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

ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

SKRIPSI

Disusun oleh;
NAMA : JOHAN WAHYUDI
NIM : 00.12.111

MARET 2006

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA–BALI

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

JOHAN WAHYUDI
NIM. 00.12.111

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro

Ir.F Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y.103 950 0274

Menyetujui,
Dosen Pembimbing

Ir. Choirul Saleh, MT
NIP.Y.101 880 0190

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

ABSTRAKSI

ANALISA *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

(Johan Wahyudi, Nim. 00.12.111, Teknik Elektro S-1/Teknik Energi Listrik)
(Dosen Pembimbing : Ir Choirul Saleh, MT)

Kata Kunci: *Economic Load Dispatch, Evolutionary programming* Dan *Evolutionary Strategy.*

Adanya persoalan dalam menghadapi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu, sehingga menimbulkan permasalahan yaitu bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi permintaan daya pada setiap saat dengan biaya bahan bakar yang murah. Oleh karena itu pada suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal lain, sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban.

Skripsi ini menganalisis *economic load dispatch* dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming dan Evolutionary Strategy*. Hasil dari analisa tersebut nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam operasi pembangkitan yang ekonomis dan optimal, terutama mengenai optimasi biaya pembangkitan. Masukan dari program ini adalah data pembangkitan dan pembebanan. Hasil akhir dari program ini yaitu hasil perhitungan biaya pembangkitan yang optimum.

Analisa dilakukan dengan bantuan program komputer dengan menggunakan bahasa pemrograman Delphi versi 7.0 dan dicoba pada data unit-unit pembangkit termal pada PT. PJB, dimana telah memperoleh selisih penghematan biaya pembangkitan.

KATA PENGANTAR

Dengan rahmat Allah SWT, dan mengucapkan syukur kehadirat-Nya atas karunia yang dilimpahkan kepada saya sehingga dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul "ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI".

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

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

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

1. Bapak Dr. Ir.Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. F Yudi Limpraptono, MT, selaku Kajur Teknik Elektro ITN Malang.
3. Bapak Ir. Choirul Saleh, MT, selaku Dosen Pembimbing.

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

Malang, Maret 2006

Penyusun

DAFTAR ISI

DAFTAR GAMBAR

DAFTAR TABEL

DAFTAR GRAFIK

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Indonesia sebagai negara berkembang harus memperhitungkan masalah energi yang secara terus-menerus akan meningkat sehubungan dengan kemajuan teknologi. Secara garis besar energi berhubungan dengan sistem tenaga listrik yang akan dibagi menjadi tiga bagian, yaitu : sisi pembangkit tenaga listrik, saluran transmisi dan jaringan distribusi atau beban. Untuk suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal yang lain, sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik, antara lain: daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban sistem serta tidak adanya pembebanan lebih unit-unit pembangkit yang beroperasi.

Dalam pembangkitan tenaga listrik, dilakukan usaha agar dihasilkan biaya pembangkitan semurah mungkin. Usaha untuk mengoptimalkan biaya pembangkitan ini adalah dengan dilakukan penerapan *Economic Load Dispatch,* yaitu pengoperasian secara ekonomis sistem tenaga listrik dengan permodelan efisiensi pembangkit. Sistem pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari sejumlah unit pembangkit tersebut terhubung secara interkoneksi. Koordinasi antar unit-unit pembangkit adalah faktor yang sangat penting dalam sistem tenaga listrik, karena hal ini berhubungan erat dengan biaya operasional pembangkit

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

Metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* masing-masing diaplikasikan untuk memecahkan problem *Economic Load Dispatch.* Karakteristik pencarian masing-masing metode dibandingkan dan dianalisis, kemudian dikembangkan untuk mengeksploitasi keuntungan. Secara khusus *Evolutionary Programming* digabungkan dengan *Evolutionary Strategy.*

1.2. Permasalahan

Berdasarkan latar belakang, dijelaskan bahwa koordinasi antara unit-unit pembangkit yang menyalurkan tenaga listrik pada beban yang berubah-ubah sangat berhubungan dan berpengaruh terhadap biaya pembangkitan. Maka muncul permasalahan, yaitu bagaimana menemukan kombinasi optimal dari generator dengan meminimkan biaya total dalam memenuhi permintaan total yang dibutuhkan beban. Sehubungan dengan permasalahan tersebut, maka skripsi ini diberi judul

"ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY*(EP+ES) DI PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI"

1.3. Tujuan

Tujuan dari skripsi ini adalah memberikan analisis penerapan pembebanan ekonomis*(Economic Load Dispatch)* dengan menggunakan Metode *Evolutionary Progamming* dan *Evolutionary Strategy* untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik, dimana analisa dalam skripsi ini hanya pada sistim tenaga listrik di PT. Pembangkitan Jawa Bali.

