

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK**



**NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED) DENGAN
MENGUNAKAN METODE EVOLUTIONARY
PROGRAMING (EP) DAN TABU SEARCH (TS) PADA
PEMBANGKIT THERMAL**

SKRIPSI

Disusun oleh :

**EKO BUDHI SOEKAMTO
99.12.181**



MARET 2006

REPUBLIC OF THE PHILIPPINES
DEPARTMENT OF EDUCATION
OFFICE OF THE SECRETARY
EDUCATION OFFICE

MEMORANDUM FOR THE SECRETARY
SUBJECT: [Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

[Illegible]

LEMBAR PERSETUJUAN

**NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED) DENGAN
MENGGUNAKAN METODE EVOLUTIONARY
PROGRAMMING (EP) DAN TEBU SEARCH (TS) PADA
PEMBANGKIT THERMAL**

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :
EKO BUDHI SOEKAMTO
99.12.181

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro (S-1)



Ir. E. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y. 103 95 00274

Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing

Ir. Choirul Saleh, MT
NIP. 101 880 190

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

ABSTRAKSI

NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED) DENGAN MENGUNAKAN METODE EVOLUTIONARY PROGRAMMING (EP) DAN TABU SEARCH (TS) PADA PAMBANGKIT THERMAL

Eko Budhi Soekanto, 99.12.181, Jurusan Teknik Elektro/Teknik Energi Listrik S-1,
Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang, 2005,
Dosen Pembimbing Ir. Choirul Saleh, MT.

Kata Kunci: *Nonconvex Economic Dispatch* (Pembebanan Ekonomis),
Evolutionary Programming (EP) dan *Tabu Search (TS)*, Biaya
bahan bakar

Dalam skripsi ini membahas masalah optimasi untuk biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming (EP)* dan *Tabu Search (TS)* pada pembangkit thermal. Hasil dari analisis tersebut nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam mengoptimalkan biaya bahan bakar yang bisa digunakan oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali sehingga nilai kerugian yang sementara diderita oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali bisa berkurang, yang akhirnya akan bias menambah keuntungan bagi PT. Pembangkitan Jawa Bali sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia. Program ini dipilih untuk menyelesaikan sejumlah kendala pertidaksamaan dan persamaan serta unit dengan beragam fungsi biaya bahan bakar. Program ini pada saat bersamaan, menghasilkan suatu rencana operasi yang memenuhi persyaratan pengoperasian system tenaga listrik. Persyaratan pengoperasian system tenaga listrik yang terutama adalah daya yang dibangkitkan cukup memasok beban konsumen.

Analisa dilakukan dengan bantuan program komputer menggunakan bahasa pemrograman *Borland Delphi* versi 7.0 dicoba pada PT. Pembangkitan Jawa Bali yang terdiri 3 Unit Pembangkit Thermal, 18 siap beroperasi. *Economic Dispatch* dengan metode *Evolutionary Programming (EP)* dan *Tabu Search (TS)* maka akan didapatkan optimasi biaya bahan bakar yang lebih efisien.

KATA PENGANTAR

Dengan Rahmat Allah SWT dan mengucapkan syukur kehadiran-Nya atas karunia yang telah dilimpahkan kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan skripsi dengan lancar.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini jauh dari sempurna, karena itu saran dan kritik yang bersifat membangun penulis sangat harapkan.

Atas tersusunya skripsi ini tidak lupa pula penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Ir. FX Yudi Limpraptomo, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Ir. Choirul Saleh, MT, selaku dosen pembimbing yang memberikan ilmu, dorongan semangat dan bantuanya.
4. Rekan-rekan Elektro angkatan 1999 khususnya kelas 5 atas segala kebersamaanya selama ini.
5. Serta semua pihak yang turut membantu dalam penyelesaian skripsi ini.

Akhir kata semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua dalam memperkaya ilmu pengetahuan.

Malang, Maret 2006

Penyusun

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN	i
ABSTRAKSI.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR GRAFIK	x

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Metodologi Penulisan.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
1.7 Relevansi.....	5

BAB II NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH

2.1 Tinjauan Secara Umum.....	5
2.2 Sistem Operasi pada Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.2.1. Biaya Operasi	6
2.2.2. Biaya Konstruksi Fasilitas Dan Biaya Kepemilikan	8

2.3.	Karakteristik Pembangkit.....	8
2.4.	<i>Economic Dispatch</i>	10
2.4.1.	Economic Dispatch Dengan Tidak Membahas Rugi_rugi Transmisi.....	10
2.4.2.	Nonconvex Economic Dispatch (NED)	14
2.4.2.1	Economic Dispatch (EP) Dengan EDPQ	15
2.4.2.2	Economic Dispatch (EP) Dengan EDPO	16
2.4.3.	Fuel Scheduling and Accounting (FSA).....	18

**BAB III APLIKASI METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING (EP)*
DAN *TABU SEARCH (TS)***

3.1	Tinjauan Secara Umum.....	20
3.2	Evolutionary Programming.....	21
3.2.1.	Fitness.	24
3.2.2.	Operator Genetika.	25
3.2.2.1	Reproduksi	25
3.2.2.2	Mutasi (Mutation)	26
3.3	Tabu Search (TS)	27
3.4.	EPTS Untuk Economic Dispatch	29
3.4.1.	Solution Coding	29
3.4.2.	Inisialisasi	29
3.5.3.	Adaptive Progressing Scheme	30
3.5.4.	Mutasi Berdasarkan Evolutionary Programming (EP)	30
3.5.5.	Proses Perbaikan	31
3.5.6.	Fungsi Fitness Dengan Distance	31

3.5.7. Seleksi Berdasarkan Tabu Search	32
3.5.8. Kondisi Po Pada Perpotongan Segment Atau Prohibited Zone	33

**BAB IV ANALISA DATA DENGAN METODE EVOLUTIONARY (EP)
DAN TABU SEARCH (TS)**

4.1. Program Komputer Metode EP Dan TS	35
4.2. Algoritma Program	35
4.3. Data Unit-Unit Pembangkit Termal	40
4.4. Aplikasi EP Dan TS Pada PT.PLN PJB	41
4.5. Beban Sistem.....	43
4.6. Tampilan Program Komputer dan Hasil Perhitungan Dengan Metode <i>EP Dan TS</i>	44
4.8. Perbandingan Hasil Perhitungan PT.PJB Dengan Metode <i>Fuzzy Fast DynamicProgramming</i>	49

BAB V KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan	60
5.2. Saran.....	61

DAFTAR PUSTAKA	62
-----------------------------	----

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2-1.	Hubungan η Dengan P_g	6
Gambar 2-2.	Plot Heat Rate (H) Dengan P_g	7
Gambar 2-3.	Hubungan C (Biaya Per Jam) Dengan P_g	7
Gambar 2-4.	Gambar Plot IC Dan P_g	7
Gambar 2-5.	Grafik I/O Pembangkit Thermal	9
Gambar 2-6.	Karakteristik I/O dengan 4 Kutub	10
Gambar2-7.	<i>Economic Dispatch Dengn Tidak Membahas Rugi-Rugi Transmisi</i>	11
Gambar 2-8.	Grafik EDPO	15
Gambar 2-9.	Grafik EDPQ	17
Gambar 3-1.	Skema Algoritma EP.....	22
Gambar 3-2.	Flowchart Evolutionary Programming (EP)	24
Gambar 3-3.	Roulette Whell	26
Gambar 3-4.	Flowchart Tabu Search (TS)	28
Gambar 3-5.	Konsep Jarak (Distance Term)	33
Gambar 3-6.	Po Pada Perpotongan Segmen Dan Pada Prohibited Operating Zone	34
Gambar 4-1.	Flowchart NED Dengan Metode EP Dan TS	39
Gambar 4-2.	Tampilan Program Menu Utama.....	45
Gambar 4-3.	Tampilan Input Data Pembangkit (Sebelum Optimasi).....	45
Gambar 4-4.	Tampilan Data Generator(Sebelum Optimasi)	46

Gambar 4-5. Tampilan Data Pembebanan(Sebelum Optimasi)	46
Gambar 4-6. Tampilan Data PT.PJB.....	47
Gambar 4-7 Tampilan Inputan Parameter EPTS	47
Gambar 4-8. Hasil Optimasi Menggunakan Metode EPTS	49
Gambar 4-9 Tampilan Validasi Program EPTS.....	57
Gambar 4-10 Data Jurnal Beban Sistem 2650 MW.....	58
Gambar 4-11 Tampilan Parameter Validasi.....	58
Gambar 4-12 Tampilan Hasil Perhitungan Program.....	59

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Data Unit Thermal pada PT. PJB Tahun 2005.....	40
Tabel 4.2. Unit Thermal yang Siap Beroperasi.....	42
Tabel 4.3. Data Beban Unit Thermal pada PT.PJB	44
Tabel 4.4. Perbandingan Biaya Operasional perjam PT.PJB dan EPTS Rabu, 27 Juli 2005	50
Tabel 4.5 Perbandingan Biaya Operasional perjam PT.PJB dan EPTS Sabtu, 30 Juli 2005	51
Tabel 4.6 Perbandingan Biaya Operasional perjam PT.PJB dan EPTS Minggu, 31 Juli 2005	52
Tabel 4.7 Perbandingan Total Biaya Biaya Operasional PT.PJB dan EPTS ..	53
Tabel 4.8 Data Karakteristik Pembangkit.....	56
Tabel 4.9 Data Prohibited Operating Zones	57

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1.	Perbandingan Biaya Operasional perjam PT.PJB dan EPTS Rabu, 27 Juli 2005.....	50
Grafik 4.2.	Perbandingan Biaya Operasional perjam PT.PJB dan EPTS Sabtu, 30 Juli 2005.....	51
Grafik 4.3	Perbandingan Biaya Operasional perjam PT.PJB dan EPTS Minggu, 31 Juli 2005	52
Grafik 4.4	Perbandingan Total Biaya Operasional PT.PJB dan EPTS	53
Grafik 4.5	Grafik Perbandingan Biaya PT.PJB dan EPTS Pada Rabu, 27 Juli 2005.....	54
Grafik 4.6	Grafik Perbandingan Biaya PT.PJB dan EPTS Pada Sabtu, 30 Juli 2005.....	55
Grafik 4.7	Grafik Perbandingan Biaya PT.PJB dan EPTS Pada Minggu, 31 Juli 2005	55

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kemajuan sektor industri dan tingkat kesejahteraan hidup masyarakat membutuhkan pasokan energi listrik yang akan terus meningkat, namun mengingat penyediaan tenaga listrik membutuhkan teknologi yang relatif canggih dan waktu pembangunan yang lama, maka dapat dipahami apabila kebutuhan biaya pembangunan tenaga listrik sangat besar, karena sistem tenaga listrik merupakan suatu kesatuan yang terintegrasi antara pembangkit tenaga listrik, gardu induk (pusat beban) yang satu dengan yang lainnya dihubungkan oleh jaringan transmisi.

Biaya pembangkitan tenaga listrik terdiri dari 3 hal pokok yaitu ^[1] : biaya konstruksi, biaya kepemilikan, dan biaya operasi. Biaya operasi merupakan bagian yang terbesar dari biaya pembangkitan listrik dan tergantung pada permintaan beban yang dalam sistem tenaga listrik selalu berubah setiap waktu tertentu dan hal ini berhubungan langsung “Economic Dispatch (ED)” yang merupakan proses pembagian pembebanan dari pembangkit – pembangkit yang ada dalam sistem yang commit (beroperasi) secara optimal ekonomi pada system beban tertentu, dengan tujuan meminimalkan biaya operasi pembangkit dalam system tenaga listrik.

Dalam pengoperasian suatu pembangkit thermis, pemakaian bahan bakar merupakan salah satu hal yang perlu mendapat perhatian khusus, karena dalam pengoperasian pembangkit thermis sebagian besar biaya dikeluarkan untuk bahan bakar, karena perbedaan bahan bakar yang digunakan dan efisiensi tiap bahan bakar berbeda pada level pembangkitan tertentu maka disebut “nonconvex”, maka skripsi ini diberi judul

**NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED) DENGAN
MENGUNAKAN METODE EVOLUTIONARY PROGRAMING (EP)
DAN TABU SEARCH (TS)**

Metode yang digunakan adalah metode Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS).

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas, maka permasalahan yang timbul

1. Apa saja persoalan utama dari Nonconvect Economic Dispatch (NED) ?
2. Bagaimana penyelesaian Nonconvect Economic Dispatch (NED) dengan metode Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS) ?

1.3. Tujuan Penulisan

skripsi ini adalah mendapatkan penyelesaian yang lebih efektif (ekonomis) untuk persoalan dari Nonconvex Economic dispatch (NED) dengan metode Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS), sehingga dapat menekan biaya pembangkitan, khususnya biaya bahan bakar.

1.4. Batasan Masalah

Dalam skripsi ini ruang lingkup penyelesaian Nonconvex Economic Dispatch (NED) dengan metode Evolutionary Programming (EP) dan Tabu Search (TS) dibatasi pada system yang terdiri dari :

1. Hanya membahas unit pembangkit thermal dan dibatasi pada pembangkit thermal tenaga uap dan gas yang ada pada ruang lingkup kerja PT.PJB.
2. Tidak membahas rugi – rugi transmisi.
3. Tidak membahas biaya star-up dan biaya shut down.
4. Daya listrik yang dihasilkan setiap unit pembangkit harus disertai beberapa batasan (kapasitas minimum dan maksimum).
5. Tidak membahas cadangan berputar (spinning reserve).
6. Pembahasan dititik beratkan pada segi ekonomis dari pada teknis dan sistem dianggap beroperasi normal.

1.5. Metode Penulisan

Metodologi yang digunakan dalam pembahasan skripsi ini adalah :

1. Studi literatur mengenai NED dengan metode Evolutionary Programming (EP) dan Tabu Search (TS).
2. Simulasi skripsi ini menggunakan bahasa pemrograman DELPHI 7.0.
3. Perhitungan economic dispatch menggunakan metode Evolutionary Programming (EP) dan Tabu Search (TS).
4. Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan dari perhitungan antara sebelum dan sesudah optimasi.

1.6.Sistematika Penulisan

Untuk mendapatkan arahan yang tepat mengenai hal – hal yang akan dibahas, maka skripsi ini disusun sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisikan latar belakang, rumusan masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, metodologi penulisan, sistematika penulisan dan relevansi

BAB II : NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED)

Berisikan penjelasan tentang Economic Dispatch (ED), karakteristik pembangkitan, biaya operasi serta fuel scheduling dan accounting.

BAB III :NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED) DENGAN MENGGUNAKAN DENGAN MENGGUNAKAN METODE EVOLUTIONARY PROGRAMING (EP) DAN TABU SEARCH (TS)

Berisikan penjelasan NED serta metode yang digunakan untuk menyelesaikannya pada metode

BAB IV :SIMULASI PROGRAM PADA IEEE TEST SISTEM DAN STUDI KASUS PADA PT, PLN PJB

Berisikan tentang hasil simulasi untuk IEEE test dan studi kasus pada PT. PLN PJB.

BAB V : PENUTUP

Berisikan kesimpulan dan saran.

1.7.Relevansi

Dengan selesainya skripsi ini diharapkan dapat digunakan sebagai pertimbangan dalam menentukan pengoperasian semua unit pembangkit yang ada dalam kawasan PT.PLN.PJB, khususnya unit pembangkit thermal.

BAB II

NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED)

2.1. Tinjauan Secara Umum

Economic Dispatch (ED) merupakan proses pembagian pembebanan dari pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem yang commit (yang beroperasi) secara optimal ekonomi pada beban system tertentu atau proses pengalokasian level pembangkit pada unit pembangkit sehingga beban pada system beban disuplai keseluruhan dan lebih ekonomis ^[1]. Tujuan dari ED adalah meminimalkan biaya operasi. ED adalah bagian penting dari unit commit (yang beroperasi), dimana diperkirakan 70% dari seluruh operasi unit commitment^[1]. ED untuk meminimalkan konsumsi bahan bakar sehingga diperlukan metode untuk menyelesaikan persoalan ED, diantaranya Nonconvex Economic Dispatch (NED).

NED merupakan salah satu metode penyelesaian persoalan ED dan NED sendiri mempunyai 2 persoalan utama, yaitu :

1. EDPQ (Economic Dispatch dengan Piecewise Quadratic cost function).
2. EDPO (Economic Dispatch dengan Prohibited Operating zones).

Untuk menyelesaikan kedua persoalan itu (EDPQ dan EDPO) menggunakan metode Evolutionary Programming (EP) dan Tabu Search (TS) atau disebut dengan ET (Hibrid Algoritma).

Metode tersebut pada dipakai untuk pengoptimalan pembangkit thermal di PT. PLN PJB.

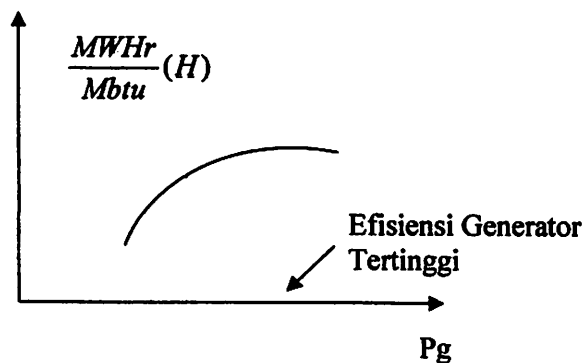
2.2. Biaya Pembangkitan Energi Listrik

Biaya pembangkitan energi listrik terdiri dari 3 hal pokok yaitu :^[1] biaya konstruksi fasilitas, biaya kepemilikan dan biaya operasi. Yang paling berpengaruh dari 3 hal itu adalah biaya operasi.

2.1.1. Biaya Operasi^[1]

Biaya operasi ini termasuk biaya pekerja, tetapi yang paling berpengaruh adalah biaya bahan bakar yang digunakan untuk pembangkitan energi listrik (MW).

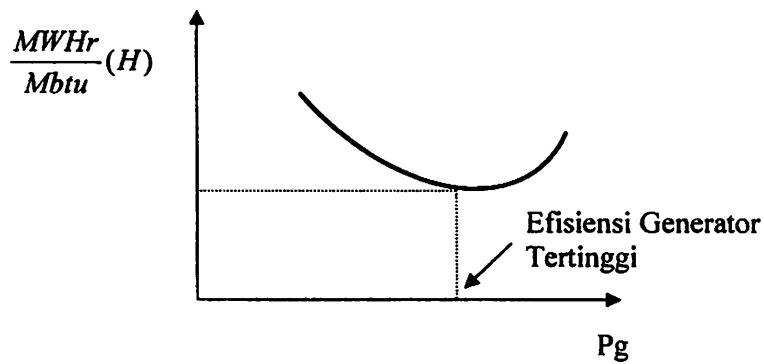
Nilai biaya bahan bakar tidak langsung menggambarkan biaya operasi, karena terjadi losses selama proses produksi. Efisiensi (η) dari system merupakan fungsi dari level pembangkitan. Dimana η adalah perbandingan dari energi output dengan energi input yang merupakan fungsi dari P_g dengan energi output dalam MWH serta input dalam Mbtu. Hubungan η dengan P_g seperti gambar 2.1.



