC7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
		CASIKITOC8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		CASIKITOC9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		CASIKITOC10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		CASIKITOC11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		CASIKITOC12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTOU 2	GRSIRK12OC	GRSIRK12OC	220	250	250	300	300	325	325	325	325	300	300	325	400	425	425	425	425	425	425	400	325	300	300	300	300	300	300	300	300	300	318			
		GRSIRK12OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		GRSIRK12OC2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		GRSIRK12OC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		GRSIRK12OC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		GRSIRK12OC5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTOU 3	GRSIRK10OC	GRSIRK10OC	184	184	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	250	250	250	200	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	179		
		GRSIRK10OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		GRSIRK10OC2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		GRSIRK10OC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		GRSIRK10OC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		GRSIRK10OC5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTMBR	#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	
		#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRESIK	#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(*) Pembangkitan Area 4	2848	2848	2848	2808	2823	2845	4035	4060	4234	4514	5475	5580	5570	5535	5900	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	5821	4450
(**) Suhu Ambien Area 4	7341	7383	7383	7380	7328	7281	7212	7248	7171	7123	7088	7081	7072	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	7066	2500
Suhu (*) - (**) Suhu	1508	1458	1488	1533	1613	1757	1737	1710	1611	1618	2286	2319	2300	2285	2354	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	2350	1950	
Cadangan Suhu	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Cadangan P. U. B. F	1351	1351	1351	1351	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	1301	843

	Jan	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	RMW-2	
PLTG	MKRNG10C	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	94
	MKRNG10C1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	94
	MKRNG20C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69
	MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG	#1	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	71
		#2	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	70
		#3	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	71
PLTU	MKRNG	#4	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	103
	#5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTG	MTWAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	5
	MTWAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR120C	300	325	325	325	325	325	325	250	250	250	250	350	500	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	195
	MTWAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	DT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	DT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	#2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	MTWAR	#3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
		#3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	MTWAR	#4.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTP	OSLAM	#4-#6	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
	CIKADANG	Kabupaten Sural	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	76
PLTU	Pembangunan Area-1	4167	4232	4232	4232	4232	4232	4232	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4242	4181
	Salinan (*) - (*)	42.11	4316	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4356	4377
PLTU	Cadangan Sektoral	-76	-104	-104	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-103	-16
	Cadangan P U T E R	173	178	178	178	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	115
PLTU	CIKADANG	742	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	657	678
	Kabupaten Sural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PRIMERILAH DARI LUAR PLN



RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 31 JULI 2005  
PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

SUB SISTEM REGION 4

		Jam	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Baru-2		
PLTA	AHSA 4	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
PLTA	SUTANI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
PLTA	BRAWITAS																										12	
PLTU	PIYUN #1	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	204
	PIYUN #2	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	204
PLTGU 1	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK17C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 2	GRSIK10C	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300
	GRSIK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK210C	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	172	
	GRSIK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 1	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	55	
	GRSIK #2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	55		
PLTU	GRSIK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	106	
	GRSIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
PLTG	GLTUR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GLTUR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GLTUR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GLTUR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

(\*) Pembangkitan Area-4  
(\*\*) Bahan Bakar

Seluruh (\*) - (\*\*)  
Cedangan Sebelas  
Cedangan Toleransi

1013







**Pembebanan Unit Termal Sesudah Optimasi  
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali  
Pada Hari: Rabu, 27 Juli 2005**

UNIT	JAN																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PLTU Paiton 1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTU Paiton 2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU Gresik GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 1.0	470	461	379	323	480	385	317	421	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
PLTGU Gresik GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 2.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 2.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 3.0	480	364	360	417	410	480	323	479	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	473
PLTU Gresik 1	43	43	43	43	43	43	43	43	58	65	73	43	57	58	66	45	48	85	85	85	85	85	74	43
PLTU Gresik 2	43	43	43	43	43	43	43	43	51	56	59	43	52	59	53	43	43	85	85	85	85	56	43	43
PLTU Gresik 3	90	90	90	90	90	90	90	90	156	175	168	90	173	166	164	157	91	175	175	175	175	153	98	90
PLTU Gresik 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTO Gresik 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	16	16	16	16	5	0	0
PLTO Gresik 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	16	16	16	16	5	0	0
PLTG Gidimur 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	16	16	16	8	5	0









**Pembebanan Unit Termal Sesudah Optimasi  
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali  
Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005**