1.4. Batasan Masalah

Untuk membatasi ruang lingkup pembahasan dan agar terfokus pada tujuan yang akan dicapai, maka dalam skripsi ini hal-hal yang termasuk dalam pembahasan adalah:

- Tidak membahas masalah rugi-rugi transmisi.
- Unit pembangkit yang dihitung hanya pembangkit termal yang termasuk dalam area Pembangkitan Jawa Bali.
- Tidak membahas Cadangan berputar*(Spinning reserve)*.
- *Combined Cycle* pada PLTGU, setiap unit pembangkit diangap bekerja sendiri-sendiri, untuk ST(*Steam Turbin)* pada *Combined Cycle,* diambil data parameter dari pola PLTGU CC-3.3.1 yang beroperasi.
- Pembahasan dititik beratkan pada segi ekonomis dan sistem dianggap beroperasi normal.
- Penjadwalan unit-unit pembangkit mengikuti penjadwalan yang dilakukan PLN.

1.5. Metode Penelitian

Metodologi yang dibahas dalam skripsi ini dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

1 Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan pembahasan masalah.

2 Studi lapangan untuk mendapatkan data parameter unit termal yang dibutuhkan dari obyek penelitian yaitu di PT. PJB yang diperlukan, berpedoman pada teori yang diperoleh dari studi kepustakaan.

3 Pehitungan *Economic Load Dispatch* dengan menggunakan Metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy.*

4 Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan dari perhitungan antara sebelum dan sesudah optimasi.

1.6. Sistematika Penulisan

Adapun sistimatika pembahasan pada skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Menguraikan latar belakang, rumusan masalah, tujuan, batasan masalah, metode penulisan, sistematika penulisan dan kontribusi penelitian.

BAB II : TEORI DASAR

Teori sistem tenaga listrik, *Economic Load Dispatch.*

BAB III : *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY*

Menguraikan teori dari *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* serta adaptasi *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* ke permasalahan *Economic Load Dispatch.*

BAB IV : HASIL DAN ANALISIS HASIL

Menguraikan alur program, hasil perhitungan *Economic Load Dispatch,* serta hasil perhitungan validasi menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy.*

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Memuat intisari dan hasil pembahasan, yang berisikan kesimpulan dan saran yang dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk pengembangan selanjutnya.

DAFTAR PUSTAKA

1.7. Kontribusi

Adapun kontribusi dari tugas akhir ini adalah diharapkan langkah efisiensi bisa diambil oleh PT. PJB, sehingga nantinya nilai kerugian yang diderita oleh PT. PJB bisa berkurang, dan pada akhirnya bisa menambah keuntungan bagi PT. PJB sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

BAB II

TEORI DASAR

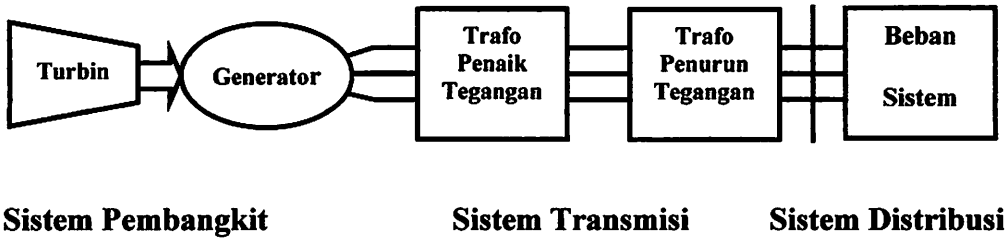
2.1. Sistem Tenaga Listrik[2]

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

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

Tenaga listrik dibangkitkan dari pusat-pusat pembangkit seperti: PLTA, PLTU, PLTD, PLTG dan PLTGU dan tegangan yang dihasilkan dinaikkan dengan transformator penaik tegangan*(Step-up)* yang terdapat di pusat-pusat pembangkit listrik untuk kemudian disalurkan melalui transmisi. Setelah itu, tenaga listrik tersebut akan dikirirm pada gardu induk(GI). Pada gardu induk(GI) tegangannya diturunkan dengan trafo penurun tegangan*(Step-down)* menjadi tegangan menengah atau rendah.