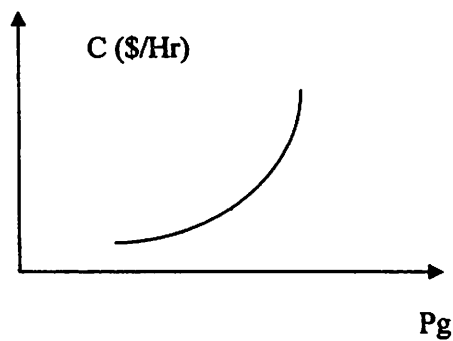
Gambar 2.1.
Hubungan η dengan P_g

Kurva efisiensi serupa dengan gambar 2.1. dimana sumbu y adalah MWhr/MBTu. Heat rate dinotasikan H, dimana H merupakan fungsi dari Pg.

Grafik heat rate seperti Gambar 2.2.

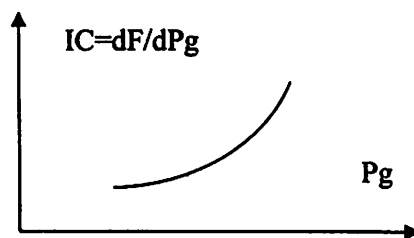


Gambar 2.2.
Plot Heat rate (H) dengan P_g



Gambar 2.3.
Hubungan C (Biaya per jam) dengan P_g

Karakteristik $\$/MWhr$ disebut Incremental Cost (IC) system, seperti ditunjukkan Gambar 2.4.



Gambar 2.4. Plot IC dan P_g

2.1.2. Biaya Konstruksi Fasilitas Dan Biaya Kepemilikan ^[1]

Biaya konstruksi termasuk semua biaya pekerja dan material system, biaya pengangkutan pelayanan dan biaya perbaikan fasilitas. Meminimalkan biaya dapat dengan membangun fasilitas yang kecil karena besar optimal ekonominya dengan alasan :

- a. Sistem kecil pembangunannya cepat dan biaya konstruksinya dapat diminimalkan.
- b. Sistem kecil dapat dibangun mendekati pusat beban, ini dapat mengurangi rugi-rugi dapat menguntungkan dalam keamanan dari sistem.
- c. Efisiensi yang tinggi dari pembangkit cadangan.
- d. Sistem dan bahan bakar renewable, biaya operasi lebih rendah dan aman bagi lingkungan.

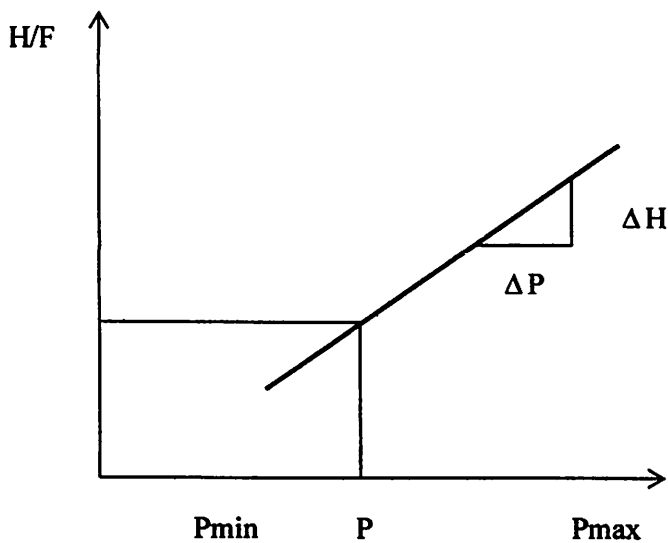
Biaya kepemilikan tidak berhubungan dengan penggunaan dari sistem tetapi dengan keberadaan sistem termasuk pemeliharaan dan modal. Modal termasuk asuransi, depresiasi pajak, dan administrasi, dan kadang disebut biaya investasi.

2.3. Karakteristik Pembangkit Thermal

Hal yang mendasar dalam operasi ekonomi pembangkit thermal adalah dengan membuat karakteristik input-output dari unit pembangkit thermal. Adapun definisi definisi dari karakteristik input-output dari pembangkit itu sendiri adalah formula yang menyatakan hubungan antara input pembangkit sebagai fungsi dari output pembangkit.

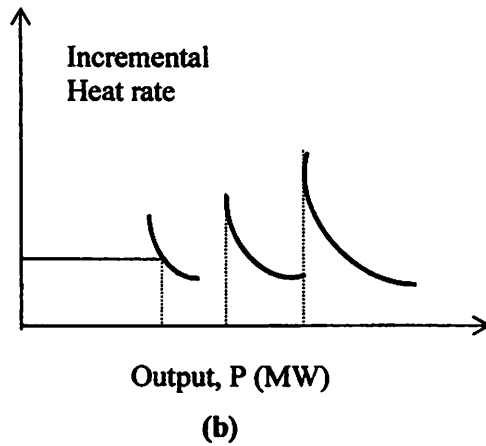
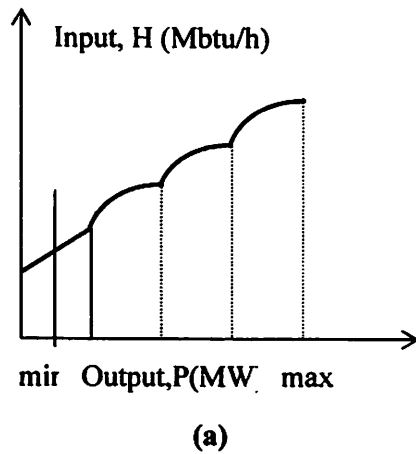
Dasar persoalan ekonomi dari operasi pembangkit tenaga listrik adalah karakteristik input dan output dari pembangkit thermal. Dalam mendefinisikan karakteristik pembangkit kita membahas tentang gross input dan net output. Gross input mempresentasikan total input yang dinyatakan \$/jam atau bahan bakar/jam, sedangkan net output merupakan daya yang dihasilkan dari pembangkit.

Untuk mendefinisikan karakteristik pembangkit thermal kita notasikan H (MBTu/jam) dan F (Biaya bahan bakar perjam, R/H), yaitu :



Gambar 2.5.
Grafik I/O Pembangkit Thermal^[3]

Pembangkit (generator) yang besar biasanya mempunyai banyak kutub masukan dari turbin-turbin yang dibuka secara berurutan untuk mendapatkan keluaran (P/MW) yang terus meningkat. Tipe karakteristik ini adalah nonconvex, maka diperlukan teknik optimasi karakteristik nonconvex, seperti yang ditunjukkan gambar 2.6. yaitu karakteristik I/O dengan 4 kutub.



Gambar 2.6.
Karakteristik I/O dengan 4 kutub^[3]

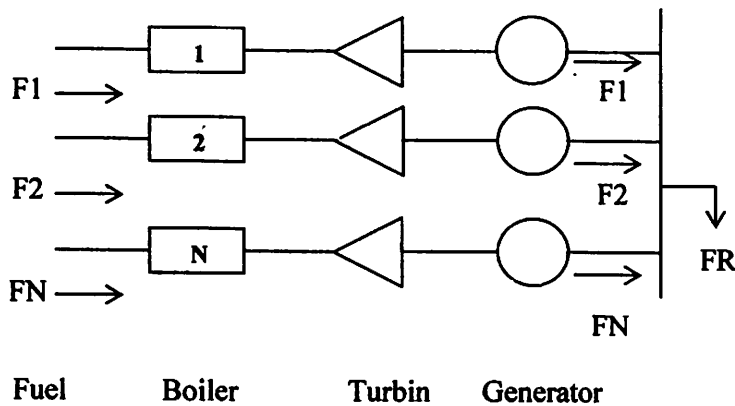
2.4. Economic Dispatch (ED)

Economic Dispatch (ED) merupakan proses pembangkitan pembebanan dari pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem yang commit (yang beroperasi) secara optimal ekonomi pada beban sistem tertentu atau proses pengalokasian level pembangkit pada unit pembangkit sehingga beban pada sistem beban disuplai keseluruhan dan lebih ekonomis^[1].

2.4.1. Economic Dispatch (ED) Dengan Tidak Membahas Rugi-rugi Transmisi

Dalam sistem tenaga kerugian transmisi merupakan kehilangan daya listrik yang harus ditanggung oleh sistem pembangkit, jadi merupakan tambahan baban dari sistem tenaga.

Dengan tidak membahas rugi-rugi taransmisi, sistem digambarkan seperti Gambar 2.7.



Gambar 2.7.
Economic Dispatch dengan tidak membahas rugi-rugi transmisi

Pada pembahasan dengan tidak membahas rugi-rugi transmisi seperti Gambar 2.7. yang menunjukkan sistem dengan N buah pembangkit thermal melayani beban tertentu sebesar P_R . Input sistemnya adalah F_i , yang mempresentasikan biaya bahan bakar dari masing-masing unit pembangkit, biaya totalnya^[3] :

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N = \sum_{i=1}^N F_i(P)_i \dots\dots\dots(2-1)$$

Persamaan ini menunjukkan bahwa input (bahan bakar) merupakan fungsi dari output setiap pembangkit yang bersangkutan dan disebut fungsi obyektif yang kemudian dioptimasi.

Beban sistem P_R dan karena tidak membahas rugi-rugi transmisi maka jumlah output dari setiap pembangkit digunakan untuk melayani P_R , jadi:^[3]

$$P_R = P_1 + P_2 + \dots + P_N = \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots(2-2)$$

$$\Phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots(2-3)$$

Persamaan Lagrange:^[3]

$$\lambda = F_T + \lambda\Phi = \sum_{i=1}^N F_i(P)_i + \lambda(P_R - \sum_{i=1}^N P_i) \dots\dots\dots(2-5)$$

Persamaan lagrange tersebut merupakan fungsi dari output pembangkit, keadaan optimum dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan lagrange = 0 :

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{d(P_i)} - \lambda = 0$$

$$0 = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda$$

Dimana : F : Biaya operasi

N : Jumlah unit pembangkit

Pi : Daya output pada unit pembangkit

λ : Faktor pengali lagrenge

$F_i(P_i)/C_i(P_i)$: Biaya bahan bakar pada unit pembangkit i

P_D : Permintaan / Beban sistem

$P_i \text{ min}$: Daya output minimum pada pembangkit i

$P_i \text{ max}$: Daya output maksimal pada pembangkit i

Persamaan $\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda$ menunjukkan bahwa kondisi optimum bias

tercapai bila incremental cost (biaya tambahan) setiap pembangkit adalah sama (λ). Kondisi optimum tersebut tentunya diperlukan persamaan pembatas (constraint) yaitu daya output minimal dan lebih kecil atau sama dengan daya output maksimal yang diizinkan.

Dari N buah pembangkit dalam sistem tenaga listrik diatas dan sistem sebesar P_R dan dari uraian diatas dapat disimpulkan persamaan yang digunakan untuk menyelesaikan Economic Dispatch:^[3]

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{ada } N \text{ buah persamaan}$$

$$P_{i \text{ min}} \leq P_i \leq P_{i \text{ max}}, \quad \text{ada } 2N \text{ buah ketidaksamaan}$$

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

Dari batasan ketidaksamaan diatas, dapat diperluas menjadi:^[3]

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda, \text{ untuk } P_{i \text{ min}} \leq P_i \leq P_{i \text{ max}}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \leq \lambda, \text{ untuk } P_i = P_{i \text{ max}}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \geq \lambda, \text{ untuk } P_i = P_{i,\min}$$

Karena F_i hanya sebagai fungsi P_i , maka : $\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i}$ (2-6)

2.4.2. Nonconvex Economic Dispatch (NED)^[2]

Masalah utama ED adalah meminimalisasikan biaya operasi pembangkit dalam sistem tenaga listrik, sedangkan permasalahan NED : EDPQ (Economic Dispatch dengan Piecewise Quadratic cost function) dan EDPO (Economic Dispatch dengan Prohibited Operating zones). Biaya operasi dari proses pembangkitan biasanya merupakan fungsi quadratic. Nonconvex ini disebabkan karena perbedaan harga bahan bakar yang digunakan dan definisi setiap bahan bakar berbeda pada level pembangkit tertentu.

Batasan untuk perhitungan NED adalah :

$$\sum_{i=1}^N \bar{P}_i \geq D + SR \text{(2-7)}$$

$$D \geq \sum_{i=1}^N \underline{P}_i \text{(2-8)}$$

Dimana : \bar{P} : Batas atas pada daerah operasi

\underline{P} : Batas bawah pada daerah operasi

D : Beban total sistem

SR : Spinning reserve / cadangan berputar

N : Jumlah unit pembangkit

Cadangan berputar merupakan cadangan MW yang harus diakomodasi oleh unit-unit yang berpartisipasi yang telah ditentukan lebih dahulu. Definisi

unit-unit yang berpartisipasi adalah kontribusi maksimal daya cadangan yang diberikan, agar bila terjadi gangguan pada satu / lebih unit pembangkit tidak menyebabkan penurunan frekwensi sistem.

Pada permasalahan NED juga berhubungan dengan fuel scheduling and Accounting atau perhitungan dan penjadwalan / daftar bahan bakar.

2.4.2.1. Economic Dispatch (ED) dengan EDPQ^[2]

Fungsi obyektif Economic Dispatch (ED) dengan Pricewise Quadrating cost function dapat dinyatakan :

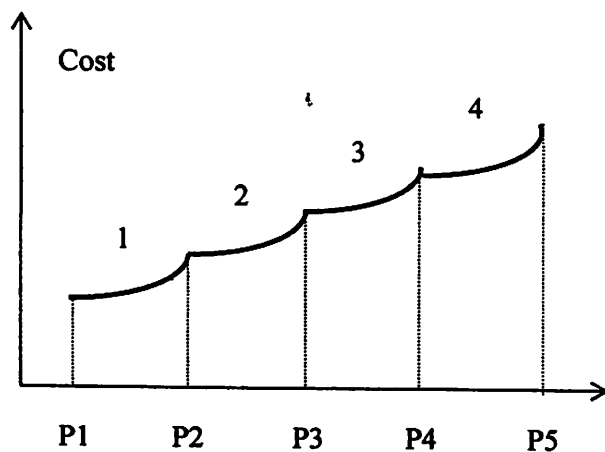
$$F_i(P_i) = a_{ij} + b_{ij}P_i + c_{ij}P_i^2 \dots\dots\dots(2-9)$$

dimana : $F_i(P_i)$: Biaya pembangkitan unit i

P_i : Daya output unit pembangkit i

A_{ij}, b_{ij}, c_{ij} : Koefisien biaya konsumsi bahan bakar unit I untuk bahan bakar tipe j

Grafik dan fungsi output daya dari unit thermal dengan Precewise Quadrating Function :



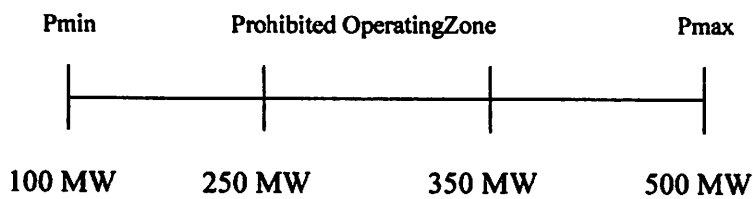
Gambar 2.8.
Grafik EDPQ

Dari gambar diatas dapat diketahui bahwa untuk tiap segmen atau tiap renege/level pembangkitan daya menggunakan bahan bakar yang berbeda, dimana dicari yang murah untuk segmen atau renege tersebut sehingga dari satu pembangkit mungkin mempunyai supplay bahan bakar lebih dari satu jenis.

2.4.2.2. Economic Dispatch (ED) dengan EDPO

Didalam Prohibited Operating Zone unit pembangkit hanya bisa beroperasi diatas atau dibawah operating zone (daerah terlarang/tidak diizinkan).

Contoh : gambar secara global NED dengan Prohibited Operating Zone adalah :



Dari gambar diatas bisa dijelaskan, yaitu :

- Pmin** : 100 MW dan **Pmax** : 500 MW
- Prohibited Operating Zone** : antara 250 MW dan 350 MW
- Convex region 1** : antara 100 MW dan 250 MW
- Convex region 2** : antara 350 MW dan 500 MW
- Convex region 1 dan 2** merupakan set nonconvex

Economic Dispatch (ED) dengan Prohibited Operating Zone mempunyai batasan :

$$P_{i,min} < \underline{P}_i < P_i < \overline{P}_i < P_{i,max} \dots\dots\dots(2-10)$$

$$\sum_i P_i = D + P_{\text{loss}}$$

Dimana : $P_{i\text{min}}$: Daya minimum pembangkit

$P_{i\text{max}}$: Daya maksimum pembangkit

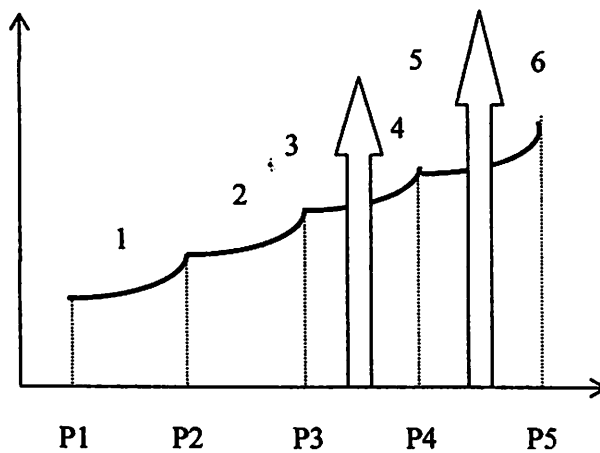
\underline{P}_i : Batas bawah operating zone

\overline{P}_i : batas atas operating zone

D : Beban total sistem

L : Rugi-rugi daya

Sistem pembangkit dengan prohibited operating zone, fungsi biaya dan fungsi output daya dapat digambarkan seperti Gambar 2.9. Sistem dengan EDPO dapat terjadi biasanya berbatasan dari sistem pembangkitnya dan hal ini disebabkan dari konstruksi mesin itu sendiri. Ada bagian mesin yang bisa beroperasi pada level pembangkit tertentu, sehingga digunakan batas daerah untuk level pembangkit yang aman dari mesin itu.



Gambar 2.9.
Grafik EDPO

Dari gambar diatas diketahui bahwa untuk zone operasi tertentu bisa menggunakan 2 jenis bahan bakar, hal ini terjadi karena kita mencari optimum ekonomi untuk pembangkitan pada level tersebut. Dalam proses perhitungan untuk kasus ini, kita menjadikan zone operasi itu menjadi 2 segmen.

2.4.3. Fuel Schedulling and Accounting (FSA)

Tujuan dari Fuel Schedulling and Accounting (FSA) adalah

1. Penjadwalan bahan bakar yang cocok dari masing-masing supplier.
2. Kontrol dan monitoring seluruh aliran bahan bakar dan sistem penyaluran.
3. Alokasi bahan bakar untuk optimal ekonomi dari sistem pembangkit tenaga listrik.

Fuel Schedulling and Accounting (FSA) terbagi 5 komponen :

1. Fuel Network Model / FNM (model jaringan bahan bakar), yaitu model jaringan berdasarkan sistem penyaluran bahan bakar yang ada dalam sistem pembangkit.
2. Fuel Flow Calculating / FFC (perhitungan aliran bahan bakar), yaitu bertanggung jawab untuk real time monitoring dari sistem bahan bakar dengan 2 langkah, up date sistem bahan bakar saat ini dan pengecekan bahan bakar unuk mencari yang salah.