UNIT	JAM																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PLTU Patton 1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTU Patton 2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	369	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU Gresik GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 1.0	480	480	472	454	480	480	287	325	454	476	473	465	400	477	480	434	478	480	480	480	480	480	480	480
PLTGU Gresik GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 2.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 2.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 3.0	480	480	438	456	480	480	393	480	476	454	477	440	480	453	480	436	371	480	480	480	480	480	480	480
PLTU Gresik 1	73	43	43	43	83	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	85	85	85	85	85	43	43
PLTU Gresik 2	77	43	43	43	83	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	44	85	85	85	85	85	43	43
PLTU Gresik 3	174	90	90	90	175	90	90	90	90	90	90	90	90	90	95	90	90	175	175	175	175	175	133	90
PLTU Gresik 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG Gresik 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG Gresik 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG Gilitmur 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	16	16	5	5	5	0	0









**Pembebanan Unit Termal Sesudah Optimasi  
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali  
Pada Hari: Minggu, 31 Juli 2005**

UNIT	JAM																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PLTU Patton 1	370	370	370	370	370	370	327	366	348	357	336	322	343	335	316	281	361	370	370	370	370	370	370	370
PLTU Patton 2	370	370	370	370	370	370	367	251	319	370	341	305	284	292	311	346	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU Gresik GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 1.0	445	314	303	299	401	393	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	480	480	480	480	480	480	451
PLTGU Gresik GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 2.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 2.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik GT 3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU Gresik ST 3.0	480	253	364	253	306	389	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	480	480	480	480	480	480	414
PLTU Gresik 1	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	85	85	85	85	85	85	43
PLTU Gresik 2	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	85	85	85	85	85	82	43
PLTU Gresik 3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	175	175	175	175	175	172	90
PLTU Gresik 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG Gresik 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG Gresik 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG Gilimur 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	16	16	16	16	5	0







PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang Strata satu (S-1) yang diselenggarakan pada :

Hari : Senin  
Tanggal : 20 Maret 2006

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : ABDUL BASYIT A.S
2. NIM : 00.12.018
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi :  
ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE  
*PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* DENGAN BATASAN GENERATOR  
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA – BALI.

Perbaikan Meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Tabel pembangkitan yang beroperasi dari 37 pembangkit.	AL
2.	Buat tabel pembebanan dari jam 1 s/d 24 sebelum dan sesudah optimasi.	AL
3.	Tambahkan kesimpulan, mulai penghematan diperoleh dari apa?	AL
4.	Tujuan disesuaikan.	AL
5.	Tambahkan penjelasan tentang masing-masing parameter PSO.	AL
6.	Lampirkan data coba-coba , dengan memasukkan angka diatas dan dibawah angka sesuai yang ada pada parameter masing-masing PSO.	AL

Anggota Penguji


Penguji Pertama

  
(Ir. H. Taufik Hidayat, MT)  
NIP. P. 101 870 0015

Penguji Kedua

  
(Ir. Teguh Herbasuki, MT)  
NIP. P. 103 890 0209

Dosen Pembimbing

  
(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)  
NIP.P. 101 880 0189



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK

## BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama Mahasiswa : ABDUL BASYIT A.S  
N.I.M. : 00.12.018  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
Judul Skripsi : ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH*  
MENGUNAKAN METODE *PARTICLE SWARM*  
*OPTIMIZATION* DENGAN BATASAN  
GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN  
JAWA - BALI.

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1)

Hari : Senin  
Tanggal : 20 Maret 2006  
Dengan Nilai : 80.05 (A)

### Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

(Ir. Mochtar Asroni, MSME)  
NIP. P. 101 8100 036

Sekretaris Majelis Penguji

(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)  
NIP. P. 103 9500 274

### Anggota Penguji

Penguji Pertama

(Ir. H. Taufik Hidayat, MT)  
NIP. P. 101 8700 015




Penguji Kedua

(Ir. Teguh Herbasuki, MT)  
NIP.P. 103 8900 209



**BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika<sup>\*)</sup>

1	Nama Mahasiswa :	Abdul Basyit AS	Nim :	00.12018
2	Keterangan	Tanggal 30	Waktu	Tempat
	Pelaksanaan			Ruang :
3	Spesifikasi judul <sup>**)</sup>			
	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri	e. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya		
4	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	Analisis Economic Dispatch Menggunakan Metode Particle Swarm Optimization Berdasarkan Batasan Pada Generator Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali		
5	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian			
6	Catatan :			
7	Persetujuan Jawat Skripsi :			
	Disetujui, Dosen Keahlian  W. Yudi Limpraptoao, MT	Disetujui, Dosen Keahlian II  F. Yudi Limpraptoao, MT		
	Mengetahui, Ketua Jurusan,  Ir. F. Yudi Limpraptoao, MT Nip. Y. 1039500274	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs. 		