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



Gambar 2.1 Elemen Pokok Sistem Distribusi

Dari uraian diatas dapat dimengerti bahwa besar kecilnya beban ditentukan oleh konsumen, yaitu tergantung dari bagaimana konsumen memakai peralatan listriknya, kemudian pihak PLN selalu menyesuaikan daya listrik yang dibangkitkan dengan permintaan tenaga listrik oleh konsumen.

Biaya operasi dari sistem tenaga listrik pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu sistem tenaga listrik, secara garis besar biaya operasi dari sistem tenaga listrik terdiri atas[2] :

- Biaya pembelian tenaga listrik
- Biaya pegawai
- Biaya bahan bakar dan materi operasi
- Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya operasi tersebut, biaya bahan bakar pada umumnya merupakan biaya yang terbesar. Untuk PLN biaya bahan bakar kira-kira 60% dari biaya operasi secara keseluruhan.

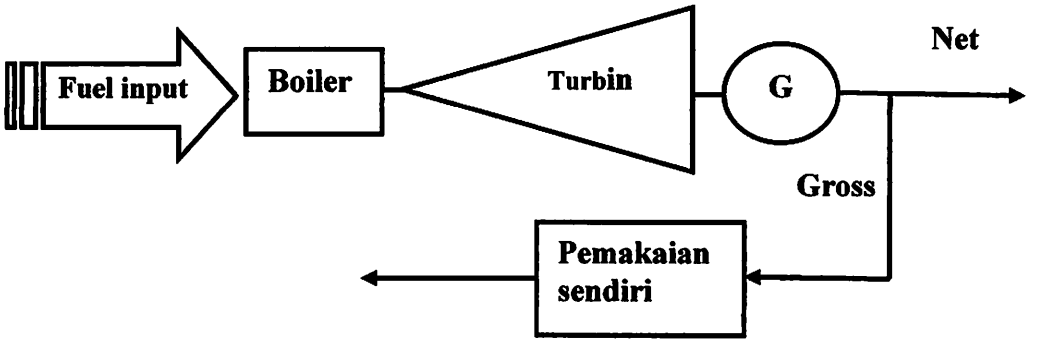
2.2. Karakteristik Pembangkit Listrik.[3]

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

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

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

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



Gambar 2.2 Unit Boiler-Turbin-Generator

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

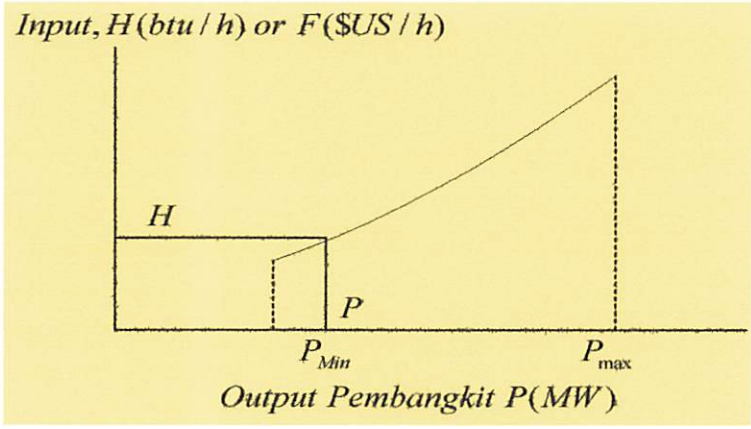
Generator akan membangkitkan daya sesuai dengan beban yang ada. Semakin besar beban, semakin besar pula daya yang dibangkitkan oleh generator. Daya yang dibangkitkan generator dapat membesar sesuai peningkatan beban sampai dengan daya maksimum yang dapat dibangkitkan oleh generator. Sehingga semakin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

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

dibawah ini sedangkan kurva dari karakteristik *Input-Output* dapat dilihat pada gambar 2.2.