3. **Dynamic Energy Balance / DEB (keseimbangan energi dinamik)**, yaitu menyelesaikan secara periodik untuk estimasi real time dari kurva I/O dari unit pembangkit dari kurva I/O didefinisikan sebagai fungsi polynomial :

$$I = A + Bx + Cx^2 \dots\dots\dots(2-11)$$

Dimana, x : net MW dan I : MKBTU/hari dari konsumsi bahan bakar.

4. **Fuel Accounting / FA (perhitungan bahan bakar)**, yaitu untuk menghitung perjam atau perhari dari total bahan bakar yang digunakan dari hasil perhitungan ini untuk memonitor contract volume dan perumusan bahan bakar hari berikutnya.
5. **Fuel Dispatch / FD**, yaitu mengalokasikan pembangkit untuk operasi optimum ekonomi dari sistem penyaluran bahan bakar.

BAB III

**NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED) DENGAN
MENGUNAKAN METODE EVOLUTIONARY PROGRAMING (EP)
DAN TABU SEARCH (TS) PADA PEMBANGKIT THERMAL**

3.1. Tinjauan Secara Umum

Untuk menyelesaikan persoalan NED (EDPQ dan EDPO) menggunakan metode Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS). Gabungan antara Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS) digunakan sebagai control kualitas. Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS) untuk menentukan segmen yang digunakan dari kurva biaya dalam kasus PericewiseQuadratic.

Lin dan Viviani membuat Hierarchical Structur untuk menyelesaikan Economic Dispatch (ED) dengan Qudratic Cost Function dengan fungsi optimal local. Hopfield Neural Network juga digunakan untuk training. Tiga metode pokok dari Evolutionary Computation termasuk Genetic Algoritma (GA), Evolutionary Programing (EP) dan Evolutionary Strategis (ES) dapat diaplikasikan dalam penyelesaian masalah ini.

Fan dan Mc. Donald, lee dan briephol menyelesaikan Economic Dispatch (ED) dengan Prohibited Operating Zone menggunakan Lamda IterativeDispatch First, tapi metode ini tidak dapat diaplikasikan dengan batasan nonlinier yang banyak.

Tabu search (TS) yang dikenalkan oleh Glover dan Hansen dapat diaplikasi untuk optimasi yang baik, TS dapat menghindari perputaran dalam penyimpanan informasi sebelumnya dalam proses pencarian dan memudahkan dalam penentuan local optimum.

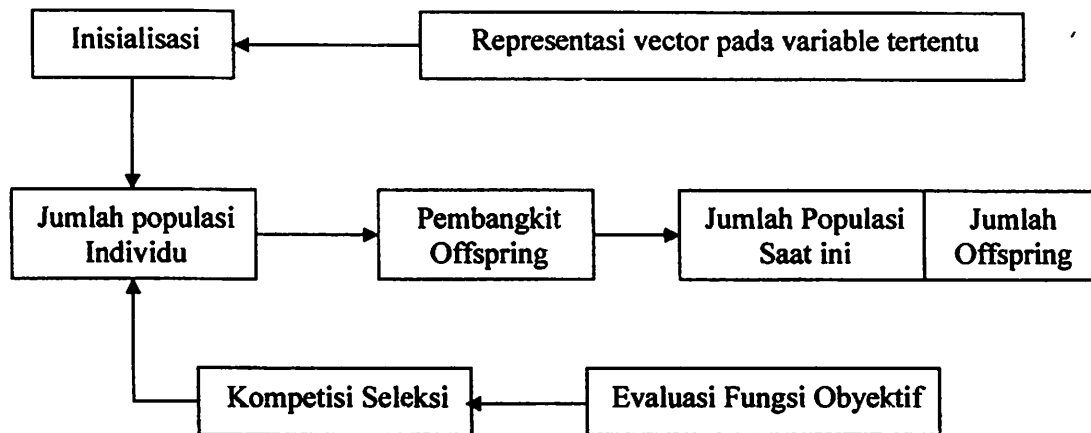
3.2. Evolutionary Programming (EP).

Evolutionary Programming (EP) mencari proses yang optimal dari proses optimasi dengan menyusun populasi dari kandidat penyelesaian dari jumlah generasi atau proses iterasi. Populasi yang baru dibentuk dari seluruh populasi yang ada menggunakan operasi mutasi, karena operator mutasi ini merupakan operator untuk memindahkan gen dalam kromosom agar menghasilkan kromosom baru yang lebih unggul dan juga memberikan gangguan pada masing-masing komponen dari setiap solusi dalam populasi secara random untuk memproduksi solusi yang baru.

Tingkat optimasi dari masing-masing kandidat solusi yang baru atau individu yang baru dihitung dengan fitness dimana dapat didefinisikan sebagai fungsi biaya atau obyektif dari persoalan yang diselesaikan.

Keseluruhan prosesnya menggunakan skema kompetisi, masing-masing individu dalam populasi saling berkompetisi. Individu yang menang menjadikan hasil dari populasi yang akan digunakan untuk generasi selanjutnya. Untuk optimasi berlaku kompetisi solusi yang lebih kuat menggantikan solusi yang lemah. Dari seluruh populasi disusun penyelesaian secara optimal global.

Teknik Evolutionary Programming (EP) seperti proses iterasi, dimana proses berhenti setelah mencapai criteria yang ditentukan sebelumnya, kriteria ini adalah jika penyelesaian yang spesifik sudah tercapai dalam proses iterasi atau berhenti setelah solusi terbaik berubah dalam beberapa generasi yang telah ditentukan.



Gambar 3.1.
Skema Algoritma EP

Skema diatas diterangkan sebagai berikut :

1. Representasi Vektor

Nilai real dari variabel yang diselesaikan dalam EP dipresentasikan sebagai vektor Pn-dimensi yang berhubungan dengan fungsi obyektif. Masing-masing vektor P disusun sebagai individu dalam populasi.

2. Inisialisasi

Inisialisasi populasi dari individu asal P_i , $i = 1, \dots, N_p$, diseleksi secara Random dari reange yang mungkin dari masing-masing dimensi terdistribusi uniform.

3. Pembangkitan Offspring

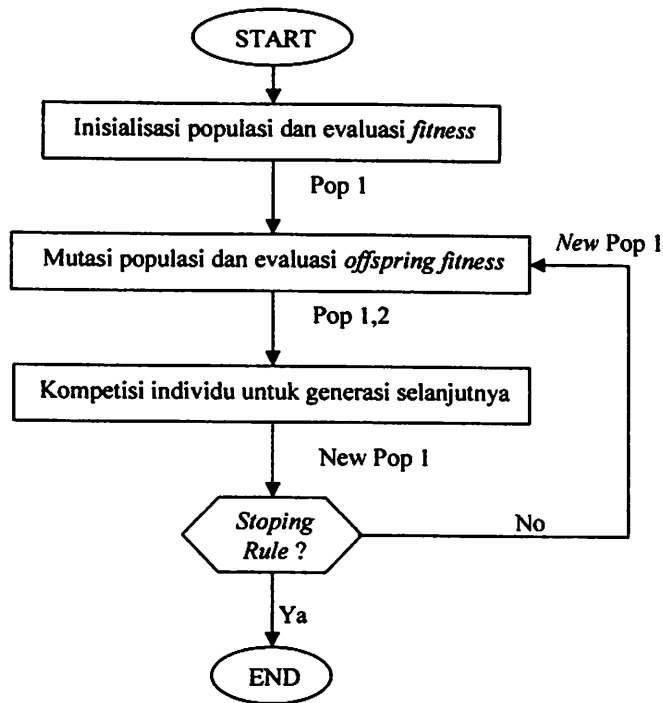
Jumlah dari Offspring P_i , $I = 1, \dots, N_p$, dibangkitkan dengan Gaussain random variable dengan mean 0 dan standar deviasi untuk masing-masing komponen P_i , dimana individu termasuk individu asal dan offspring berada dalam kelompok seleksi.

4. Kompetisi Seleksi

Masing-masing individu dalam kelompok seleksi harus berdasarkan fungsi $f(P_i)$ dan (p^i) , N_p individu nilai fungsi terbaik (minimal untuk proses minimalisasi) diseleksi untuk membentuk survivor set menjadi individu asal untuk generasi selanjutnya.

5. Stopping Rule

Proses pembangkitan dan seleksi dengan nilai fungsi terbaik terus berlangsung sampai nilai fungsi berubah sampai beberapa generasi atau nilai yang ditentukan telah tercapai



Gambar 3.2. Flowchart EP

3.2.1. Fitness

Fungsi “fitness” merupakan kemampuan untuk membandingkan solusi sari satu generasi kegenerasi yang lain. Nilai fungsi fitness $[F(x)]$ adalah berbanding lurus dengan kandidat stiring kromosom (x^2) dan dirumuskan :

$$[F(x)] = (x^2) \dots\dots\dots(3-1)$$

Persamaan diatas dapat mengurangi efek genetika yang menyimpang dan akan menghasilkan kromosom yang sehat. Penggambaran nilai fitness ditunjukan oleh table di bawah ini :

**Table 3.1.
String dan nilai fitness**

No	String	Fitness	% dari jumlah
1	01101	169	14.4
2	11000	576	49.2
3	01000	64	5.5
4	10011	361	30.9
	Jumlah	1170	100.0

Nilai fungsi fitness tidak dapat langsung dihubungkan dengan nilai tujuannya, melainkan harus dirangking terlebih dahulu nilai tujuannya. Dengan cara ini dapat diketahui kromosom-kromosom mana yang layak digunakan dalam proses selanjutnya sehingga konvergensi awal dapat dihindari dan akan mempercepat penelitian ketika populasi mendekati konvergen.

3.2.2. Operator Genetika

Seperti halnya GA, EP merupakan metode yang memperlakukan kromosom atau populasi (string yang akan menampilkan calon solusi dari suatu masalah) ke populasi yang baru dengan seleksi dari operator genetik. Operator genetik yang digunakan pada EP adalah reproduksi, mutasi, dan kompetisi dan khusus pada Nonconvex Economic Dispatch (NED) ini kompetisi menggunakan distance yang masing-masing menggunakan proses probabilitas dalam pemilihan dan pengoperasian.

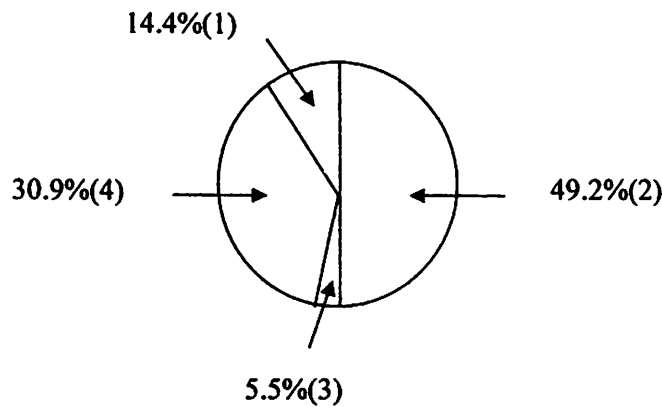
3.2.2.1. Reproduksi

Reproduksi merupakan proses dimana struktur string kromosom disalin dari generasi ke generasi yang lain sesuai dengan fitness. Tiruan string yang sesuai dengan nilai fitness atau lebih tinggi memiliki kemungkinan yang lebih besar atas penambahan keturunan pada generasi berikutnya. Operator ini merupakan salah satu jenis seleksi alami buatan, yang penyelesaiannya menggunakan "Roulette Wheel / roda roulette"

Prosedur penyelesaian dengan menggunakan Roulette Wheel :

- a. Jumlah populasi yang sehat/fitness disebut total fitness (F_{sum})
- b. Menghasilkan suatu humlah yang acak/random (n) antara 0 dan total fitness (F_{sum}).

- c. Hasil dari populasi pertama yang sehat digabungkan dengan populasi terdahulu yang sehat adalah lebih besar atau sama dengan n .



Gambar 3.3. Roulette Wheel

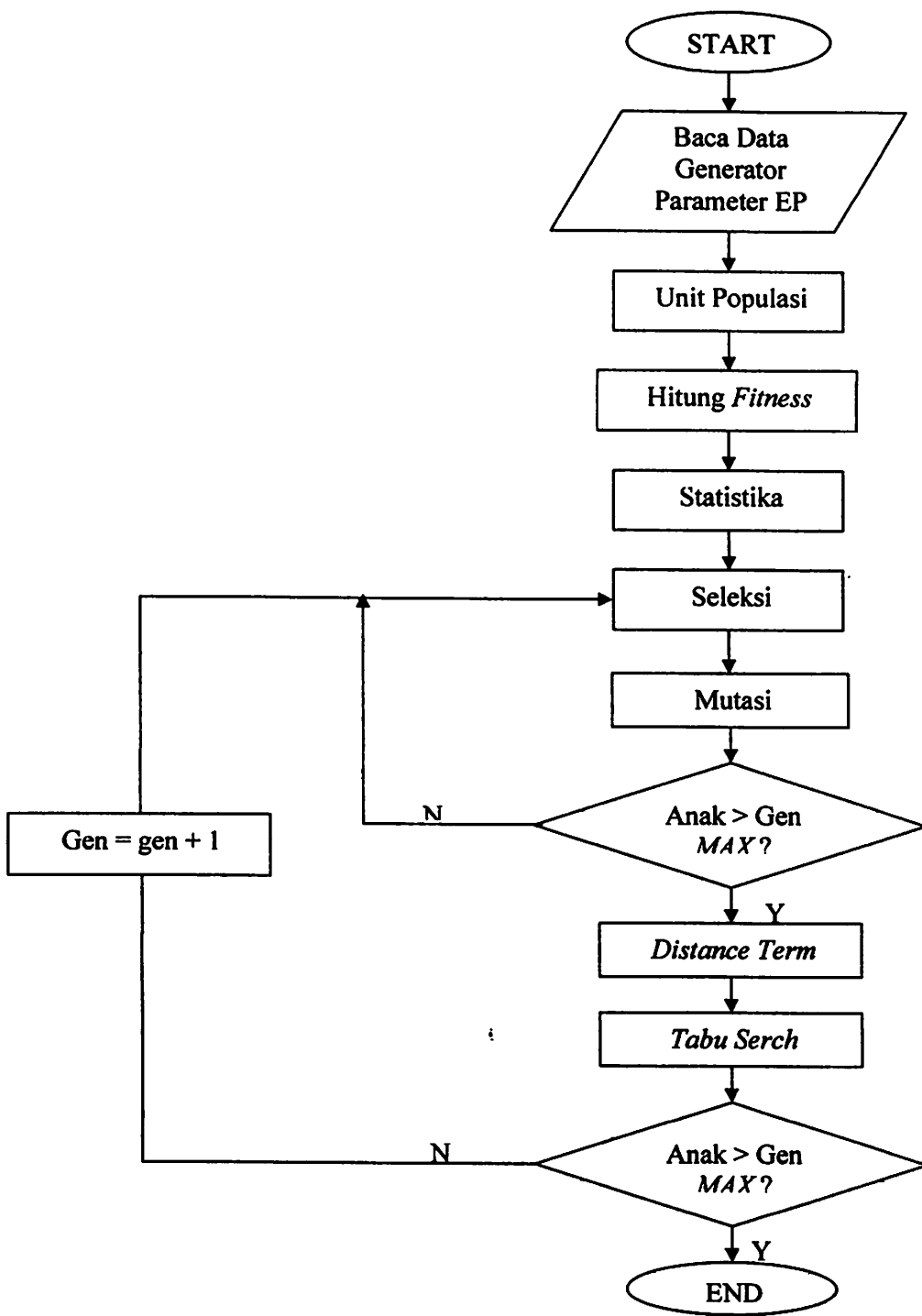
Berdasarkan contoh diatas, garis tengah dari Roulette Wheel adalah F_{sum} dari ke-4 kromosom. Kromosom nomor 2 adalah yang terlihat dan berada pada interval yang terbesar sebaliknya kromosom nomor 3 adalah yang terletak dan ada pada interval yang terkecil dalam Roulette Wheel, dari penyelesaian diatas string yang paling sehat dimasukkan kedalam suatu "mapping pool / tempat persemaian". String kromosom ini sifatnya sementara karena akan dilakukan operasi genetika selanjutnya.

3.2.2.2. Mutasi (Mutation)

Operasi mutasi digunakan untuk melakukan modifikasi satu atau lebih nilai gen dalam individu yang sama. Mutasi memastikan bahwa probabilitas untuk mencapai pencarian pada daerah tertentu dalam persoalan tidak akan pernah 0 dan mencegah kehilangan total materi genetic setelah pemilihan dan penghapusan.

3.3. Tabu Search (TS)

Banyak teknik optimasi dibuat dan dipakai oleh bermacam-macam bidang, dimana setiap bidang itu mempunyai teknik optimasi yang spesifik untuk diaplikasikan pada bidangnya tetapi semua mempunyai basic idea yang sama. Penyelesaian persoalan optimasi umumnya tidak dapat secara langsung menentukan nilai secara optimum, begitu juga dalam metode TS.



Gambar 3
Flowchart Tabu Search

3.4. EPTS Untuk NED^[2]

Dalam menyelesaikan EDPQ dan EDPO, diperlukan 2 variabel untuk menghitung :

1. Jumlah segment dari tipe fuel (bahan bakar).
2. Output daya masing-masing unit pembangkit.

Gabungan EP dan TS untuk menyelesaikan masalah optimasi kombinasi.

Dalam skripsi ini diset metode ET.

3.5.1. Solution Coding

Urutan penomoran untuk kurva EDPQ dan EDPO seperti gambar 2.10. dan gambar 2.11. Penyelesaian vektor baris yang disebut "individu" dengan N adalah decimal $(I_1, I_2, I_3, \dots, I_N)$, dimana N adalah jumlah dari unit pembangkit.

Masing-masing mempresentasikan segmen dari kurva operasi sebagai berikut :

a. Contoh coding.

Unit	1 2 3 4 N
Tipe	3 1 4 2 1

b. Ekvivalen vektor decimal dari suatu populasi.

$$v = [3 \ 1 \ 4 \ 2 \ \dots \ 1]$$

3.5.2. Inisialisasi

Misalkan, $V_k = (I_1, I_2, I_3, \dots, I_i \ I_N)$ menjadi notasi vektor mula untuk Kth individu dari populasi. Inisial vektor V_k , $k = 1, 2, 3, \dots, P_s$, diturunkan dengan setting komponen i_{th} dari I_i dari :

$$I_i = 1 + \text{round} (U * (\bar{I}_i - 1), \dots \dots \dots (3-2)$$

Dimana

Round (x) : pembulatan ke integral terdekat

U : uniform random antara 0 dan 1

\bar{I}_i : jumlah segment maksimal dari kurva operasi untuk unit i

3.5.3. Adaptive Progressing Scheme

Adaptive Progressing Scheme didefinisikan :

$$S \Delta = R (S_{max} - S_{min}) g_{max} \dots\dots\dots(3-3)$$

$$S (g + 1) = S(g) - S \Delta, \text{ untuk } C_{min} (g) - C_{min} (g-1) \dots\dots\dots(3-4)$$

$$S (g + 1) = S(g), \text{ untuk } C_{min} (g) < C_{min} (g-1) \dots\dots\dots(3-5)$$

$$S (g + 1) = S_{min}, \text{ jika } S(g) - S \Delta < S_{min} \dots\dots\dots(3-6)$$

Dimana , S_{min} : nilai maksimal parameter S

S_{min} : nilai minimal parameter S

$S \Delta$: step size

R : skala regulasi (diset 1.25)

g_{max} : maksimal iterasi yang diizinkan

adaptive scheme digunakan dengan menyeting S untuk bermacam-macam parameter α dan β . S tergantung dari jumlah generasi dan kompleksitas sistem.