Perhatian :

- \*) coret yang tidak perlu
- \*\*) dilingkari a, b, c, ..... atau g sesuai bidang keahlian.

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL  
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2  
MALANG

---

Lampiran : 1 (satu) berkas  
**Pembimbing Skripsi**

Kepada : Yth. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
MALANG

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Abdul Basyit AS  
Nim : 00.12.018  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Elektronika / Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama / Pendamping \*), untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposol terlampir) :


**ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN  
METODE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION  
BERDASARKAN BATASAN GENERATOR PADA  
PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.

Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak/Ibu kami ucapkan terima kasih.

Mengetahui

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

  
Ir. F Yudi Linpraptono, MT  
NIP.P.1039500274

\*) coret yang tidak perlu

Malang, 24 Oktober 2005

Hormat kami,

  
Abdul Basyit AS

Form.S-3a



FORMULIR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO/T. ENERGI LISTRIK S-1

1.	Nama Mahasiswa : Abdul Basyit A.S	Nim : 00.12.018
2.	Waktu Pengajuan :	Tanggal <u>23</u> Bulan <u>6</u> Tahun <u>05</u>
Spesifikasi Judul **		
3.	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Mesin-Mesin Elektrik & Elda c. Sistem Pemb.Energi Elektrik	d. Sistem Kendali e. Teknik Tegangan Tinggi f. Lainnya .....
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Kelompok Dosen Keahlian ** <u>Ir. Chusnul Falah, MT</u>	Ketua Jurusan,  <u>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</u> NIP.P.103 950 274
5.	Judul yang diajukan mahasiswa	ANALISIS <i>ECONOMIC DISPATCH</i> MENGGUNAKAN METODE <i>PARTICLE SWARM OPTIMIZATION</i> BERDASARKAN BATASAN GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI
6.	Perubahan Judul yang Diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian	
7.	<i>Cacatan :</i>	
8.	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Kelompok Dosen Keahlian	Disetujui, Kelompok Dosen Keahlian  Tanggal : <u>23/10</u>

**Perhatian :**

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan ke Jurusan paling lambat *satu minggu* setelah disetujui Kelompok Dosen Keahlian dengan dilampirkan Proposal Skripsi beserta persyaratan Skripsi sesuai **Form. S-1**.
2. \*) dilingkari a, b, c, ... atau f, sesuai bidang Keahlian.
3. \*\*) diisi oleh Jurusan.

Form.S-2

**PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI**

Sesuai permohonan dari mahasiswa /i :

Nama : Abdul Basyit.AS

Nim : 00.12.018

Semester : XI (Sebelas)

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini Menyatakan bersedia / tidak bersedia \*) Membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

***Analisis Economic Dispatch Menggunakan Metode Particle Swarm Optimization  
Berdasarkan Batasan Generator Pada  
PT. Pembangkitan Jawa – Bali***

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat digunakan seperlunya.

Malang, 25-10-2005

Kami yang Membuat pernyataan,



**Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT**  
**NIP. P. 101 880 0189**

Catatan:

Setelah disetujui agar formulir ini  
Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan  
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut.  
) Coret yang tidak perlu

**Form.S-3b**



PT. BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 7 Jan. 2006

Nomor : ITN-1008LTA/2/'06  
Lampiran : satu lembar  
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. **Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT**  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
di -  
Malang

Dengan Hormat,  
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal skripsi melalui seminar proposal yang telah dilakukan untuk mahasiswa :

Nama : **ABDUL BASYIT. AS**  
Nim : **0012018**  
Fakultas : **Teknologi Industri**  
Jurusan : **Teknik Elektro**  
Konsentrasi : **T. Energi Listrik (S-1)**

Dengan ini pembimbingan skripsi tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada saudara/I selama masa waktu **6 (enam) bulan** terhitung mulai tanggal:

30 Des. 2005 s/d 30 Juni 2006

Adapun tugas tersebut merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Jurusan Teknik Elektro.  
Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami ucapkan terima kasih



Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1  
**Ir. F. Yudi Lippo, MT**  
Nip. Y. 1039500274

Tindakan :

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a





FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : ABDUL BASYIT A.S  
Nim : 00.12018  
Masa Bimbingan : 30 Desember 2005 s/d 30 Juni 2006  
Judul Skripsi : ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH*  
MENGUNAKAN METODE *PARTICLE SWARM*  
*OPTIMIZATION* DENGAN BATASAN  
GENERATOR PADA PT. PEMBANGKITAN  
JAWA-BALI

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1	18-01-2006	Konsultasi Bab I,II, dan III	
2	21-01-2006	Perbaiki Sistematika Penulisan Pada Bab I,II, dan III,IV	
3	28-01-2006	Cek Uji Validasi, Apakah Sesuai Dengan Hasil Pada Jurnal	
4	30-01-2006	Periksa Kembali Hasil Biaya Bahan Bakar Pada Program, Apakah Sudah Optimal	
5	03-02-2006	Periksa Kembali Hasil Biaya Bahan Bakar Pada Program, Karena Belum Optimal	
6	05-02-2006	Perbaiki Tampilan Grafik	
7	06-02-2006	Siapkan makalah Seminar Hasil, Perbaiki Sistematika Penulisan	
8	13-02-2006	Acc Makalah Seminar	
9	18-03-2006	Konsultasi seluruh bab dan tandatangan skripsi	
10			

Malang, 200  
Dosen Pembimbing,

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT

Form.S-4b

**COBA- COBA PARAMETER UNTUK  
MENGHASILKAN SOLUSI YANG OPTIMAL**

---

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik FSO

Parameter PSD

Jumlah Iterasi	500
Jumlah Populasi	99
Jumlah Param	13
Konstanta c1	1
Konstanta c2	1
Konstanta w max	0.2
Konstanta w min	0.6
Konstanta dv	0.3

Pilih Jam ke Berapa

1

Parameter Objective Function

Penalty Generator: 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSC

No	P PSD (kW)	P PLN (kW)	Cost PSD (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	300	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	300	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
3	477	300	87,477,506	61,136,995	-26,340,511
4	473	300	86,839,750	61,136,995	-25,702,756
5	43	50	10,918,598	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,598	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,558	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,367,905	45,558,179
10	41	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
13	90	120	22,096,940	29,780,952	6,684,012

Biaya PSD: 444,758,341      Biaya PLN: 464,544,490      Selish: 19,786,139

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSD

Parameter PSD

Jumlah Iterasi	500
Jumlah Populasi	99
Jumlah Param	13
Konstanta c1	1
Konstanta c2	1
Konstanta w max	0.2
Konstanta w min	0.6
Konstanta cV	0.3

Pilih Jam ke Berapa

1

Parameter Objective Function

Finalty Generator 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSD

No	P PSD (kW)	P PLN (kW)	Cost PSD (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,755,874	-1,192,251
2	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,251
3	477	300	67,477,506	61,136,995	-26,340,511
4	473	300	66,839,750	61,136,995	-25,702,756
5	43	50	10,916,589	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,916,588	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,558	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,905	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	26,414,535	2,911,492
12	44	50	23,503,047	26,414,535	2,911,492
13	90	120	22,096,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSD 444,758,341      Biaya PLN 464,544,480      Selish 19,786,139

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSD

Parameter PSD

Jumlah Iterasi	500
Jumlah Populasi	100
Jumlah Param	13
Konstanta c1	4
Konstanta c2	3
Konstanta w max	2
Konstanta w min	1
Konstanta dV	2

Pilih Jam ke Berapa

1

Parameter Objective Function

Pinakty Generator 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSD

No	P PSD (kW)	P PLN (kW)	Cost PSD (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
3	475	300	67,181,660	61,136,995	-26,044,674
4	475	300	67,135,547	61,136,995	-25,998,552
5	43	50	10,918,588	12,525,212	1,607,624
6	43	50	10,918,588	12,525,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,550	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,905	45,558,179
10	44	50	24,274,347	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
13	90	120	22,096,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSD 444,758,300      Biaya PLN 464,544,480      Selisih 19,786,180