$H = f(P)$, atau ..... (2.2)

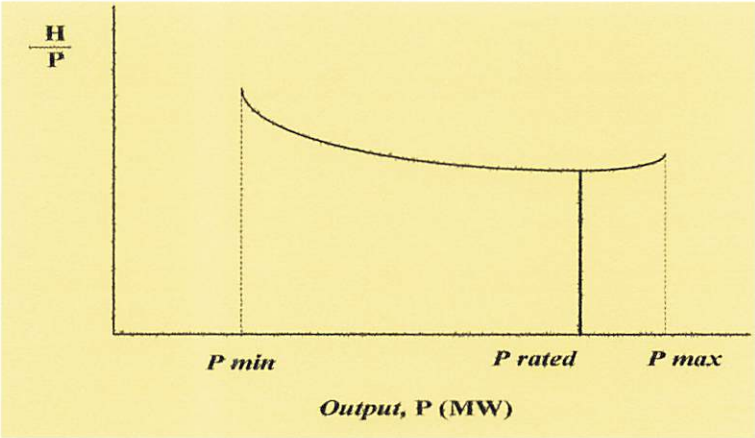
$I = f(P)$ ..... (2.3)



Gambar 2.3 Kurva karakteristik *Input-Output* Pembangkit Termal

2.2.1. Karakteristik *Hate Rate*[3]

Karakteristik lain yang cukup penting bagi pembangkit thermal adalah karakteristik tingkat panas atau *Hate Rate Charakteristic.* Fungsi ini menyatakan hubungan antara tingkat panas terhadap tingkat beban pusat listrik. Karakteristik ini umumnya memiliki korelasi dengan efisiensi mesin kalor yang digunakan. Gambar 2.4 diplot berdasarkan nilai H/P terhadap P. Pembangkit listrik thermal konvensional memiliki efisiensi kalor antara 30% sampai 35%, sehingga tingkat panas yang dimiliki berkisar antara 11400 BTU/KWH sampai 9800 BTU/KWH (1 KWH kira-kira setara dengan 3412 BTU). Karakteristik tingkat panas pada dasarnya antara lain menyatakan keadaan uap tingkat temperatur, tekanan kondensor dan siklus fluida kerja yang terjadi selama pembangkit listrik tenaga thermal tersebut beroperasi.



Gambar 2.4 Kurva Karakteristik *Hate–Rate* Unit Pembangkit

2.2.2. Karakteristik *Incremental Hate Rate* dan *Incremental Fuel Cost*[3]

Perwujudan yang lain dari karakteristik pembangkit adalah karakteristik *Incremental Hate Rate* atau perubahan tingkat laju panas dan karakteristik *Incremental Fuel Cost* atau tingkat perubahan tingkat laju biaya bahan bakar. Karakteristik *Incremental Hate Rate* menyatakan hubungan daya *output* sebagai fungsi *Incremental Hate Rate*. Sedangkan karakteristik *Incremental Fuel Cost* menyatakan daya *output* sebagai fungsi *Incremental Fuel Cost*. Karakteristik *Incremental Hate Rate* ini menunjukkan besarnya perubahan *input* energi bila ada perubahan *output* pembangkit pada megawatt *output* unit pembangkit.

Kurva karakteristik *Incremental Hate Rate* atau *Fuel Cost* dapat dilihat pada gambar 2.5 sedangkan persamaan *Incremental Hate Rate* dan persamaan *Incremental Fuel Cost* dapat dilihat pada persamaan 2.4. sampai persamaan 2.7.

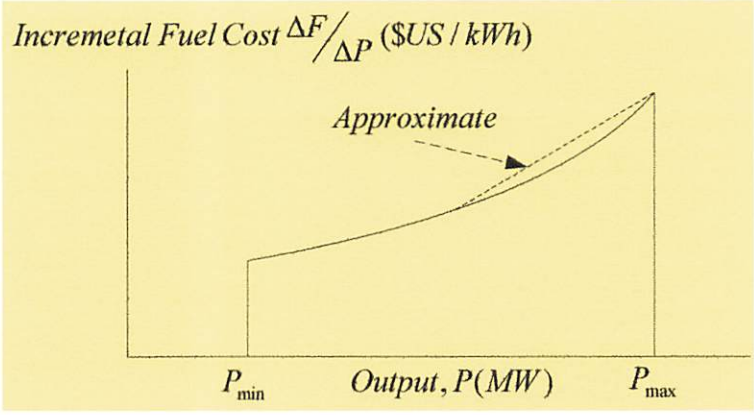
$$Incremental\ Hate\ Rate = \frac{\Delta H}{\Delta P}\left[\frac{MBTU}{kwh}\right] \quad \text{.....} \quad (2.4)$$

$$Incremental\ Fuel\ Cost = \frac{\Delta F}{\Delta P}\left[\frac{Rupiah}{kwh}\right] \quad \text{..... (2.5)}$$