3.5.4. Mutasi Berdasarkan EP

Mutasi berdasarkan persamaan sebagai berikut :

$$I'i = I_i + \text{round} (N(\mu, \sigma^2)) \dots\dots\dots(3-7)$$

Dimana, $N(\mu, \sigma^2)$ adalah Gaussin random variabel dengan mean μ dan varian σ^2 Jika I'I melebihi batas maka nilainya akan diset kenilai batas tersebut. μ pada umumnya diset pada nilai 0 dan σ dirumuskan :

$$\sigma^2 = \frac{Ck}{C_{max}} (\bar{I}_i - 1) \beta \dots\dots\dots(3-8)$$

Dimana $C_k =$ biaya dari individu ke-k dalam generasi sebelumnya.

$\beta =$ skala adaptive mutasi dengan $S = \beta$, $S \Delta = \beta$ dan $S_{min} = \beta \min$

(dalam skripsi ini diset dari 0,5 dan $\beta \min$ nilainya diset di 0,005)

3.5.5. Proses Perbaikan

Dengan operasi mutasi, mungkin reserve constrain akan dilewati atau dilanggar. Proses perbaikan digunakan untuk memperbaiki kemungkinan lain sebagai berikut :

1. Memilih secara random satu elemen dalam individu dengan pelanggaran.
2. jika $\sum_{i=1}^N \overline{P_i} \geq D + SR$ tidak terpenuhi maka tambah 1 (+1) untuk elemen yang terseleksi. Jika $D \geq \sum_{i=1}^N \underline{P_i}$ tidak terpenuhi maka kurang 1(-1) untuk elemen yang terseleksi.
3. Cek kembali Reserve Constrains untuk pelanggaran, jika tidak kembali ke langkah satu.

3.5.6. Fungsi *Fitness* Dengan *Distance*

Menentukan ranking atau pengaturan (seperti no 1,2,...), R_{Ck} dihitung biaya tiap individu baru, V_k , $k = 1,2,3,...P_s$. Kombinasi dari populasi dibentuk dengan $2 * P_s$ individu, konsep dari "Distance" ditambahkan ke fitness function untuk mencegah terjebaknya pada nilai minimal local. Nilai fitness dari individu ke-k dimodifikasikan dengan :

$$F_k = R_{Ck} + \alpha * R_{Dk}, k = 1,2,3,...,2 * P_s \dots\dots\dots(3-9)$$

Dimana :

α : Skala adative decay skala adaptive mutasi dengan $S = \beta$, $S\Delta = \beta$ dan $S_{min} = \beta_{min}$ (dalam skripsi ini diset dari 0,6 dan β_{min} nilainya diset di 0,005).

R_{Dk} : Ranking dari D_k yang ditentukan untuk individu ke-k

D_k : Jarak dari individu ke vektor solusi yang terbaik, yaitu

$$D_k = \|V_k - V_{best}\| \dots\dots\dots(3-10)$$

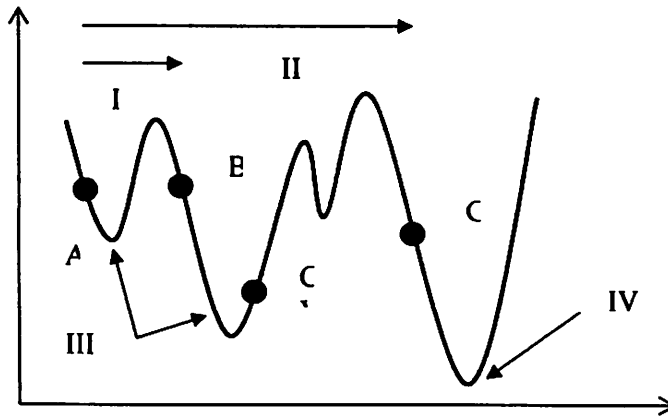
V_k : Vektor individu ke-k dalam kombinasi populasi.

V_{best} : Vektor solusi terbaik

3.5.7. Seleksi Berdasarkan Tabu Search (TS)

Masing-masing individu akan diurutkan atau diatur dalam urutan naik, untuk *fitness scor* nya dengan algoritma pengurutan dalam Ps dituliskan terus dengan biayanya untuk generasi selanjutnya. Jika populasi baru tidak terdapat solusi terbaik, solusi terbaik harus menggantikan individu terakhir dan populasi yang baru (elitsm)

Solusi terbaik saat ini / awal (point A pada Gambar 3.4) mungkin tidak mencapai optium global. Jika terdapat lebih banyak solusi yang terbaik, tapi dengan jarak lebih jauh (point G). Secara umum solusi dalam, biaya lebih baik (point B dan C) diberlakukan tapi terlalu dini, point G biayanya lebih jelek dan point C, diatur yang lebih tinggi agar dapat diseleksi. Dimana R_{Dk} adalah untuk distance (D_k) yang lebih jauh.



Gambar 3.5.
Konsep jarak (Distance Term)

Keterangan :

- | | | | |
|----|------------------|-----|------------------|
| I | : Jarak Terdekat | III | : Lokal Optimum |
| II | : Jarak Terjauh | IV | : Global Optimum |

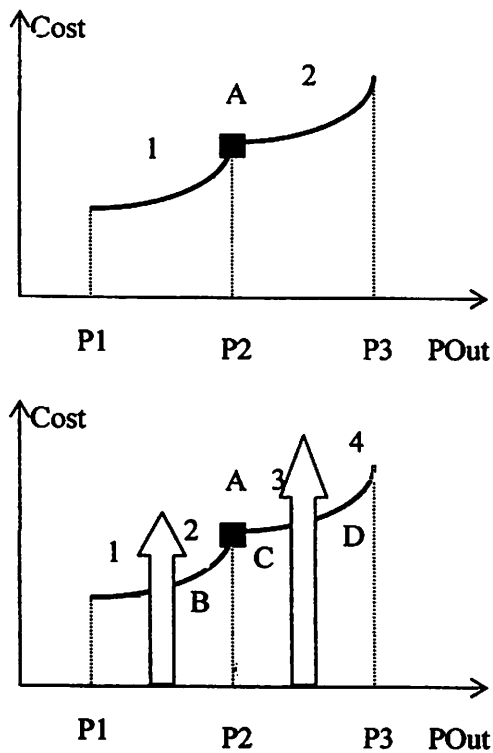
3.5.8. Kondisi Po Pada Perpotongan *Segment* atau *Prohibited Zone*

Suatu keadaan yang mungkin terjadi dimana P_o untuk salah satu unit nilainya terletak path perpotongan *segment* atau pada *Prohibited Zone*, seperti gambar 3.5 pada point A, B, C, dan D.

Langkah-langkah untuk menyelesaikan masalah diatas adalah :

1. Poin A dan C untuk kondisi dimana P_o terletak pada perpotongan *segment*. Langkah penyelesaiannya dengan memilih *segment* yang terakhir dievaluasi dalam kombinasi *segment*, proses kombinasinya dibangkitkan secara *uniform random*. Contoh untuk point A jika kombinasi yang mengandung *segment 1* keluar lebih dulu dengan proses pembangkitan secara *random* dari pada kombinasi yang mengandung *segment 2*, maka yang lebih dipilih untuk hasil akhir adalah kombinasi yang mengandung *segment 2*.

2. Point B dan D untuk kondisi dimana P_o terletak pada perpotongan *Prohibited Zone*. Proses kombinasinya dibangkitkan secara *uniform random*. Contoh untuk poin A, jika kombinasi yang mengandung zone 1 keluar lebih dulu dengan proses pembangkitan secara *random* dan kombinasi yang mengandung zone 2. maka yang dipilih untuk akhirnya adalah kombinasi yang mengandung zone 2.



Gambar 3.6.
 P_o pada perpotongan segment dan pada Prohibited Zone

BAB IV

ANALISA DATA DENGAN METODE EVOLUTIONARY PROGRAMMING DAN TABU SEARCH

4.1 Program Komputer Metode *Evolutionary Programming dan Tabu Search*

Untuk pemecahan masalah Economic Dispatch (ED) digunakan bantuan program komputer. Program komputer ini digunakan untuk mempercepat proses perhitungan yang membutuhkan tingkat ketelitian dan akurasi 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 yang dijalankan pada komputer Pentium AMD Athlon XP 2,4 GHz dengan *memory* 256 MHz. Bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0 merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relative lebih mudah untuk dipelajari dan dimengerti serta mudah penggunaannya.

4.2 Algoritma Program

Urutan langkah-langkah dalam program komputer yang digunakan ini dapat dilihat pada algoritma sebagai berikut:

1. Inisialisasi input parameter unit-unit pembangkit termal dan data pembebanan harian untuk periode 24 jam. Data parameter meliputi: jumlah unit pembangkit, daya maksimum dan daya minimum, konstanta persamaan biaya bahan bakar, harga bahan bakar, biaya start baik start pada kondisi dingin maupun dalam kondisi panas, *minimum up time* dan *minimum down time*.

2. Inisialisasi parameter-parameter *Evolutionary Programming* yang meliputi: konstanta swap, konstanta perbaikan(*repair*), populasi maksimum, *maximum generation*, konstanta β , konstanta α , konstanta M, probabilitas mutasi. Yaitu : vektor P_i . Dimana $i = 1, 2, \dots, N_p$ ditentukan dengan setting komponen j , yaitu $P_{gj} \sim U(P_{gjmin}, P_{gjmax})$, dimana $j = 1, 2, \dots, N$.
3. Pembangkit populasi, perhitungan Nonconvex Economic dispatch (NED) dengan Evolutionary Programming (EP).

3.1. Pembangkit populasi, yaitu dari P_i ($P_{g1}, P_{g2}, \dots, P_{gN}$), dimana I merupakan individu yang disusun dalam populasi. Perhitungan

3.2. Batas proses optimasi yang mengikuti fungsi obyektif :

$$\text{Min } \sum_{i=1}^N F_i(P)_i \text{ atau ditulis}$$

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N = \sum_{i=1}^N F_i(P)_i$$

3.3. Batasan untuk perhitungan NED :

$$\sum_{i=1}^N \overline{P_i} \geq D + SR$$

$$D \geq \sum_{i=1}^N \underline{P_i}$$

3.4. Batasan kemampuan pembangkit yang berhubungan dengan *Prohibited Operating Zone* :

$$P_{imin} < \underline{P_i} < P_i < \overline{P_i} \max$$

$$\sum_i P_i = D + P_{loss}$$

3.5. Fungsi bahan bakar pada unit pembangkit berupa persamaan kuadratik :

$$F_i(P_i) = a_{ij} + b_{ij}P_i + c_{ij}P_i^2$$

4. Perhitungan biaya pembangkit

4.1. Jika biaya yang dihitung diperbaiki, maka perbaharui solusi terbaik, yaitu:

4.1.1. Memilih secara random satu elemen dalam individu dengan pelanggaran

4.1.2. $\sum_{i=1}^N \overline{P_i} \geq D + SR$ tidak terpenuhi maka tambah 1 (+1) untuk elemen yang terseleksi.

4.1.3. Jika $D \geq \sum_{i=1}^N \underline{P_i}$ tidak terpenuhi maka kurangi 1 (-1) untuk elemen yang terseleksi.

4.2. Jika biaya bahan bakar yang dihitung tidak diperbaiki maka langsung kelangkah berikutnya.

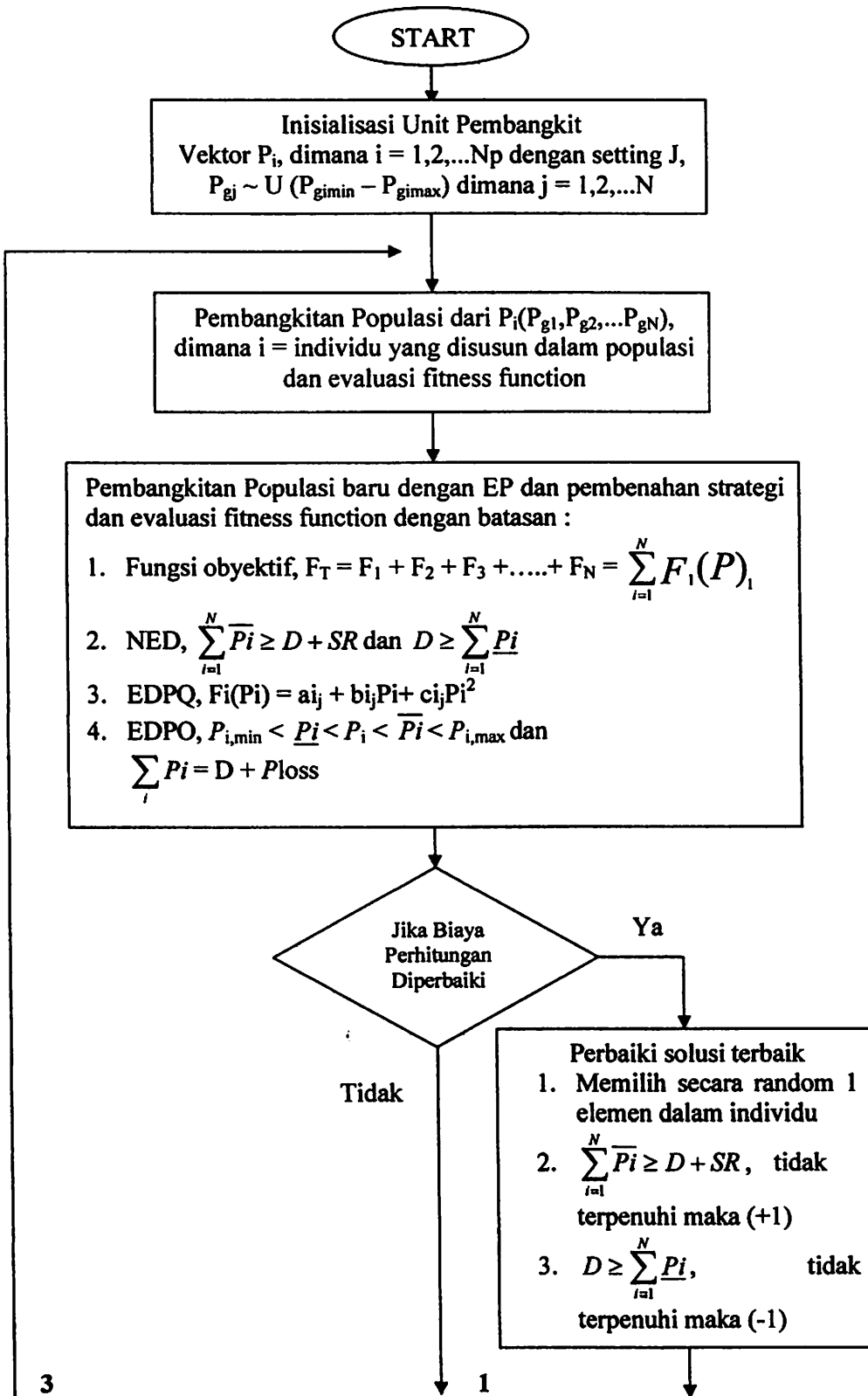
5. Pemilihan dan seleksi dengan Tabu Search (TS)

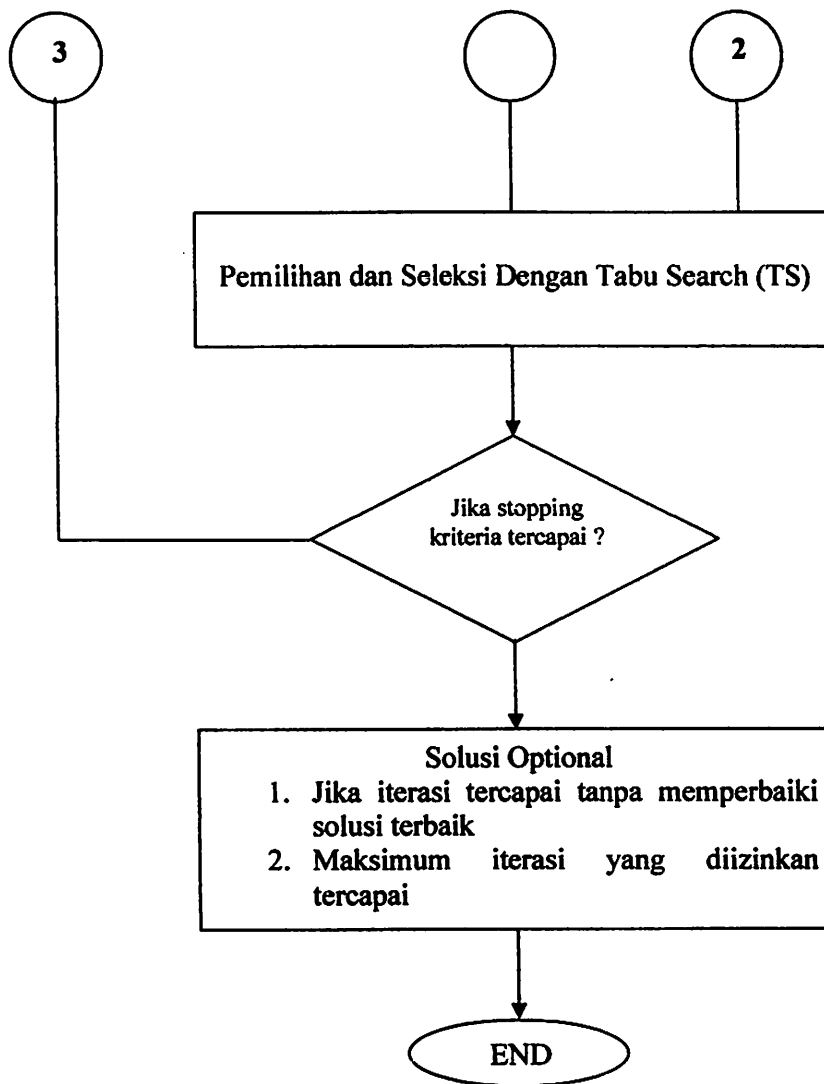
5.1. Jika stoping kriteria tercapai maka didapat solusi optimal, dengan syarat :

5.1.1. Jumlah iterasi tercapai tanpa memperbaiki solusi terbaik.

5.1.2. Maksimum iterasi yang diizinkan sudah tercapai.

5.2. Jika stoping kriteria tidak tercapai maka kembali ke langkah 2.





Gambar 4.1
Flowchart Algoritma NED dengan Metode Evolutionary Programming Dan Tabu Search

4.3 Data Unit-Unit Pembangkit Termal

Unit-unit pembangkit termal yang berada pada kawasan PT. Pembangkitan Jawa Bali berjumlah 37 unit pembangkit termal yang terdiri dari 5 blok pembangkit listrik tenaga gas dan uap, 11 unit pembangkit listrik tenaga uap, dan 5 unit pembangkit listrik tenaga gas. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.3, untuk bahan bakar berdasarkan statistik PLN tahun 2005 dimana dipakai nilai tukar Rp 9000 per satuan dolar amerika.