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSO

Parameter PSO

Jumlah Iterasi: 500

Jumlah Populasi: 100

Jumlah Param: 13

Konstanta c1: 4

Konstanta c2: 3

Konstanta w max: 2

Konstanta w min: 1

Konstanta dV: 2

Pilih Jari ke Berapa: 1

Parameter Objective Function

Pinalty Generator: 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSC

No	P PSO (kW)	P PLN (kW)	Cost PSO (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selsh (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
3	475	300	87,181,654	61,136,995	-26,044,674
4	475	300	87,135,547	61,136,995	-25,998,552
5	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,558	25,300,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,905	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
13	90	120	22,096,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSO: 444,758,300      Biaya PLN: 464,544,480      Selsh: 19,786,180

Hitung Close

Hasil Program

Parameter Daya Gen Grafik PSO

Parameter PSO

Jumlah Iterasi: 500

Jumlah Populasi: 100

Jumlah Param: 13

Konstanta c1: 2

Konstanta c2: 2

Konstanta w max: 0.4

Konstanta w min: 0.9

Konstanta dV: 0.5

Pilih Jam ke Berapa: 1

Parameter Objective Function

Penalty Generator: 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter Daya Gen Grafik PSO

No	P PSO (kW)	P PLN (kW)	Cost PSO (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	360	45,980,165	44,795,874	-1,182,291
2	370	360	45,980,165	44,795,874	-1,182,291
3	475	300	87,158,603	61,136,995	-26,021,608
4	475	300	87,158,612	61,136,995	-26,021,618
5	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,558	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,905	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
13	90	120	22,096,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSO: 444,758,299      Biaya PLN: 464,544,460      Selish: 19,786,161

Hitung Close



Hasil Program

Parameter Daya Gen Grafik PSO

Parameter PSO

Jumlah Iterasi	500
Jumlah Populasi	100
Jumlah Param	13
Konstanta c1	2
Konstanta c2	2
Konstanta w max	0.4
Konstanta w min	0.9
Konstanta dv	0.5

Pilih Jan. ke Berapa

1

Parameter Objective Function

Pinaky Generator 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter Daya Gen Grafik PSO

No	P PSO (kW)	P PLN (kW)	Cost PSO (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
3	475	300	67,158,603	61,136,995	-6,021,608
4	475	300	67,158,612	61,136,995	-6,021,618
5	43	50	10,918,598	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,598	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,558	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,905	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
13	90	120	22,096,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSO 444,758,299      Biaya PLN 464,544,480      Selish 19,706,101

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSD

Parameter PSD

Jumlah Iterasi: 500

Jumlah Populasi: 99

Jumlah Param: 13

Konstanta c1: 1

Konstanta c2: 1

Konstanta w max: 0.2

Konstanta w min: 0.6

Konstanta dV: 0.3

Pilih Jam ke Berapa: 1

Parameter Objective Function

Pinalty Generator: 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSD

No	P PSD (kW)	P PLN (kW)	Cost PSD (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	360	45,368,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,368,165	44,795,874	-1,192,291
3	477	300	87,477,506	61,136,995	-26,340,511
4	473	300	86,839,750	61,136,995	-25,702,756
5	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,558	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,905	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	25,414,539	2,911,492
13	90	120	22,096,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSD: 444,758,341      Biaya PLN: 464,544,480      Selish: 19,786,139

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSO

Parameter PSO

Jumlah Iterasi	500
Jumlah Populasi	200
Jumlah Param	13
Konstanta c1	3
Konstanta c2	4
Konstanta w max	1
Konstanta w min	2
Konstanta dV	1

Pilih Jam ke Berapa

1

Parameter Objective Function

Pinaky Generator 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter Daya Gen Grafik PSO

No	P PSO (kW)	P PLN (kW)	Cost PSO (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
3	475	300	87,182,660	61,136,955	-26,045,665
4	475	300	87,134,555	61,136,955	-25,997,561
5	43	50	10,918,589	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,589	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,553	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,007,905	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
13	90	120	22,055,940	28,780,952	6,634,012

Biaya PSO 444,758,300      Biaya PLN 464,544,480      Selish 19,785,180

Hitung Close

Hasil Program

Parameter | Daya Gen | Grafik PSO

Parameter PSO

Jumlah Iterasi: 500

Jumlah Populasi: 100

Jumlah Param: 13

Konstanta c1: 4

Konstanta c2: 3

Konstanta w max: 2

Konstanta w min: 1

Konstanta dv: 2

Pilih Jam ke Berapa: 1

Parameter Objective Function

Penalty Generator: 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter Daya Gen | Grafik PSO