Dengan mengambil harga ΔP mendekati nol maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini

$$Incremental\ Hate\ Rate = \frac{dH}{dP}\left[\frac{MBTU}{kwh}\right] \quad \text{..... (2.6)}$$

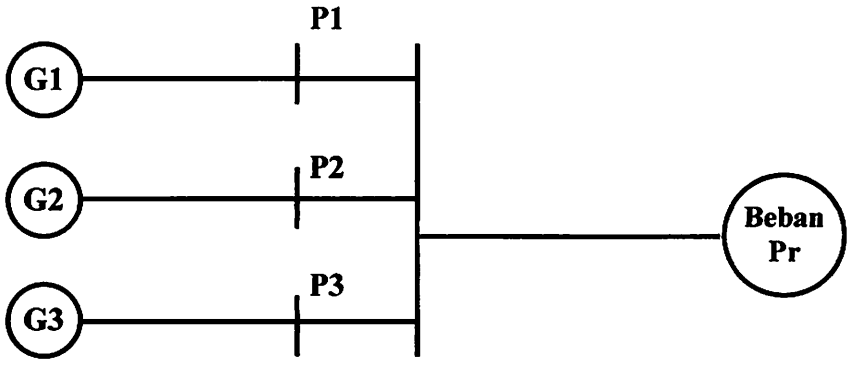
$$Incremental\ Fuel\ Cost = \frac{dF}{dP}\left[\frac{Rupiah}{kwh}\right] \quad \text{..... (2.7)}$$



Gambar 2.5 Kurva karakteristik *Incremental Fuel Cost*

2.3. Komitmen Unit.[2]

Operasi pusat-pusat pembangkit di dalam sistem tenaga harus selalu dikoordinasikan dalam pembagian pembebanan secara optimal atau seekonomis mungkin pada setiap perubahan beban dalam interval waktu untuk siklus waktu tertentu. Komitmen unit merupakan suatu metode yang bertujuan menentukan jadwal unit pembangkit yang terhubung secara interkoneksi yang mana harus beroperasi untuk periode tertentu agar didapat biaya operasi seekonomis mungkin.



Gambar 2.6 Sistem Interkoneksi

Pada analisa pembebanan ekonomis ini penjadwalan unit-unit pembangkit mengikuti/sesuai dengan penjadwalan yang dilakukan PLN.

2.4. Kendala Unit Termal

Unit termal biasanya memerlukan *"crew"* untuk mengoperasikannya, terutama ketika dinyalakan ataupun pada saat dimatikan. Sebuah unit termal hanya dapat dijalankan dibawah perubahan temperatur yang gradual, dan ini diterjemahkan kedalam sebuah periode waktu dalam jam yang dibutuhkan untuk membawa unit tersebut *on-line*. Hal ini menyebabkan kendala-kendala antara lain:

a. Minimum Up Time (MUT).

Minimum up time adalah interval waktu minimum dimana suatu unit yang dihidupkan(*ON*) tidak boleh dimatikan(*OFF*) kembali sebelum melewati batas waktunya(*Up Time*).

b. Minimum Down Time (MDT).

Minimum down time adalah interval waktu minimum dimana suatu unit yang dimatikan(*OFF*) tidak boleh dihidupkan(*ON*) kembali sebelum melewati batas waktunya(*Down Time*).