TABEL 4.1
DATA UNIT TERMAL PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas(MW)		Koefisien Bahan Bakar		
			Min.	Maks.	a	b	c
1	PLTU Paiton 1	Coal	225	370	3244978	11172.15	10.2971
2	PLTU Paiton 2	Coal	225	370	3244978	11172.15	10.2971
3	PLTGU Gresik GT 1.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
4	PLTGU Gresik GT 1.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
5	PLTGU Gresik GT 1.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
6	PLTGU Gresik ST 1.0	Gas	115	143	10936203	72527.004	368.875
7	PLTGU Gresik GT 2.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
8	PLTGU Gresik GT 2.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
9	PLTGU Gresik GT 2.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
10	PLTGU Gresik ST 2.0	Gas	115	143	10936203	72527.004	368.875
11	PLTGU Gresik GT 3.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
12	PLTGU Gresik GT 3.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
13	PLTGU Gresik GT 3.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
14	PLTGU Gresik ST 3.0	Gas	115	143	10936203	72527.004	368.875
15	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	1327126.7	217378.36	132.066
16	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	1327126.7	217378.36	132.066
17	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	5017369.5	169242.58	193.545
18	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	5017369.5	169242.58	193.545
19	PLTG Gresik 1	Gas	5	16	352707.3	350680.77	903.969
20	PLTG Gresik 2	Gas	5	16	352707.3	350680.77	903.969
21	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	687181.85	683240.97	1762.3893
22	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	687181.85	683240.97	1762.3892
23	PLTGU M. Karang GT 1.1	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
24	PLTGU M. Karang GT 1.2	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
25	PLTGU M. Karang GT 1.3	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
26	PLTGU M. Karang ST 1.0	Gas	110	150	11560815	53685.135	460.845
27	PLTGU M. Karang GT 1.1	HSD	72	138	14706521	433337.8	49.4605
28	PLTGU M. Karang GT 1.2	HSD	72	138	14706521	433337.8	49.4605
29	PLTGU M. Karang GT 1.3	HSD	72	138	14706521	433337.8	49.4605
30	PLTGU M. Karang GT 2.1	HSD	72	138	14706521	433337.8	49.4605
31	PLTGU M. Karang GT 2.2	HSD	72	138	14706521	433337.8	49.4605
32	PLTGU M. Karang ST 2.0	HSD	162	202	672630	144191.72	519.1757
33	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	2417820.7	473895.41	120.77935
34	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	2417820.7	473895.41	120.77935
35	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	2417820.7	473895.41	120.77935
36	PLTU M. Karang 4	Gas	90	165	2949187.5	205217.15	83.79
37	PLTU M. Karang 5	Gas	90	165	2949187.5	205217.15	83.79

Sumber: Data Penawaran PT. PJB, JL. Ketintang Baru 11 Surabaya 60231

Catatan: Harga Batubara 253 Rp/Kg Harga gas UP. Gresik 2,53 USS/MMBTU
 Harga MFO 1595,5 Rp/Liter Harga gas UP.M. Karang 2,45 USS/MMBTU
 Harga HSD 1595,5 Rp/Liter Nilai Tukar 9000 Rp/USD

Data total biaya pembangkitan PT. Pembangkitan Jawa Bali yang digunakan sebagai data pembanding dari metode kombinasi *Evolutionary Programming* dan *Tabu Search*, dimana a, b, dan c merupakan konstanta dari fungsi biaya bahan bakar yang telah didapat dari data PT. Pembangkitan Jawa Bali pada table 4.1. Untuk tiap unit dan diselesaikan mulai dari unit pertama sampai pada unit terakhir yang beroperasi tiap periode atau jam.

4.4 Aplikasi *Evolutionary Programming* dan *Tabu Search* Pada PT. PLN PJB

Perhitungan dan analisa dari metode kombinasi *Evolutionary programming* dan *Tabu search* dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa Bali pada tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005. analisa data dilakukan untuk waktu tiga hari tersebut, karena dapat mewakili karakteristik kurva yang berlainan dengan keterangan sebagai berikut:

- Tanggal 27 Juli 2005 adalah hari rabu, merupakan beban hari kerja
- Tanggal 30 Juli 2005 adalah hari sabtu, merupakan beban pada hari setengah penuh
- Tanggal 31 Juli 2005 adalah hari minggu, merupakan beban pada hari libur

Berdasarkan data unit termal yang terdapat pada PT. Pembangkitan Jawa Bali pada sistem tenaga listrik pada table 4.1, ternyata pada saat dilakukan pengambilan data, semua unit pembangkit termal dalam kondisi siap beroperasi. Maka *input* data unit pembangkit termal dapat disusun pada unit pembangkit thermal yang siap beroperasi pada tanggal 27,30, dan 31 Juli 2005, karena program komputer ini hanya untuk menghitung unit pembangkit yang siap beroperasi menjadi 18 unit dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2
Unit Thermal Yang Siap Beroperasi

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas(MW)		Koefisien Bahan Bakar		
			Min.	Maks.	A	b	c
1	PLTU Paiton 1	Coal	225	370	3244978	11172.15	10.2971
2	PLTU Paiton 2	Coal	225	370	3244978	11172.15	10.2971
3	PLTGU Gresik GT 1.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
4	PLTGU Gresik GT 1.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
5	PLTGU Gresik GT 1.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
6	PLTGU Gresik ST 1.0	Gas	115	143	10936203	72527.004	368.875
7	PLTGU Gresik GT 2.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
8	PLTGU Gresik GT 2.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
9	PLTGU Gresik GT 3.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
10	PLTGU Gresik GT 3.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
11	PLTGU Gresik GT 3.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.55	34.155
12	PLTGU Gresik ST 3.0	Gas	115	143	10936203	72527.004	368.875
13	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	1327126.7	217378.36	132.066
14	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	1327126.7	217378.36	132.066
15	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	5017369.5	169242.58	193.545
16	PLTGU M. Karang GT 1.1	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
17	PLTGU M. Karang GT 1.2	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
18	PLTGU M. Karang GT 1.3	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045

Data beban harian sistem yang diperoleh dari PT. Pembangkitan Jawa Bali, terdapat data hasil perhitungan mengenai jumlah total pembangkitan, beban total, dan cadangan berputar tiap jam dalam tiap-tiap area. Data-data ini tidak dipakai dalam skripsi ini, karena data tersebut menyangkut sistem secara keseluruhan dalam satu area. Dalam satu area terdapat lebih dari satu perusahaan penyedia energi listrik, seperti PT. Pembangkitan Jawa Bali dan PT Indonesia Power serta perusahaan milik swasta yang terdapat pada area IV.

Model perhitungan yang digunakan dalam melakukan perhitungan optimalisasi penjadwalan unit-unit pembangkit termal baik PLTU, PLTG, ataupun PLTGU dapat menggunakan karakteristik tiap unit termal, meskipun karakteristik tiap blok saling tergantung antara unit gas(gas turbin) atau GT dan unit uap(steam turbin) atau ST sehingga sering disebut *combined cycle*. Untuk memudahkan perhitungan total biaya operasi, dilakukan menggunakan pendekatan per unit termal.

PT. Pembangkitan Jawa Bali tidak memiliki dasar yang pasti dalam menentukan besarnya cadangan berputar tiap periode jam, tetapi PT. PLN PJB menggunakan asumsi bahwa nilai cadangan berputar diambil dari daya terpasang terbesar dari unit pembangkit yang mengalami gagal operasi. Dalam hal ini PT. Pembangkitan Jawa Bali daya terpasang terbesar adalah unit pembangkit PLTU Paiton yang memiliki daya terpasang sebesar 400 MW sebagai nilai cadangan berputar tiap periode jamnya.

4.5 Beban Sistem

Dalam wilayah Pembangkitan Jawa-Bali, pembangkit-pembangkit yang ada dikoordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali (PJB). Proses Economic Dispatch dengan metode Evolutionary Programming (EP) dan Tabu Search (TS) bertujuan untuk membuat rencana operasi yang optimum 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 thermal dan beban yang ditanggung oleh PT. PLN PJB sebagai bahan perbandingan, sedangkan kombinasi penjadwalan dan daya output pembangkit tenaga listrik dalam sistem PT. PLN PJB tanggal 27, 30 dan 31 Juli 2005 terdapat pada lampiran. Untuk beban sistem terdapat pada tabel 4.5. (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit thermal saja).

Tabel 4.3
Data Beban Unit Pembangkit Thermal pada PT. PLN PJB

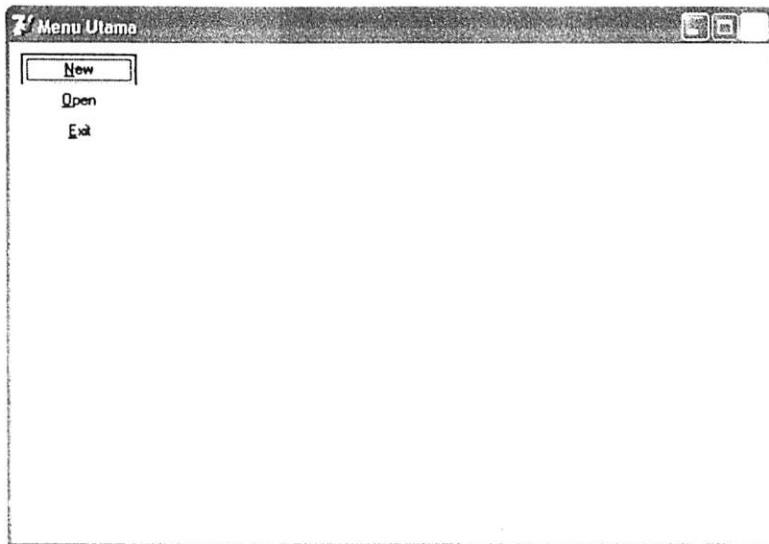
JAM	Rabu 27 Juli 2005		Sabtu 30 Juli 2005		Minggu 31 Juli 2005	
	Beban Sistem	Cadangan Berputar	Beban Sistem	Cadangan Berputar	Beban Sistem	Cadangan Berputar
01.00	2300	400	2525	400	2275	400
02.00	2175	400	2300	400	1755	400
03.00	2090	400	2170	400	1755	400
04.00	2090	400	2170	400	1740	400
05.00	2240	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	2934	400	2924	400
21.00	2951	400	2914	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 Tampilan Program Komputer Dengan Metode *Evolutionary Programming*

(EP) dan Tabu Search (TS)

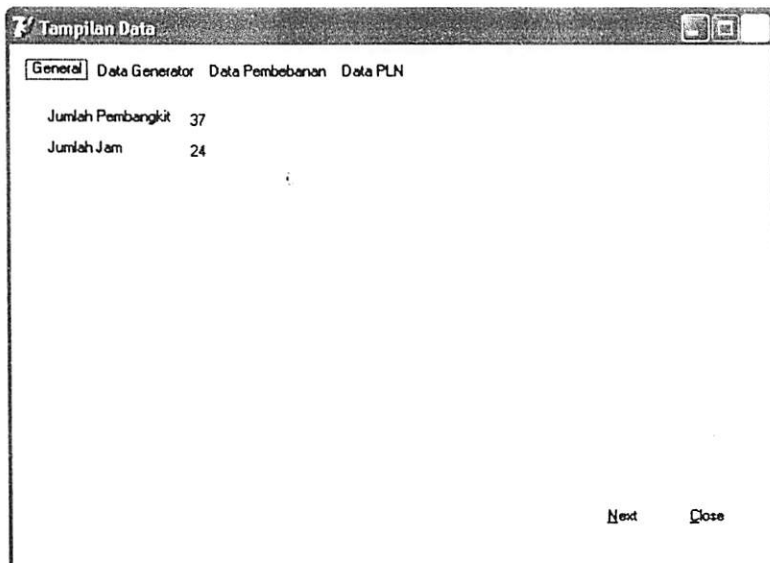
Tampilan program komputer yang telah dibuat ini hasil perhitungan biaya operasi yang optimal, sedangkan tampilan utama dari program ini dapat dilihat pada gambar 4.1. di bawah ini :

Kemudian tekan tombol buka data untuk membuka file yang tersimpan.



Gambar 4.2
Tampilan Program Menu Utama

Tekan tombol General, kemudian masukan inputan data dengan jumlah pembangkit 37 buah dan jumlah lama waktu perhitungan 24 jam (sebelum optimasi)



Gambar 4.3
Tampilan Input Data Pembangkit (Sebelum Optimasi)

Tekan tombol Data Generator untuk melihat Data Generator pada tiap unit pembangkit kondisi awal (Sebelum Optimasi).

The screenshot shows a window titled 'Tampilan Data' with tabs for 'General', 'Data Generator', 'Data Pembebanan', and 'Data PLN'. The 'Data Generator' tab is active, displaying a table with 14 rows of generator data. The columns are Gen, Nama, Pmax, Pmin, a0, a1, a2, and Tup. The data is as follows:

Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tup
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 Gresik GT 1.1	102	53	467532.4	217963.5	34.155	36
4	PLTGU Gresik GT 1.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
5	PLTGU Gresik GT 1.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
6	PLTGU Gresik ST 1.0	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36
7	PLTGU Gresik GT 2.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
8	PLTGU Gresik GT 2.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
9	PLTGU Gresik GT 2.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
10	PLTGU Gresik ST 1.0	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36
11	PLTGU Gresik GT 3.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
12	PLTGU Gresik GT 3.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
13	PLTGU Gresik GT 3.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
14	PLTGU Gresik ST 1.0	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36

GAMBAR 4.4
Tampilan Data Generator (Sebelum Optimasi)

Tekan tombol Data pembebanan untuk melihat Data pembebanan pada kondisi awal (Sebelum Optimasi).

The screenshot shows the same 'Tampilan Data' window, but with the 'Data Pembebanan' tab selected. It displays a table with 14 rows of load data. The columns are Load and Res. The data is as follows:

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

GAMBAR 4.5
Tampilan Data Pembebanan (Sebelum Optimasi)

Tekan tombol Data PT.PLN PJB untuk melihat Data PT.PLN.PJB pada kondisi awal (sebelum optimasi).

General	Data Generator							Data PLN	
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jc	
Gen 1	360	360	360	360	360	360	310	36	
Gen 2	360	360	360	360	360	360	310	36	
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	24	
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	24	

GAMBAR 4.6
Tampilan Data PT PLN PJB (Sebelum Optimasi)

Kemudian Tekan Tombol Next Untuk Melanjutkan Program, Masukan Parameter yang diperlukan untuk proses komputasi. Untuk proses komputasi diperlukan software Delphi 7.0, kemudian dieksekusi dengan menggunakan komputer berspesifikasi Intel Pentium IV 2.0 GHz dengan RAM 256 Mb. Perhitungan dimulai pada jam 01:00 – 24:00.

Parameter	Daya Gen	Grafik	Parameter Objective Function
Parameter IA			Pinsky Generator 1000000
Jumlah Generasi	100		Pih Jam ke Berapa
Jumlah Populasi	50		1
Probabilitas Crossover	0.75		<input type="button" value="Use Default"/>
Probabilitas Mutasi	0.001		
Jumlah Pembangkit	37		
Jumlah List Tabu	10		
Increment	1		
Alpha	0.3		
Delta Alpha	0.01		
Beta	0.3		
Delta Beta	0.01		
Konstanta Ka	10000000		

GAMBAR 4.7
Tampilan Inputan Parameter EPTS

Dimana:

- *Jumlah tabu list* menunjukkan banyaknya daftar yang digunakan dalam menyimpan hasil perhitungan dari solusi-solusi terbaik yang pernah ditemukan untuk disimpan sementara kemudian dengan ditemukan solusi yang baru dilakukan seleksi apakah hasil solusi terkini lebih baik dari solusi yang pernah ada dalam daftar. Apabila solusi terkini lebih baik dari solusi yang ada dalam daftar, maka solusi yang lama akan diganti dengan solusi baru yang lebih baik.
- *Jumlah generasi* Merupakan jumlah perulangan (iterasi) dilakukannya rekombinasi dan seleksi. Jumlah generasi ini mempengaruhi kestabilan output dan lama iterasi. Jumlah generasi yang besar dapat mengarahkan kearah solusi yang optimal, namun akan membutuhkan waktu yang lama. Sedangkan jika jumlah generasinya terlalu sedikit maka solusi akan terjebak pada *local optimum solution*
- *Jumlah Populasi* merupakan banyaknya populasi yang digunakan dalam melakukan pencarian solusi. Jumlah populasi dalam program dapat ditentukan, yaitu populasi awal dari solusi *parent M* yang dibangkitkan secara acak yang masing-masing populasi dari *parent* dihitung fungsi objektifnya sesuai besarnya populasi. Kemudian membentuk *offspring* dari *parent* yang layak dengan melakukan mutasi dan menambah variable acak gaussian. Sehingga sebelum dilakukannya seleksi dan kompetisi jumlah populasi adalah $(2M + 1)$. Pada jurnal jumlah populasi ditentukan besarnya 50 populasi.