No	P PSO (kW)	P PLN (kW)	Cost PSO (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
3	475	300	87,181,669	61,136,995	-26,044,674
4	475	300	87,135,547	61,136,995	-25,998,552
5	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	13,103,558	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,906	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
13	90	120	22,055,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSO: 444,758,300      Biaya PLN: 464,544,480      Selish: 19,786,180

Hitung Close

Hasil Program

Parameter Daya Gen Grafik PSO

Parameter PSO

Jumlah Iterasi	500
Jumlah Populasi	300
Jumlah Param	13
Konstanta c1	6
Konstanta c2	3
Konstanta w max	1
Konstanta w min	5
Konstanta dv	0.2

Pilih Jam ke Berapa

1

Parameter Objective Function

Penalty Generator 1000000

Use Default

Hitung Close

Hasil Program

Parameter Daya Gen Grafik PSO

No	P PSO (kW)	P PLN (kW)	Cost PSO (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selish (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,900,165	44,795,874	-1,192,291
3	475	300	87,188,653	61,136,995	-26,051,658
4	475	300	87,128,562	61,136,995	-25,991,568
5	43	50	10,919,588	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,913,588	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,550	25,900,936	9,797,379
9	162	425	25,329,727	70,887,905	45,558,179
10	44	50	24,274,342	27,410,530	3,136,187
11	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
12	44	50	23,503,047	26,414,539	2,911,492
13	90	120	22,096,940	28,780,952	6,684,012

Biaya PSO 444,758,300      Biaya PLN 464,544,480      Selish 19,786,180

Hitung Close

**program EcoPSOCon;**

uses

Forms,  
uAbout in 'uAbout.pas' {frmAbout},  
uComplex in 'uComplex.pas',  
uMatrix in 'uMatrix.pas',  
uMenu in 'uMenu.pas' {frmMenu},  
uUtils in 'uUtils.pas',  
uGenerator in 'GenThermal\uGenerator.pas',  
uHasil in 'GenThermal\uHasil.pas' {frmHasil},  
uInputGen in 'GenThermal\uInputGen.pas' {frmInput},  
uObjFunc in 'GenThermal\uObjFunc.pas',  
uPSO in 'Khusus\uPSO\uuPSO.pas',  
uRandom in 'Khusus\uRandom.pas',  
uGenVar in 'Khusus\uGenVar.pas',  
uGenetic in 'Khusus\uGenetic.pas',  
uGABin in 'Khusus\uGABin.pas',  
uFitness2 in 'Khusus\uFitness2.pas';

{ \$R \*.res }

begin

Application.Initialize;  
Application.CreateForm(TfrmMenu, frmMenu);  
Application.CreateForm(TfrmHasil, frmHasil);  
Application.CreateForm(TfrmInput, frmInput);  
Application.CreateForm(TfrmAbout, frmAbout);  
Application.Run;

end.

---

**unit uAbout;**

interface

uses

Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,  
Dialogs;

type

TfrmAbout = class(TForm)

private

{ Private declarations }

public

{ Public declarations }

end;

var

frmAbout: TfrmAbout;

implementation

{\$R \*.dfm}

end.

**unit uComplex;**

interface

uses uUtils;

type

TComplex = class

private

FReal, FImag: double;

public

constructor Create; overload;

constructor Create(const aReal: double); overload;

constructor Create(const aReal, aImag: double); overload;

constructor Create(const aComplex: TComplex); overload;

function GetAbs: double;

function GetAngleRad: double;

function GetAngleDeg: double;

function Add(const aReal: double): TComplex; overload;

function Add(const aComplex: TComplex): TComplex; overload;

function Subtract(const aReal: double): TComplex; overload;

function Subtract(const aComplex: TComplex): TComplex; overload;

function Multiply(const aReal: double): TComplex; overload;



```
function Multiply(const aComplex:TComplex):TComplex;overload;
function Divide(const aReal:double):TComplex;overload;
function Divide(const aComplex:TComplex):TComplex;overload;
function Conj:TComplex;
function Negative:TComplex;
function toStringI(const rLen:integer):string;
function toStringJ(const rLen:integer):string;
property Real:double read FReal write FReal;
property Imag:double read FImag write FImag;
end;
```

```
CArr1=array of TComplex;
CArr2=array of array of TComplex;
```

implementation

```
{ TComplex }
//constructor
constructor TComplex.Create;
begin
  inherited Create;
  FReal:=0.0;
  FImag:=0.0;
end;

constructor TComplex.Create(const aReal:double);
begin
  inherited Create;
  FReal:=aReal;
  FImag:=0.0;
end;

constructor TComplex.Create(const aReal,aImag:double);
begin
  inherited Create;
  FReal:=aReal;
  FImag:=aImag;
end;

constructor TComplex.Create(const aComplex:TComplex);
begin
  inherited Create;
  FReal:=aComplex.FReal;
  FImag:=aComplex.FImag;
end;

//data operation
function TComplex.Add(const aReal:double):TComplex;
```