Perbandingan hasil perhitungan antara sebelum komputasi program dan setelah komputasi adalah sebagai berikut:

No	P IAI (kW)	P PLN (kW)	Cost IAI (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)
1		360	45,736,372	44,795,874	-940,498
2	369	360	45,838,464	44,795,874	-1,042,590
3	432	300	60,733,169	61,136,995	-19,596,175
4	478	300	87,680,463	61,136,995	-26,543,469
5	47	50	11,730,264	12,526,212	795,947
6	45	50	11,303,072	12,526,212	1,223,140
7	97	90	23,295,148	21,816,918	-1,478,230
8	51	95	16,403,868	25,900,936	9,497,069
9	180	425	28,261,473	70,887,905	42,626,432
10	45	50	24,835,685	27,410,530	2,574,845
11	45	50	23,756,460	26,414,539	2,658,079
12	47	50	24,765,944	26,414,539	1,648,595
13	97	120	23,573,268	28,780,952	5,207,683

Biaya IAI 447,913,651 Biaya PLN 464,544,480 Selisih 16,630,829

GAMBAR 4.8
Hasil Optimasi Program Economic Dispatch Menggunakan Metode
Evolutionary Programming Dan Tabu Search

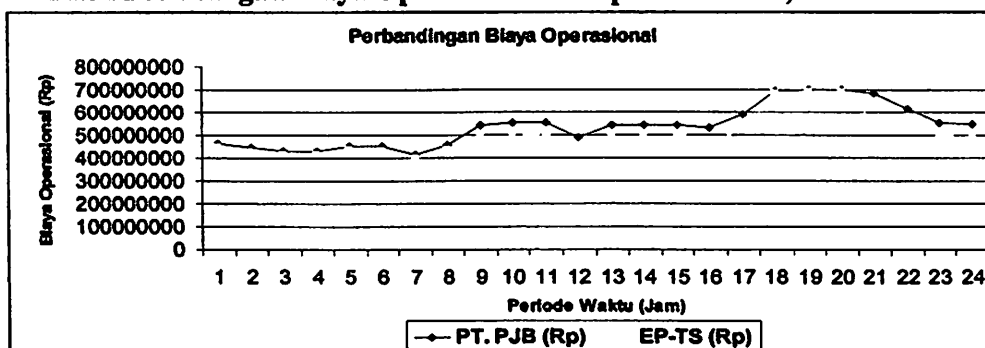
4.8. Perbandingan Biaya Operasional Per Jam PT. PJB Dengan Metode *Evolutionary Programming (EP) dan Tabu Search (TS)*

Setelah mendapatkan hasil yang paling optimal seperti pada penjelasan diatas, maka dilanjutkan dengan melakukan perhitungan total biaya operasi unit-unit pembangkit tiap periode jamnya dan perhitungan biaya operasi dalam system PT. Pembangkitan Jawa Bali sebagai perbandingan yang diperoleh dari hasil perhitungan fungsi objektif dengan memperhatikan data pembebanan harian pada PT Pembangkitan Jawa Bali. Hasil perhitungan biaya operasi untuk periode tiap jam dapat dilihat pada table sebagai berikut :

Tabel 4.4.
Perbandingan Biaya Operasional Per Jam PT. PJB Dengan Metode
Evolutionary Programming dan Tabu Search Rabu, 27 Juli 2005

Jam	PT. PJB (Rupiah)	EP-TS (Rupiah)
1	464,544,480	445,503,495
2	445.152.537	426,838,053
3	429.890.280	414,976,716
4	429.890.280	413,834,975
5	454.392.306	437,011,295
6	450.703.396	432,769,178
7	418.029.154	399,242,710
8	457.160.966	437,757,879
9	544.211.424	494,892,040
10	551.612.015	494,892,040
11	551.612.015	506,506,292
12	490.355.878	451,795,583
13	543.875.979	503,344,936
14	543.875.979	503,276,696
15	543.875.979	503,133,850
16	529.091.873	480,061,093
17	589.448.318	516,565,688
18	695.328.855	684,476,477
19	701.267.068	687,906,854
20	701.267.068	689,001,871
21	686.841.778	562,405,844
22	617.098.701	563,072,439
23	550.541.913	501,126,049
24	545.855.172	496,925,690

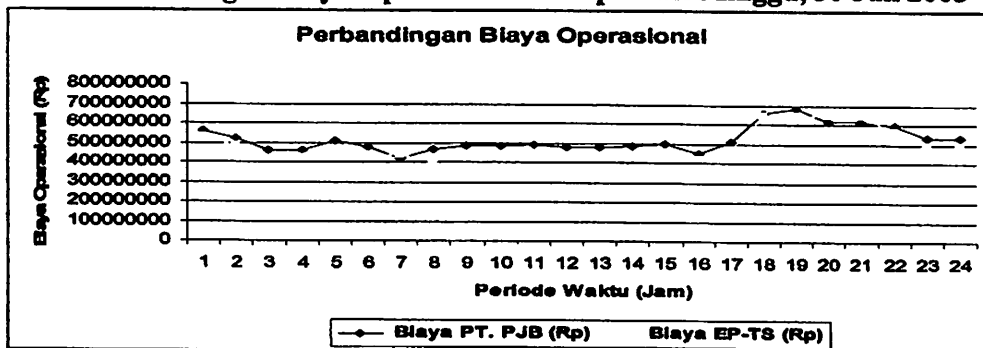
Grafik 4.1
Hasil Perhitungan Biaya Operasi Setelah Optimasi Rabu, 27 Juli 2005



Tabel 4.5
Perbandingan Biaya Operasional Per Jam PT. PJB Dengan Metode
Evolutionary Programming dan Tabu Search Sabtu, 30 Juli 2005

Jam	PT. PJB (Rupiah)	EP-TS (Rupiah)
1	557.999.434	529,165,351
2	521.082.098	484,921,888
3	463.252.271	421,193,400
4	463.252.271	425,878,387
5	511.051.655	425,878,387
6	480.480.842	435,929,199
7	415.960.396	435,929,199
8	463.695.520	406,302,071
9	485.695.688	426,868,945
10	485.695.688	424,580,583
11	488.646.361	427,487,582
12	480.761.644	422,515,788
13	475.889.427	420,292,937
14	485.695.688	425,420,142
15	496.779.498	434,600,591
16	446.741.843	416,067,057
17	509.496.798	472,449,866
18	652.594.714	640,768,820
19	679.961.226	640,768,820
20	614.043.893	640,768,820
21	611.659.312	640,768,820
22	592.417.896	562,522,993
23	535.757.812	491,561,527
24	531.071.071	476,838,395

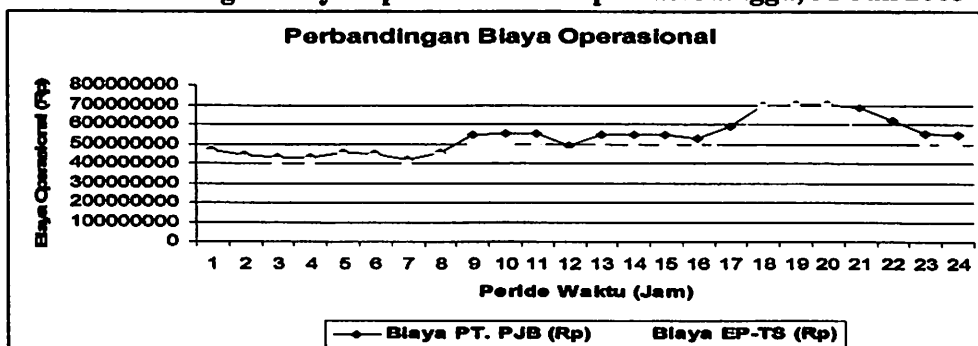
Grafik 4.2
Hasil Perhitungan Biaya Operasi Setelah Optimasi Minggu, 30 Juli 2005



Tabel 4.6
Perbandingan Biaya Operasional Per Jam PT. PJB Dengan Metode
***Evolutionary Programming dan Tabu Search* Minggu, 31 Juli 2005**

Jam	PT. PJB (Rupiah)	EP-TS (Rupiah)
1	490.175.431	441,957,101
2	374.418.793	362,970,111
3	374.418.793	363,087,033
4	371.102.379	360,855,439
5	427.417.757	383,765,818
6	438.501.567	395,236,456
7	370.992.261	395,236,456
8	365.065.255	338,539,664
9	372.448.770	344,589,191
10	403.012.550	352,330,708
11	395.629.036	346,284,229
12	388.245.522	340,378,496
13	388.245.522	339,762,314
14	388.245.522	339,944,064
15	388.245.522	340,355,886
16	388.245.522	339,561,455
17	398.447.105	361,065,481
18	585.092.495	547,048,063
19	625.067.195	603,165,112
20	624.322.126	602,587,801
21	621.344.129	598,084,403
22	572.596.233	522,793,152
23	478.673.520	449,946,723
24	549.055.664	433,056,978

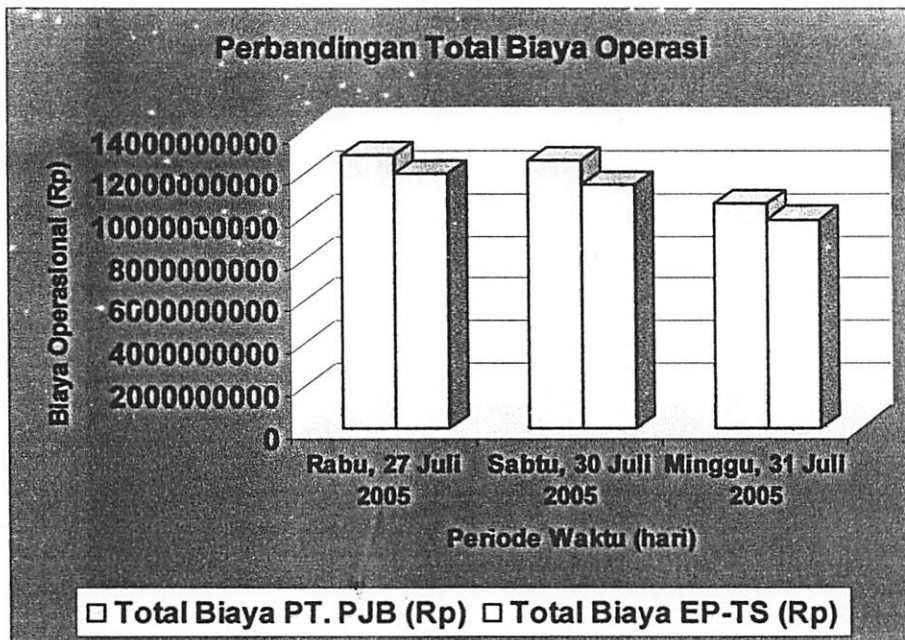
Grafik 4.3
Hasil Perhitungan Biaya Operasi Setelah Optimasi Minggu, 31 Juli 2005



Tabel 4.7.
Perbandingan Total Biaya Optimasi Biaya Operasional Per Jam PT. PJB
Dengan Metode *Evolutionary Programming* dan *Tabu Search*

Periode Waktu (24 jam)	Total Biaya PT. PJB (Rupiah)	Total Biaya EP- TS (Rupiah)
Rabu, 27 Juli 2005	12.935.923.415	12,047,317,743
Sabtu, 30 Juli 2005	12.668.950.170	11,529,479,568
Minggu, 31 Juli 2005	10.689.004.675	9,902,602,134

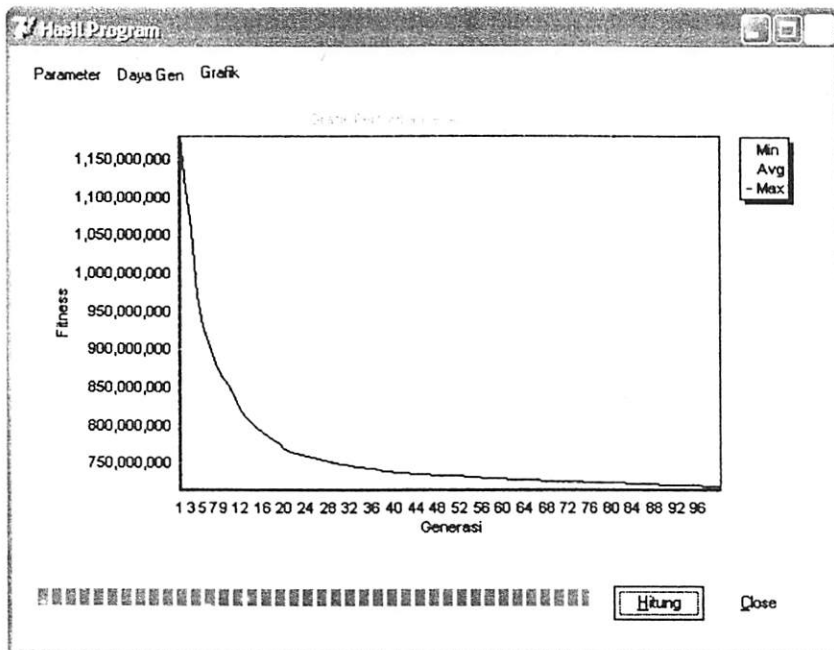
Grafik 4.4
Perbandingan Total Biaya Optimasi Biaya Operasional Per Jam PT. PJB
Dengan Metode *Evolutionary Programming* dan *Tabu Search*



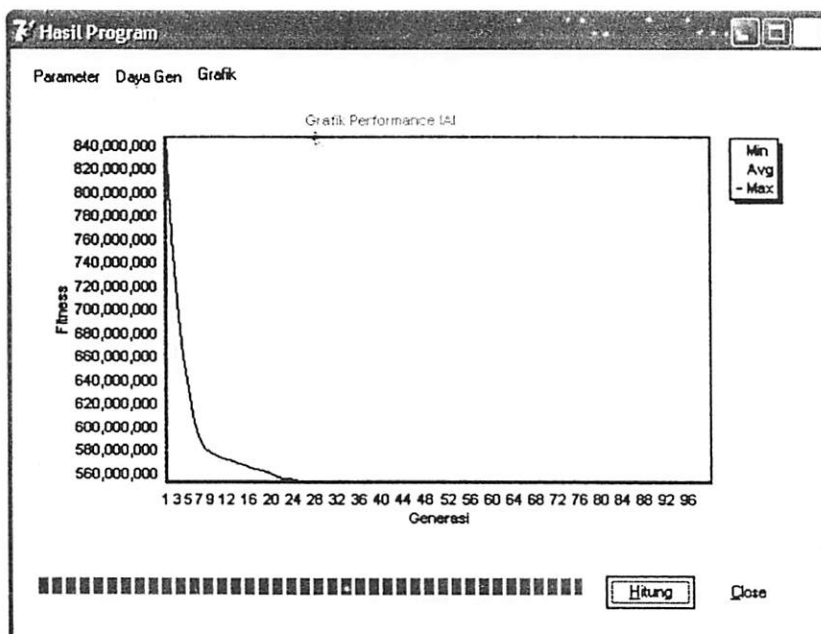
Tabel 4.9 menunjukkan bahwa dengan menggunakan metode *Kombinasi Evolutionary Programming dan Tabu Search* terdapat pengurangan total biaya operasional pembangkitan dalam tiap periode 24 jam (1 hari). Hal ini berarti bahwa proses pemrograman menyebabkan pengurangan biaya operasi pembangkit yang cukup besar di banding dengan biaya operasi PT. PJB. Bila total biaya operasi setiap satu hari dihitung untuk kedua cara untuk *Kombinasi Evolutionary Programming dan Tabu Search* dan PT. PJB dapat dilihat pada grafik berikut :

4.9. Tampilan Grafik Hasil Program

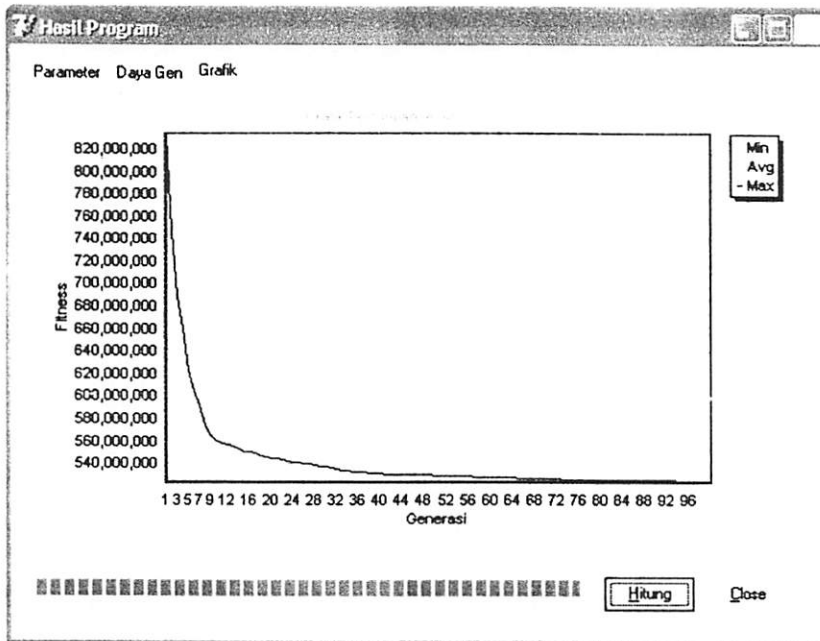
Grafik 4.5
Grafik Biaya PT. PJB dan Metode *Evolutionary Programming (EP)* dan *Tabu Search (TS)* Pada Rabu, 27 Juli 2005



Grafik 4.6
Grafik Biaya PT. PJB dan Metode *Evolutionary Programming (EP)* dan *Tabu Search (TS)* Pada Sabtu, 30 Juli 2005



Grafik 4.7
Grafik Biaya PT. PJB dan *Evolutionary Programming*(EP) dan *Tabu Search* (TS) Pada Minggu, 31 Juli 2005



4.10. Uji Validasi Program Pada IEEE Test Sistem

Pengujian validasi program dilakukan dengan menggunakan jurnal Min Lin-Whei Sheng Cheng-Fu and Tong Tsay-Ming, "Nonconvex Economic Dispatch By Integrated Artificial Intelligence", IEEE Trans. On Power System, Vol.16, No.2, May 2001. yang digunakan sebagai data validasi program. Dalam jurnal skripsi ini, data yang diacu digunakan sebagai masukan untuk uji validasi metode kombinasi *Evolutionary programming* dan *Tabu Search* sehingga dapat menghasilkan keluaran suatu output yang berupa Economic Dispatch dengan total biaya pembangkitan yang serupa mendekati jurnal yang menyuplai 15 unit pembangkit selama 15 jam, yaitu data karakteristik pembangkit dan Prohibited Operating Zone.

Tabel 4.8
Data Karakteristik Pembangkit

Unit	Pmin	Pmax	a0	a1	a2	Up Time	Down Time
1	150	455	671	10.1	0.000299	80	120
2	150	455	574	10.2	0.000183	80	120
3	20	130	374	8.8	0.001126	130	130
4	20	130	374	8.8	0.001126	130	130
5	150	470	461	10.4	0.000205	80	130
6	135	460	630	10.1	0.000301	80	120
7	135	465	548	9.8	0.000364	80	120
8	60	300	227	11.2	0.000338	65	100
9	25	162	173	11.2	0.000807	60	100
12	25	160	175	10.2	0.001203	60	100
11	20	80	186	9.9	0.003586	80	80
12	20	80	230	13.1	0.005513	80	80
13	25	85	225	12.1	0.000371	80	80
14	15	55	309	12.1	0.001929	55	55
15	15	55	323	12.4	0.004447	55	55

Tabel 4.9
Data Prohibited Operating Zones

Unit	Zone 1	Zone 2	Zone 3
2	[185 225]	[305 335]	[420 450]
5	[180 200]	[305 335]	[390 420]
6	[230 255]	[365 395]	[430 455]
12	[30 55]	[65 75]	None

Gambar 4.9

Tampilan Software EP-TS Data Jurnal Dengan Beban Sistem 2650 MW

Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tmp
1	Unit 1	450	150	671	10.1	0.000239	80
2	Unit 2	450	150	574	10.2	0.000163	80
3	Unit 3	130	20	374	8.8	0.001126	130
4	Unit 4	130	20	374	8.8	0.001126	130
5	Unit 5	470	150	461	10.4	0.000205	80
6	Unit 6	460	135	630	10.1	0.000301	80
7	Unit 7	465	135	548	9.8	0.000364	80
8	Unit 8	300	60	227	11.2	0.000338	65
9	Unit 9	162	25	173	11.2	0.000807	60
10	Unit 10	160	25	175	10.7	0.001203	60
11	Unit 11	80	20	186	10.2	0.003586	80
12	Unit 12	80	20	230	9.9	0.005513	80
13	Unit 13	65	25	225	13.1	0.000371	80
14	Unit 14	65	15	200	12.1	0.000290	80

Gambar 4.10
Data Jurnal Dengan Beban Sistem 2650 MW dan Cadangan Berputar 200 MW

	Load	Res
1	2650	200
2	2650	200
3	2650	200
4	2650	200
5	2650	200
6	2650	200
7	2650	200
8	2650	200
9	2650	200
10	2650	200
11	2650	200
12	2650	200
13	2650	200
14	2650	200
15	2650	200

Gambar 4.11
Tampilan Parameter Validasi

Parameter IA		Parameter Objective Function	
Jumlah Generasi	100	Penalty Generator	1000000
Jumlah Populasi	50	Pilih Jam ke Berapa	1
Probabilitas Crossover	1.25		
Probabilitas Mutasi	0.001		
Jumlah Pembangkit	15		
Jumlah List Tabu	7		
Increment	1		
Alpha	0.5		
Delta Alpha	0.006		
Betha	0.5		
Delta Betha	0.005		
Konstanta Ka	100000000		

Gambar 4.12
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Program

No	P IAI (kW)	P PLN (kW)	Cost IAI (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)	
1	110	0	5,168	671	-4,497	
2	433	0	5,029	574	-4,455	
3	129	0	1,524	374	-1,150	
4	129	0	1,526	374	-1,152	
5	326	0	3,869	461	-3,408	
6	428	0	5,006	630	-4,376	
7	462	0	5,150	548	-4,602	
8	60	0	900	227	-673	
9	25	0	454	173	-280	
10	29	0	483	175	-308	
11	53	0	740	186	-554	
12	80	0	1,057	230	-827	
13	25	0	553	225	-328	
14	17	0	521	309	-212	
15	15	0	510	323	-187	
Biaya IAI		32,491	Biaya PLN		5,480	
					Selisih	-27,011

Dari hasil pengujian disini dapat dilihat bahwa program tersebut layak digunakan, karena dari hasil perhitungan program tersebut mendekati hasil yang ada di jurnal Min Lin-Whei Sheng Cheng-Fu and Tong Tsay-Ming, “**Nonconvex Economic Dispatch By Integrated Artificial Intelligence**”, IEEE Trans. On Power System, Vol.16, No.2, May 2001. dengan menghasilkan biaya total USD 32507.5. Pada tampilan tersebut dapat dilihat bahwa hasil perhitungan dari metode kombinasi *Evolutionary Programming* dan *Tabu Search* mendekati yang ada di jurnal Min Lin-Whei Sheng Cheng-Fu and Tong Tsay-Ming, “**Nonconvex Economic Dispatch By Integrated Artificial Intelligence**”, IEEE Trans. On Power System, Vol.16, No.2, May 2001, yaitu USD 32491.0, dengan selisih biaya sebesar USD 16.0 (0,95%). Sehingga program tersebut layak digunakan.