---

```

begin
    result:=TComplex.Create((FReal+aReal),FImag);
end;

function TComplex.Add(const aComplex:TComplex):TComplex;
begin
    result:=TComplex.Create((FReal+aComplex.FReal),(FImag+aComplex.FImag));
end;

function TComplex.Subtract(const aReal:double):TComplex;
begin
    result:=TComplex.Create((FReal-aReal),FImag);
end;

function TComplex.Subtract(const aComplex:TComplex):TComplex;
begin
    result:=TComplex.Create((FReal-aComplex.FReal),(FImag-aComplex.FImag));
end;

function TComplex.Multiply(const aReal:double):TComplex;
begin
    result:=TComplex.Create((aReal*FReal),(aReal*FImag));
end;

function TComplex.Multiply(const aComplex:TComplex):TComplex;
begin
    result:=TComplex.Create((FReal*aComplex.FReal-FImag*aComplex.FImag),
        (FReal*aComplex.FImag+FImag*aComplex.FReal));
end;

function TComplex.Divide(const aReal:double):TComplex;
begin
    result:=TComplex.Create((FReal/aReal),(FImag/aReal));
end;

function TComplex.Divide(const aComplex:TComplex):TComplex;
var denote:double;
begin
    denote:=sqr(aComplex.FReal)+sqr(aComplex.FImag);
    result:=TComplex.Create(((FReal*aComplex.FReal+FImag*aComplex.FImag)/de
note),
        ((FImag*aComplex.FReal-FReal*aComplex.FImag)/denote));
end;

function TComplex.GetAbs:double;
begin
    result:=sqrt(sqr(FReal)+sqr(FImag));
end;

```

---

```

end;
function TComplex.GetAngleRad:double;
begin
  result:=arctan(FImag/FReal);
end;

function TComplex.GetAngleDeg:double;
var phi:double;
begin
  phi:=4*arctan(1);
  result:=GetAngleRad*180/phi;
end;

function TComplex.Conj:TComplex;
begin
  result:=TComplex.Create(FReal,-FImag);
end;

function TComplex.Negative:TComplex;
begin
  result:=TComplex.Create((FReal*-1),(FImag*-1));
end;

function TComplex.toStringI(const rLen:integer):string;
begin
  if FImag<0 then
    begin
      result:=RealToStr(FReal,rLen)+'-'+RealToStr(FImag,rLen)+'i';
    end
  else
    begin
      result:=RealToStr(FReal,rLen)+''+RealToStr(FImag,rLen)+'i';
    end;
end;

function TComplex.toStringJ(const rLen:integer):string;
begin
  if FImag<0 then
    begin
      result:=RealToStr(FReal,rLen)+'- j'+RealToStr(FImag,rLen);
    end
  else
    begin
      result:=RealToStr(FReal,rLen)+'+ j'+RealToStr(FImag,rLen);
    end;
end;
end.

```

---

**unit uFitness2;**

interface

uses uUtils,uGenerator,uRandom;

type

```
TFitness2=class
private
  FNgen:integer;
  FLoad,FPinGen:double;
  FGen:TGenArr;
  function getGen:TGenArr;
  procedure setGen(const rGen:TGenArr);
  function getBatasGen:TBatasArr1;
public
  constructor Create(const rPinGen:double;
    var rGen:TGenArr;
    const rLoad:double);
  destructor Destroy;override;
  function getRandomGen:dArr1;
  function doCalcCost(var rChrom:dArr1):double;
  function doRecombination(var rChrom1,rChrom2:dArr1):dArr1;
  function doMutasi(const rNo:integer;
    const rPgen,rCk,rCmin,rBetha:double;
    var rRand:TRandomu):double;
  property Ngen:integer read FNgen write FNgen;
  property Load:double read FLoad write FLoad;
  property Gen:TGenArr read getGen write SetGen;
  property PinGen:double read FPinGen write FPinGen;
  property BatasGen:TBatasArr1 read getBatasGen;
end;
```

var gFitness2:TFitness2;

implementation

//constructor

```
constructor TFitness2.Create(const rPinGen:double;
  var rGen:TGenArr;
  const rLoad:double);
```

var i:integer;

begin

  inherited Create;