BAB V

KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan

Pada analisa program komputer dengan menggunakan software Borland Delphi 8.0 yang dijalankan pada computer AMD Athlon XP 2,4 GHz dengan memory 256 MHz dan hasil perhitungan terhadap penggunaan metode kombinasi *Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS)* untuk menyelesaikan masalah Economic Dispatch pembangkit thermal pada PT. Pembangkit Jawa – Bali (PT. PJB) tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005, dengan tujuan untuk menentukan biaya bahan bakar optimal dari tiap – tiap unit pembangkit dan meningkatkan kinerja perhitungan pengoptimalan bahan bakar dengan cepat dan akurat. maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Dengan menggunakan Economic Dispatch atau pembagian pembebanan dengan metode *Evolutionary Programing (EP) dan Tabu Search (TS)* didapatkan biaya operasional pembangkit yang optimum,
 - a. Tanggal 27 Juli 2007 yaitu sebesar Rp. 12.935.923.415,- sebelum optimasi dan Rp. 12.047.317.743,- untuk perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih biaya antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 888.605.672,- (Optimasi \pm 17 %).
 - b. Tanggal 30 Juli 2007 yaitu sebesar Rp. 12.668.950.170,- sebelum optimasi dan Rp. 11.529.479.568,- untuk perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih biaya antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 1.139.470.602,- (Optimasi \pm 18 %).

- c. Pada tanggal 31 Juli 2005, total biaya operasional pada PT. Pembangkitan Jawa Bali (PT.PJB) sebesar Rp. 10.689.004.675,00 sedangkan total biaya hasil perhitungan operasional menggunakan metode kombinasi *Evolutionary Programming (EP)* dan *Tabu Search (TS)* sebesar Rp. 9,902,602,134.00 Sehingga terjadi penghematan biaya operasional sebesar Rp. 786.402.541,00 atau sebesar 20%

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan diatas, dapat dibuat saran yang berhubungan dengan skripsi ini yaitu:

- a. Metode kombinasi *Evolutionary Programming (EP)* dan *Tabu Search (TS)* dapat diterapkan pada PT. Pembangkitan Jawa Bali yang sudah terinterkoneksi Jawa sampai Bali, karena hasil perhitungan menunjukkan memberikan total biaya operasi pembangkitan yang lebih ekonomis atau lebih murah, kombinasi penjadwalan unit-unit pembangkit yang lebih efisien dengan lama waktu eksekusi yang singkat.

DAFTAR PUSTAKA

1. Min Lin-Whei Sheng Cheng-Fu and Tong Tsay-Ming, "Nonconvex Economic Dispatch By Integrated Artificial Intelligence", IEEE Trans. On Power System, Vol.16, No.2, May 2001.
2. A.J. Wood dan B.F. Wollenberg, "Power Generation Optimation and Control" Second Edition, John Wiley & Son, 1996
3. Djteng Mursadi, Ir., "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Balai Pustaka & Humas ISTN, 1990
4. Kusumadewi, Sri., "Artificial Inteligence", Graha Ilmu, Jakarta, 2003.
5. W.D. Stevenson, Jr, "Analisis Sistem Tenaga", Penerbit *Erlangga*.
6. Diklat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Elektrik II, ITN Malang, September 2000.

LAMPIRAN



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

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

1. Nama : EKO BUDHI SOEKAMTO
2. NIM : 99.12.181
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED)
DENGAN MENGGUNAKAN METODE
EVOLUTIONARY PROGRAMING (EP) DAN TABU
SEARCH (TS) PADA PEMBANGKIT THERMAL

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

Hari : Senin
Tanggal : 20 Maret 2006
Dengan Nilai : 77,25 (B+) *Bef*



Ketua
Ir. Mochtar Asroni, MSME
NIP.Y.101 18 10036

Panitia Ujian Skripsi

Sekretaris

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y.103 95 00274

Anggota Penguji

Penguji Pertama

Irrine Budi S, ST, MT
NIP.132 31 4400

Penguji Kedua

Ir. H. Taufik Hidayat, MT
NIP.Y.101 87 00151



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

LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

- 1. Nama** : **EKO BUDHI SOEKAMTO**
- 2. NIM** : **99.12.181**
- 3. Jurusan** : **TEKNIK ELEKTRO S-1**
- 4. Konsentrasi** : **TEKNIK ENERGI LISTRIK**
- 5. Judul Skripsi** : **NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED)
DENGAN MENGGUNAKAN METODE
EVOLUTIONARY PROGRAMING (EP) DAN
TABU SEARCH (TS) PADA PEMBANGKIT
THERMAL**
- 6. Tanggal Mengajukan Skripsi** : **16 Januari 2006**
- 7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi** : **16 Juni 2006**
- 8. Dosen Pembimbing** : **Ir. Choirul Saleh, MT**
- 9. Telah dievaluasi dengan nilai** : **85,0 (Delapan Puluh lima Koma Nol)**

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y. 103 95 00274

**Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing**

Ir. Choirul Saleh, MT
NIP. 101 880 190



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 : EKO BUDHI SOEKAMTO
2. NIM : 99.12.181
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : **NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED)
DENGAN MENGGUNAKAN METODE
EVOLUTIONARY PROGRAMING (EP) DAN TABU
SEARCH (TS) PADA PEMBANGKIT THERMAL**

Perbaikan meliputi:

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Kesimpulan ditambahkan nilai penghematan itu disebabkan oleh apa ?	
2.	Tujuan harus ditambahkan nilai penghematan itu disebabkan oleh apa ?	
3.	Tambahkan Daftar Beban Sebelum dan Sesudah Optimasi ?	
4.		
5.		

Anggota Penguji

Penguji Pertama

Irrine Budi S, ST, MT.
NIP.132 31 4400

Penguji Kedua

Ir.H. Taufik Hidayat, MT.
NIP.Y.101 87 00151

Dosen Pembimbing

Ir. Choirul Shaleh, MT
NIP. 101 880 190

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : EKO BUDHI SOEKAMTO
 Nim : 99.12.181
 Masa Bimbingan : 16 JANUARI 2006 – 16 JUNI 2006
 Judul Skripsi : NONCONVEX ECONOMIC DISPATCH (NED) DENGAN MENGGUNAKAN METODE EVOLUTIONARY PROGRAMING (EP) DAN TABU SEARCH (TS) PADA PEMBANGKIT THERMAL

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	18-01-06	Ace Bab I.	CS
2.	19-01-06	- perbaiki. Batas masalah. pembatasan.	CS
3.	21-01-06	Perbaiki Bab II. Sudah di koreksi.	CS
4.	23-01-06	Tambah pts Bab III formula. Yang di pake: 1/2, 1/3, 1/4.	CS
5.	27-01-06	Bab N. Analisis hasil dari komputerisasi sudah di lakukan.	CS
6.			
7.	29-01-06	Perbaiki ketidaktepatan.	CS
8.	10-02-06	Ace. Summary hasil	CS
9.	15-03-06	Ace. Matriks komputasi	CS
10.			

Malang, 2006
 Dosen Pembimbing,

(Ir. CHOIRUL SALEH, MT)
 NIP. 101880190



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

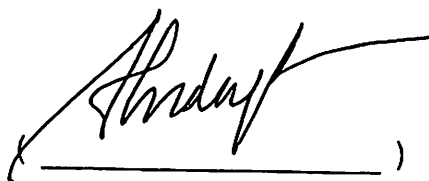
Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Janjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T. Energi Listrik / T. Elektronika, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

NAMA : Eko Budi Soekambo
NIM : 9912187
Perbaikan meliputi :

- Kesimpulan ditambahkan, nilai penghematan itu disebabkan apa?
Ujuran nya juga harus ditambahkan
- Tambahan ^{detail} ~~perubahan~~ sebelum dan sesudah optima

Malang,



Tabel 3
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT.PJB sebelum optimasi pada tanggal 30 Juli 2005

No	Unit	Pembebanan																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTGU Palton 1	370	350	350	370	370	316	316	360	370	370	370	360	360	360	350	360	370	370	370	370	370	370	370	370
2	PLTGU Palton 2	370	350	350	350	370	316	316	360	370	370	370	360	360	360	350	360	370	370	370	370	370	370	370	370
3	PLTGU Gresik GT 1.3	85	78	78	77	87	102	100	84	96	102	103	102	102	90	95	96	103	108	108	105	105	103	99	88
4	PLTGU Gresik ST 1.0	155	276	268	258	250	250	250	300	300	300	300	300	300	300	275	265	275	385	300	300	285	285	275	275
5	PLTGU Gresik GT 2.3	89	87	86	91	95	94	97	86	89	85	96	97	98	87	85	94	105	115	125	107	107	105	105	101
6	PLTGU Gresik GT 3.3	89	87	86	91	95	94	97	92	93	93	97	96	95	97	92	94	99	105	108	108	101	99	97	97
7	PLTGU Gresik ST 1.0	285	286	265	252	250	250	275	250	300	300	300	300	275	275	290	300	300	300	300	285	285	277	273	273
8	PLTU Gresik 1	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	85	85	85	75	75	75	75
9	PLTU Gresik 2	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	85	85	85	75	75	75	75
10	PLTU Gresik 3	90	90	90	90	90	90	90	135	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	155	155	134	130
11	PLTU Gresik 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	110	140	155	165	165	165	165	165	165	165
12	PLTGU M. Karang ST 1.0	435	410	410	410	425	410	410	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435
13	PLTGU M. Tawar ST 1.0	335	335	365	365	350	320	315	386	387	385	377	387	385	315	325	345	390	390	390	360	365	362	320	320
14	PLTU M. Karang 1	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	65	65	65	65
15	PLTU M. Karang 2	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	65	65	65	65
16	PLTU M. Karang 3	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	65	65	65	65
17	PLTU M. Karang 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	150	150	150	150	150	150	150
18	PLTU M. Karang 5	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	150	150	150	170	170	170	162	162	155	155

Tabel 4
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT.PJB setelah optimasi pada tanggal 13 Maret 30 Juli 2005

No	Unit	Pembebanan																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTGU Palton 1	358	353	353	353	359	354	353	359	353	359	359	359	359	359	354	353	353	370	370	370	370	359	359	353
2	PLTGU Palton 2	358	353	353	353	359	354	353	359	353	359	359	359	359	359	354	353	353	370	370	370	370	359	359	353
3	PLTGU Gresik GT 1.3	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	543	53	53
4	PLTGU Gresik ST 1.0	454	375	344	325	327	267	250	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
5	PLTGU Gresik GT 2.3	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	73	102	102	53	53	53	53
6	PLTGU Gresik GT 3.3	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	81	86	86	53	53	53	53
7	PLTGU Gresik ST 1.0	454	455	455	455	455	455	437	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
8	PLTU Gresik 1	82	82	82	82	82	82	82	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	85	85	85	43	43	43	43
9	PLTU Gresik 2	82	82	82	82	82	82	82	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	85	85	85	43	43	43	43
10	PLTU Gresik 3	93	90	90	90	90	90	90	175	175	175	121	126	127	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
11	PLTU Gresik 4	90	90	90	90	90	90	90	103	103	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
12	PLTGU M. Karang ST 1.0	463	463	463	463	463	463	462	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
13	PLTGU M. Tawar ST 1.0	200	195	199	199	200	199	199	199	200	200	200	200	200	200	199	199	199	202	202	202	202	200	200	199
14	PLTU M. Karang 1	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
15	PLTU M. Karang 2	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
16	PLTU M. Karang 3	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
17	PLTU M. Karang 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	165	165	165	90	90	90	90
18	PLTU M. Karang 5	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	115	123	114	90	90	90	90



**DATA PENAWARAN
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI
AGUSTUS 2002**

No.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS			LAMA WAKTU (JAM)				BIAYA START-UP (JUTA Rp)		KOEFSIEN BIAYA BAHAN BAKAR		
		Days Terpasang (MW)	MIN (MW)	MAX (MW)	MIN % UP TIME	MIN % DOWN TIME	COLD START-UP	HOT START-UP	COLD START-UP	HOT START-UP	CO	FO	NO
1	UP. PATON PLTU #1/2 (COAL)	2 x 400	225	370	72	48	17	4	682.98	149.88	3244978	111712.15	10.2971
2	UP. GRESIK												
	GT 1-9 OC (GAS)	9 x 112	53	102	38	10	1	0	7.82	0	5487532.4	217903.548	34.155
	CC - 1.1.1 (GAS)		115	143	38	10	3	1	57.68	31.48	10936203.3	72527.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)		164	314	38	10	3	2	65.5	39.28	11795770.8	152515.737	6.831
	CC - 3.3.1 (GAS)	3 x 528	250	400	38	10	3	2	73.32	47.1	17177480.3	145165.581	4.554
	PLTU # 1/2 (GAS)	100	43	85	48	10	9	1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.006
	PLTU # 3/4 (GAS)	200	90	175	48	10	9	2	229.5	92.52	5017389.5	169242.579	193.545
	PLTG GRESIK 1-3 (GAS)	3 x 20	5	16	3	1	1	0	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
	PLTG GILITIMUR 1-2 (HSD)	2 x 20	5	16	3	1	1	0	6.33	0	687181.85	683240.965	1782.3893
3	UP. MUARA KARANG												
	GT 1/2/3 - OC	3 x 107	50	95	36	10	1	0	7.35	0	5730705	202052.97	106.045
	CC - 1.1.1 (GAS)	153	110	150	36	10	3	1	54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	317	200	300	36	10	3	2	61.57	36.92	16010064	127208.655	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	508	300	465	36	10	3	2	68.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW GT 1/2 - OC (HSD)	2 x 140	72	138	36	10	0	0	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	202	36	10	3	1	118.08	64.4	872630	144191.717	519.1757
	MTW CC - 2.2.1 (HSD)	420	210	403	36	10	3	2	134.1	80.42	30123040	303208.82	11.64715
	MTW CC - 3.3.1 (HSD)	640	315	605	36	10	3	2	160.1	96.42	43043399	289609.995	7.6584
	PLTU # 1/2/3 (MFO)	3 x 100	44	85	48	10	6	1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
	PLTU # 4/5 (Gas)	2 x 200	90	165	48	10	11	2	215.34	89.29	2949187.5	265217.145	83.79

Catatan :

Harga Batubara
 Harga MFO
 Harga HSD
 Harga Gas UP. Gresik
 Harga Gas UP. M.Karang
 Nilai Tukar

253 Rp/Kg
 1595.5 Rp/liter
 1595.5 Rp/liter
 2.53 US\$/MMBTU
 2.45 US\$/MMBTU
 9000 Rp/USD



**DATA PENAWARAN
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI
AGUSTUS 2002**

No.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS			LAMA WAKTU (JAM)				BIAYA START UP (JUTA Rp)		KOEFSIEN BIAYA BAHAN BAKAR		
		Daya Terpasang (MW)	MIN (MW)	MAX (MW)	MIN UP TIME#	MIN DOWN TIME	COLD START UP#	HOT START UP#	COLD START UP#	HOT START UP#			
1	UP. PATON PLTU #1/2 (COAL)	2 x 400	225	370	72	48	17	4	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2	UP. GRESIK												
	GT 1-9 OC (GAS)	9 x 112	53	102	36	10	1	0	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
	CC - 1.1.1 (GAS)		115	143	36	10	3	1	57.68	31.46	10938203.3	72527.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)		164	314	36	10	3	2	65.5	39.28	11795770.8	152515.737	6.831
	CC - 3.3.1 (GAS)	3 x 528	250	480	36	10	3	2	73.32	47.1	17177480.3	145165.581	4.554
	PLTU # 1/2 (GAS)	100	43	85	48	10	9	1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
	PLTU # 3/4 (GAS)	200	90	175	48	10	9	2	229.5	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
	PLTG GRESIK 1-3 (GAS)	3 x 20	5	16	3	1	1	0	6.13	0	352707.3	350600.77	903.969
	PLTG GILTIMUR 1-2 (HSD)	2 x 20	5	16	3	1	1	0	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3893
3	UP. MUARA KARANG												
	GT 1/2/3 - OC	3 x 107	50	95	36	10	1	0	7.35	0	5730795	202052.97	106.045
	CC - 1.1.1 (GAS)	153	110	150	36	10	3	1	54.22	29.87	11560815	53605.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	317	200	300	36	10	3	2	61.57	36.92	16010064	127208.655	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	508	300	465	36	10	3	2	68.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW GT 1/2 - OC (HSD)	2 x 140	72	138	36	10	0	0	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	202	36	10	3	1	118.00	64.4	672630	144191.717	519.1757
	MTW CC - 2.2.1 (HSD)	420	210	403	36	10	3	2	134.1	80.42	30123040	303208.82	11.64715
	MTW CC - 3.3.1 (HSD)	640	315	605	36	10	3	2	160.1	96.42	43043399	288609.995	7.6584
	PLTU # 1/2/3 (MFO)	3 x 100	44	85	48	10	6	1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
	PLTU # 4/5 (Gas)	2 x 200	90	165	48	10	11	2	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Catatan :