  FNgen:=high(rGen)+1;

  SetLength(FGen,FNgen);

  for i:=0 to FNgen-1 do

  begin

```

    FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
end;
FLoad:=rLoad;
FPinGen:=rPinGen;
end;

//destructor
destructor TFitness2.Destroy;
var i:integer;
begin
try
for i:=0 to FNgen-1 do
begin
    FGen[i].Free;
end;
finally
    inherited Destroy;
end;
end;

//data accessing
function TFitness2.getGen:TGenArr;
var i:integer;
begin
SetLength(result,FNgen);
for i:=0 to FNgen-1 do
begin
    result[i]:=TPembangkit.Create(FGen[i]);
end;
end;

procedure TFitness2.setGen(const rGen:TGenArr);
var i:integer;
begin
    FNgen:=high(rGen);
    SetLength(FGen,FNgen);
    for i:=0 to FNgen-1 do
begin
    FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
end;
end;

//data processing
function TFitness2.getBatasGen:TBatasArr1;

```

---

```

var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen);
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    result[i].min:=FGen[i].Pmin;
    result[i].max:=FGen[i].Pmax;
  end;
end;

function TFitness2.getRandomGen:dArr1;
var i,pos:integer;
    sumGen:double;
begin
  SetLength(result,FNgen);
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    result[i]:=FGen[i].Pmin+random*(FGen[i].Pmax-FGen[i].Pmin);
  end;
  pos:=round(1+random*(FNgen-1));
  pos:=pos-1;
  sumGen:=0;
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    if i<>pos then
    begin
      sumGen:=sumGen+result[i];
    end;
  end;
  result[pos]:=FI.load-sumGen;
  if result[pos]>FGen[pos].Pmax then result[pos]:=FGen[pos].Pmax;
  if result[pos]<FGen[pos].Pmin then result[pos]:=FGen[pos].Pmin;
end;

function TFitness2.doCalcCost(var rChrom:dArr1):double;
var i,pos:integer;
    sumGen,pinalty:double;
begin
  pos:=round(1+random*(FNgen-1));
  pos:=pos-1;
  sumGen:=0;
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    if i<>pos then
    begin
      sumGen:=sumGen+rChrom[i];
    end;
  end;
end;

```

---

```

rChrom[pos]:=FLoad-sumGen;
pinalty:=0;
if rChrom[pos]>FGen[pos].Pmax then
begin
  pinalty:=rChrom[pos]-FGen[pos].Pmax;
  rChrom[pos]:=FGen[pos].Pmax;
end;
if rChrom[pos]<FGen[pos].Pmin then
begin
  pinalty:=-FGen[pos].Pmin-rChrom[pos];
  rChrom[pos]:=FGen[pos].Pmin;
end;
result:=0;
for i:=0 to FNgen-1 do
begin
  result:=result+FGen[i].GetBiaya(rChrom[i]);
end;
result:=result+FPinGen*pinalty;
end;

function TFitness2.doRecombination(var rChrom1,rChrom2;dArr1):dArr1;
var i,pos:integer;
    sumGen:double;
begin
  SetLength(result,FNgen);
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    result[i]:=rChrom1[i]+random*(rChrom2[i]-rChrom1[i]);
    if result[i]>FGen[i].Pmax then result[i]:=FGen[i].Pmax;
    if result[i]<FGen[i].Pmin then result[i]:=FGen[i].Pmin;
  end;
  pos:=round(1-random*(FNgen-1));
  pos:=pos-1;
  sumGen:=0;
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    if i<>pos then
    begin
      sumGen:=sumGen+result[i];
    end;
  end;
  result[pos]:=FLoad-sumGen;
  if result[pos]>FGen[pos].Pmax then result[pos]:=FGen[pos].Pmax;
  if result[pos]<FGen[pos].Pmin then result[pos]:=FGen[pos].Pmin;
end;

function TFitness2.doMutasi(const rNo:integer;
  const rPgen,rCk,rCmin,rBeta:double;

```