Harga Batubara
Harga MFO
Harga HSD
Harga Gas UP, Gresik
Harga Gas UP, M.Karang
Nilai Tukar

253 Rp/Kg
1595.5 Rp/liter
1595.5 Rp/liter
2.53 US\$/MMBTU
2.45 US\$/MMBTU
9000 Rp/JSC



**DATA PENAWARAN
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI
AGUSTUS 2002**

No.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS			LAMA WAKTU (JAM)				BIAYA START UP (JUTA Rp)		KOEFSIEN BIAYA BAHAN BAKAR		
		Daya Terpasang (MW)	MIN (MW)	MAX (MW)	MIN UP TIME	MIN DOWN TIME	COLD START UP	HOT START UP	COLD START UP	HOT START UP	CO	HI	LS
1	UP. PATON PLTU #1/2 (COAL)	2 x 400	225	370	72	48	17	4	682.98	149.60	3244976	111712.15	10.2971
2	UP. GRESIK												
	GT 1-9 OC (GAS)	9 x 112	53	102	36	10	1	0	7.82	0	5457532.4	217963.548	34.155
	CC - 1.1.1 (GAS)		115	143	36	10	3	1	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)		164	314	36	10	3	2	65.5	39.28	11795770.8	152515.737	6.831
	CC - 3.3.1 (GAS)	3 x 526	250	480	36	10	3	2	73.32	47.1	17177460.3	145185.581	4.554
	PLTU # 1/2 (GAS)	100	43	85	48	10	9	1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
	PLTU # 3/4 (GAS)	200	90	175	48	10	9	2	229.5	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
	PLTG GRESIK 1-3 (GAS)	3 x 20	5	18	3	1	1	0	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
	PLTG GILTIMUR 1-2 (HSD)	2 x 20	5	16	3	1	1	0	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3803
3	UP. MUARA KARANG												
	GT 1/2/3 - OC	3 x 107	50	95	36	10	1	0	7.35	0	5730795	202052.97	106.045
	CC - 1.1.1 (GAS)	153	110	150	36	10	3	1	54.22	29.87	11560815	53685.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	317	200	300	36	10	3	2	61.57	36.92	16010084	127208.655	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	508	300	465	36	10	3	2	68.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW GT 1/2 - OC (HSD)	2 x 140	72	138	36	10	0	0	0	0	14700521.25	433337.8	49.4605
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	202	36	10	3	1	118.06	64.4	672630	144191.717	519.1757
	MTW CC - 2.2.1 (HSD)	420	210	403	36	10	3	2	134.1	80.42	30123040	303208.82	11.84715
	MTW CC - 3.3.1 (HSD)	640	315	605	36	10	3	2	160.1	96.42	43043399	280609.995	7.6584
	PLTU # 1/2/3 (MFO)	3 x 100	44	85	48	10	6	1	122.58	31.06	2417820.7	473095.41	120.77935
	PLTU # 4/5 (Gas)	2 x 200	90	165	48	10	11	2	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Catatan :

Harga Batubara
Harga MFO
Harga HSD
Harga Gas UP, Gresik
Harga Gas UP, M.Karang
Nilai Tukar

253 Rp/Kg
1595.5 Rp/iter
1595.5 Rp/iter
2.53 US\$/MMBTU
2.45 US\$/MMBTU
9000 Rp/US\$

#PJB

DATA PENAWARAN
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI
AGUSTUS 2002

No	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS			LAMA WAKTU (JAM)				BIAYA START UP (JUTA Rp)		KOEFSIEN BIAYA BAHAN BAKAR		
		Daya Terpasang (MW)	MIN (MW)	MAX (MW)	MIN UP TIME	MIN DOWN TIME	COLD START UP	HOT START UP	COLD START UP	HOT START UP	a0	a1	a2
1	UP. PATON PLTU #1/2 (COAL)	2 x 400	225	370	72	48	17	4	682.90	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2	UP. GRESIK												
	GT 1-9 OC (GAS)	9 x 112	53	102	36	10	1	0	7.82	0	5467532.4	217983.548	34.155
	CC - 1.1.1 (GAS)		115	143	36	10	3	1	57.68	31.48	10938203.3	72527.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)		164	314	36	10	3	2	65.5	39.28	11795770.8	152515.737	6.831
	CC - 3.3.1 (GAS)	3 x 526	250	480	36	10	3	2	73.32	47.1	17177460.3	145185.581	4.554
	PLTU # 1/2 (GAS)	100	43	85	48	10	9	1	143.74	40.59	1327126.08	217378.359	132.066
	PLTU # 3/4 (GAS)	200	90	175	48	10	9	2	229.5	92.52	5017369.5	189242.579	193.545
	PLTG GRESIK 1-3 (GAS)	3 x 20	5	16	3	1	1	0	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
	PLTG GILTIMUR 1-2 (HSD)	2 x 20	5	18	3	1	1	0	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3893
3	UP. MUARA KARANG												
	GT 1/2/3 - OC	3 x 107	50	95	36	10	1	0	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
	CC - 1.1.1 (GAS)	153	110	150	36	10	3	1	54.22	29.87	11580815	53685.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	317	200	300	36	10	3	2	61.57	38.92	16010084	127208.855	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	508	300	465	36	10	3	2	68.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW GT 1/2 - OC (HSD)	2 x 140	72	138	36	10	0	0	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	202	36	10	3	1	118.08	64.4	872630	144191.717	519.1757
	MTW CC - 2.2.1 (HSD)	420	210	403	36	10	3	2	134.1	80.42	30123040	303208.82	11.84715
	MTW CC - 3.3.1 (HSD)	640	315	605	36	10	3	2	160.1	98.42	43043399	288609.995	7.8584
	PLTU # 1/2/3 (MFO)	3 x 100	44	85	48	10	6	1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
	PLTU # 4/5 (Gas)	2 x 200	90	165	48	10	11	2	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Catatan :

Harga Batubara	253 Rp/Kg
Harga MFO	1595,5 Rp/liter
Harga HSD	1595,5 Rp/liter
Harga Gas UP. Gresik	2,53 US\$/MMBTU
Harga Gas UP. M:Karang	2,45 US\$/MMBTU
Nilai Tukar	9000 Rp/US\$

bidding Agustus 2002.xls

		Jam																									
		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	
PLTGU	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	
	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	95	
	MKRNG20C	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	
	MKRNG20C1	0	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	
	MKRNG30C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG40C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG40C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG50C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG50C1	0	0	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	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	
	#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	50	
	#3	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	
	#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	
	#5	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
PLTGU	MTVAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTVAR10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTVAR20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTVAR120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTVAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTVAR110C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTVAR120C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTVAR130C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTVAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTVAR130C1	0	0	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	0	
	#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	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	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	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	
	#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	
PEMBANGKITAN MUARA TAWAR																											
PLTIP	GSLAK #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	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	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		5065	5065	5040	5040	4935	4895	4832	4852	4915	5030	5190	5030	4282	4642	4992	5125	5247	5537	5577	5577	5577	5577	5547	5517	5325	5320
		4984	4958	4931	4870	4602	4568	4621	4856	4820	4719	4880	4846	4743	4677	4969	5258	5312	5536	5614	5705	5705	5739	5702	5687	5466	5496
		81	107	109	170	333	287	211	196	295	311	310	184	39	-35	23	-133	35	1	-37	-120	-162	-156	-170	-141	-176	-176
		72	72	71	71	65	63	116	117	64	70	78	70	119	117	126	74	81	25	27	27	27	27	25	25	58	58
		462	462	487	487	592	632	695	675	612	497	337	497	710	850	500	412	190	140	100	100	100	100	130	130	222	222
		PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

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	Rata-2	
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
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	95
MKRNG20C1	63	95	95	95	63	63	63	63	63	63	95	95	95	95	95	75	63	63	63	63	63	63	63	63	73
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
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
MKRNG1CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNG2CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNG3CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNG #1	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	85	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	70
#2	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	85	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	70
#3	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	85	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	70
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	0
#5	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	120	120	120	120	120	120	120	125
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
MTWAR11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWAR12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWAR13CC	550	560	550	550	550	550	550	500	550	550	560	560	560	560	560	560	560	550	500	475	450	450	425	482	
MTWAR GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	65	80	80	130	135	135	135	135	135	120	120	65	0	0	0	0	29	
MTWAR GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65	65	5	
MTWAR #3.1	0	0	0	0	0	0	0	40	50	60	120	120	140	140	140	100	80	80	50	50	50	50	50	29	
#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	40	120	80	60	40	40	40	40	50	60	120	120	140	120	120	100	80	80	50	50	0	0	0	42	
MTWAR #4.1	0	0	0	0	0	0	0	40	50	60	120	120	140	140	140	100	80	80	50	50	0	0	0	24	
#4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	50	60	120	120	140	140	140	100	80	80	50	50	50	50	0	26	
#4.3	0	0	0	0	0	0	0	40	50	60	120	130	140	140	140	100	80	80	50	50	50	50	50	28	
PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									
GSLAK #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	183
CIKARANG	120	120	120	120	120	120	120	120	120	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	110	110	110	110	115	
Krakatau Steel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
tingkatan Area-1	5435	5557	5507	5487	5435	5443	5418	5528	5683	5753	6235	6275	6365	6345	6345	6105	5978	5933	5674	5574	5449	5449	5374	5440	
Area-1	5671	5855	5799	5769	5755	5677	5618	5597	5598	5646	5797	5727	5764	5756	5750	5694	5732	5627	5412	5360	5237	5192	4956	5337	
7 (") - (")	-236	-298	-292	-282	-320	-234	-200	-69	85	107	438	548	601	589	595	411	246	306	262	214	212	257	418	102	
ngan Seketika	37	38	36	35	37	37	61	94	74	77	76	53	23	29	29	62	62	61	76	97	91	91	87	64	
ngan P u l a r	237	115	165	185	237	237	262	707	692	642	160	120	30	50	50	290	417	462	717	792	637	637	572	393	

PT. INDONESIA POWER

Jam	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
Region 1.	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
SLAYA #1	371	371	371	371	371	371	350	350	371	371	371	371	325	325	350	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	371	371	371	371	371	371
#3	371	371	371	371	371	371	350	350	371	371	371	371	325	325	350	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
#4	371	371	371	371	371	371	350	350	371	371	371	371	325	325	350	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
#5	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	550	550	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
#6	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	550	550	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
#7	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	550	550	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
PRIOK #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
#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
1 PRIOK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK13CC	400	400	400	400	370	370	370	370	370	400	450	400	400	370	425	425	450	500	500	500	500	500	500	475	475
2 PRIOK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK22CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK23CC	400	400	400	400	400	370	370	390	390	400	450	400	400	370	425	425	425	450	450	450	450	450	450	450	400
GSLAK #1	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
#2	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
#3	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
PRIOK #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
#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

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : RABU, 27 JULI 2005

PT. INDONESIA POWER

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	Rata-2	
Region 1.	10	10	10	10	10	18	18	18	18	23	23	23	23	23	23	23	23	23	19	19	19	19	19	17	
1 SLAYA #1	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	368
#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
#3	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	368
#4	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	368
#5	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	574
#6	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	574
#7	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	574
PRIOK #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
#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
1 PRIOK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK13CC	500	500	500	500	500	500	475	450	450	450	475	500	500	500	500	500	500	500	500	450	450	450	450	450	455
2 PRIOK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK22CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK23CC	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	450	450	450	450	450	475	425	400	400	400	400	400	400	400	0
GSLAK #1	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
#2	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
#3	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
G PRIOK #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
#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

		Jm																									
		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	
PLTGU	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	
	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	95	
	MKRNG20C1	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	
	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	
	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	
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	
		#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	
		#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	
		#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	
PLTGU	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	
	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	
	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	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	0
	MTWAR	GT 2.1	475	450	425	350	350	325	325	325	325	350	425	500	425	425	425	475	475	525	550	550	550	550	550	550	550
	GT 2.2	80	80	80	80	80	65	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	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
		#3.3	60	60	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	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	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	
PEMBANGKITAN MUARA TAWAR																											
PEMBELIAN DARI LUAR PLN																											
PLTP	GSUK	#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	183
			183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
PLTU	CIKARANG		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
	Krabau Steel		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
(*) Pembangkitan Area 1			4985	4870	4825	4750	4735	4595	4595	4545	4590	4765	4890	4715	4615	4670	4895	4970	5070	5145	5225	5245	5325	5325	5325	5325	5325
	(**) Beban Area-1		4938	4687	4760	4700	4662	4573	4562	4504	4554	4694	4869	4839	4613	4477	4619	4735	4911	5053	5156	5196	5244	5343	5323	5323	5323
Cadangan Sekeloa			.27	3	65	.50	73	22	33	41	38	71	.79	.124	2	193	276	235	159	92	69	49	81	.18	2	52	.46
	Cadangan P u l a r		92	87	85	81	80	73	73	71	73	82	88	88	79	81	79	27	24	28	5	9	10	0	0	0	0
5000			500	595	640	715	730	595	595	505	460	285	160	335	400	345	120	90	130	195	115	95	15	15	15	150	255
			500	595	640	715	730	595	595	505	460	285	160	335	400	345	120	90	130	195	115	95	15	15	15	150	255

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU, 30 JULI 2005
 PT PLN PERSAHABATAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

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	Rata-2
JU	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
MKRNGI0C	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
MKRNGI0C1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
MKRNGI0C2	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	74
MKRNGI0C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNGI0C4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNGI0C5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNGI0C6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNGI0C7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNGI0C8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNGI0C9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNGI0C0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	79
MKRNG #2	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	79
MKRNG #3	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	79
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
MKRNG #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
MTWARI0C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARI0C0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC	500	550	550	550	550	490	490	420	420	450	525	550	550	550	550	550	550	550	525	500	450	425	425	480
MTWARIJCC1	0	0	0	0	0	0	0	65	80	80	100	120	120	100	100	100	100	100	80	80	80	80	80	39
MTWARIJCC2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWARIJCC0	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 #3.1	60	140	130	80	80	40	40	40	40	40	60	130	130	130	120	80	60	60	60	60	60	60	60	54
MTWAR #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
MTWAR #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
MTWAR #4.1	60	140	130	80	80	40	40	40	40	40	60	130	130	110	80	60	60	60	60	60	60	60	60	49
MTWAR #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
MTWAR #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
PEMBELIAN DARI LUAR PLN																								
GSLAK #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
CIKARANG	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	115
Krakatau Steel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Langkahan Area-1	5079	5289	5119	5019	5019	4814	4799	4794	4899	5324	5579	5579	5579	5529	5394	5254	5254	5254	5155	5105	4995	4835	4835	5014
Langkahan Area-2	5072	5199	5098	5024	5107	4953	5001	4991	4975	5040	5466	5686	5639	5583	5511	5483	5393	5324	5084	5010	4884	4729	4685	5009
Langkahan Area-3	7	90	21	-5	-88	-139	-187	-192	-181	-141	-142	-109	-60	-54	-117	-149	-139	-70	71	96	111	106	150	5
Langkahan Area-4	34	3	59	54	54	83	83	83	82	87	40	26	26	23	29	26	52	52	100	98	93	85	85	55
Langkahan Area-5	255	45	215	315	315	530	530	820	825	725	315	60	60	110	245	305	385	385	480	505	475	495	495	353

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU , 30 JULI 2005

PT. INDONESIA POWER

Jam	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	
Region 1.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	8
SLAYA #1	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
SLAYA #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
SLAYA #3	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
SLAYA #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
SLAYA #5	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
SLAYA #6	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
SLAYA #7	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
PRIOK #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
PRIOK #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
PRIOK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK13CC	425	390	390	390	390	390	390	390	400	450	475	425	425	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
PRIOK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK22CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK23CC	425	390	390	390	390	390	390	390	400	450	475	425	425	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
GSLAK #1	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
GSLAK #2	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
GSLAK #3	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
PRIOK #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
PRIOK #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

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU, 30 JULI 2005
PT. INDONESIA POWER

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	Rate-2	
Region 1.	8	8	8	8	8	18	18	18	18	23	23	23	23	23	23	23	23	23	19	19	19	19	19	16	
SLAYA #1	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
#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
#3	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
#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
#5	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
#6	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
#7	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
PRIOK #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
#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
PRIOK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK13CC	500	500	425	425	425	425	425	400	390	425	500	500	500	500	500	500	500	500	450	450	450	400	400	454	
PRIOK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK22CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIOK23CC	500	500	425	425	425	425	425	400	390	425	500	500	500	500	500	500	450	450	450	450	450	425	425	0	
GSLAK #1	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
#2	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
#3	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
PRIOK #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
#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

SUB SISTEM REGION_1

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

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	Rata-2		
PLTGU	MKRNG1IOC	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	
	MKRNG1IOC1	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	
	MKRNG2IOC1	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	95	95	95	95	95	95	65	65	65	65	65	65	65	69	
	MKRNG2IOC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG3IOC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG1ICC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG2ICC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MKRNG3ICC	0	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	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	60	60	60	71	
	#2	80	80	80	80	80	80	80	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	60	60	60	70	
	#3	80	80	80	80	80	80	80	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	60	60	60	71	
PLTU	MKRNG #4	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	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		
PLTGU	MTWAR1IOC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTWAR1IOC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTWAR2IOC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTWAR12IOC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTWAR13IOC	0	0	0	0	0	0	72	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR11ICC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MTWAR12ICC	300	325	325	325	325	325	250	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	
	MTWAR13ICC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	425	500	550	550	550	550	550	550	550	550	550	350	350	350	163	
	MTWAR 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	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	0	
	#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	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	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	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	
	#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	
PEMBELIAN DARI LUAR PLN																											
PLTP	GSLAK #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	183	
	CIKARANG	50	50	50	50	50	50	50	50	75	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	100	100	100	76	
PLTU	Krakatau Steel	0	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-1		4167	4252	4252	4232	4232	4242	4219	4159	4184	4377	5004	5109	5159	5159	5159	5159	5109	5079	4015	4840	4625	4605	4605	4481		
(**) Beban Area-1		4241	4356	4355	4299	3959	4163	4208	4317	4500	4716	5156	5274	5299	5319	5307	5365	5261	5110	5002	4964	4729	4576	4553	4527		
Selisih (*) - (**)		-74	-104	-103	-67	273	79	11	-158	-316	-339	-152	-165	-140	-160	-148	-206	-152	-31	87	-124	-34	29	52	-46		
Cadangan Seketika		173	178	178	177	177	177	175	172	172	180	37	37	12	12	12	12	35	38	82	79	71	69	69	115		
Cadangan P u t a r		742	657	657	677	677	677	838	898	898	792	185	80	30	30	30	30	80	110	270	345	490	540	540	546		

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU, 31 JULI 2005

PT. INDONESIA POWER

700	Jam	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			
PLTA	Region 1.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	8		
PLTU	SLAYA #1	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	320	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371	320	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	525	500	475	475	475	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500
		575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	525	475	450	450	450	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500
		575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	525	500	475	475	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
PRIOK	#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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTGU 1	PRIOK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK13CC	390	390	390	390	390	390	390	390	390	350	390	400	390	390	390	390	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	390	
	PRIOK210C	0	0	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	PRIOK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK22CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	PRIOK23CC	400	400	400	390	390	390	390	390	390	350	390	400	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	
	PLTP	GSLAK #1	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	
57			57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	
57			57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	
PLTG	PRIOK #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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