2.5. Fungsi Biaya Bahan Bakar.[1]

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

$$F = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) \quad \text{.....(2.1)}$$

$$F_i(P_i) = \begin{cases} a_{i1} + b_{i1}P_i + c_{i1}P_i^2 & \text{jika} \quad P_i^{MIN} \le P_i < P_{i1} \\ a_{i2} + b_{i2}P_i + c_{i2}P_i^2 & \text{jika} \quad P_{i1} \le P_i < P_{i2} \\ \quad . & \quad . \\ \quad . & \quad . \\ \quad . & \quad . \\ a_{im} + b_{im}P_i + c_{im}P_i^2 & \text{jika} \quad P_{im-1} \le P_i < P_i^{MAX} \end{cases}$$

di mana

F	: Total biaya
$F_i(P_i)$	: Biaya dari generator
a_{ij}, b_{ij}, c_{ij}	: Koefisien biaya dari generator i untuk level daya ke j
P_i	: Daya generator i (MW)
N	: Jumlah generator

2.6. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik.[1][3]

Pembebanan ekonomis atau *Economic Load Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tanaga listrik, secara optimal dan ekonomis pada harga beban tertentu. Komponen terbesar dari biaya pembangkitan adalah bahan bakar. Oleh sebab itu dilakukannya *Economic Load Dispatch* berarti pula didapatkan biaya bahan bakar pembangkitan yang paling murah. Oleh karena beban yang ditanggung oleh sistem pembangkit selalu berubah setiap periode waktu tertentu, maka perhitungan *Economic Load Dispatch* ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu.

Dalam meminimalisasi total biaya, kendala-kendala yang harus dipenuhi adalah:

1. Batasan keseimbangan daya.

$$\sum_{i=1}^{N} P_i = P_D \quad \text{.....(2.2)}$$

dimana: P_i : Daya generator ke *i*

P_D : Total kebutuhan beban

2. Batas minimum dan maksimum daya.

Daya optimal pada masing-masing pembangkit didapatkan diantara batas minimum dan maksimum daya.

$$P_{i\,min} \le P_i \le P_{i\,max}\,,\ i = 1,\ldots,n \quad \text{.....(2.3)}$$

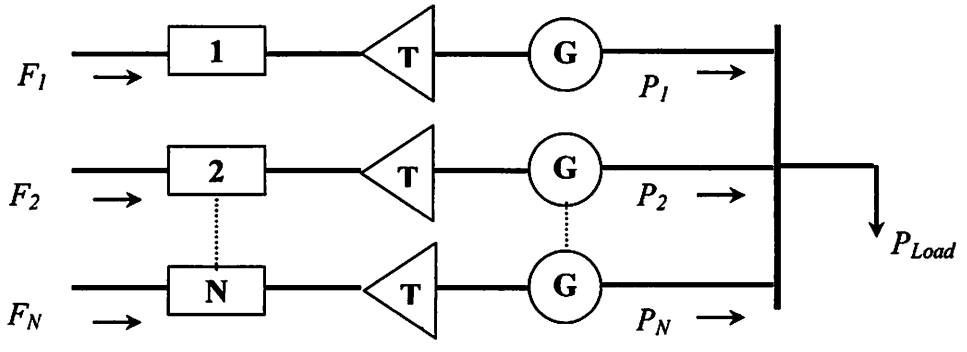
dimana $P_{i\,min}$, $P_{i\,max}$ adalah keluaran daya minimum dan maksimum dari pembangkit ke *i*.

Penyelesaian *economic laod dispatch* dapat dilakukan dengan beberapa cara yang akan dibahas pada sub bab dibawah ini.

2.6.1. Penyelesaian *Economic Load Dispatch* dengan Metode Pengali Lagrange. [1][7]

Sistem tenaga listrik dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.6 sistem ini memperlihatkan pembangkit termal yang terdiri dari *N* unit pembangkit yang dihubungkan pada sebuah bas bar untuk melayani total beban sebesar *Pd*. Masukan untuk setiap unit ke-*i* adalah *Fi* yang menyatakan tingkat biaya dari masing-masing unit, dan keluaran dari masing-masing unit *Pi* adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh tiap-tiap unit.

Biaya total *Ft* yang ditanggung sistem adalah jumlah biaya dari tiap-tiap unit pembangkit. Dan batasan yang paling penting dari pengoperasian pembangkit termal adalah daya listrik yang dihasilkan harus sama dengan besarnya daya yang dibutuhkan oleh konsumen (beban listrik).



Gambar 2.7 N Unit Pembangkit Termal Melayani Beban

Yang jadi permasalahan adalah meminimumkan biaya total *Ft* dengan memperhatikan kendala φ bahwa daya yang dihasilkan unit pembangkit sama

dengan yang diterima beban. Secara metematis pernyataan tersebut diatas dapat dinyatakan persamaan sebagai berikut :

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

$$= \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i') \quad \ldots\ldots (2.4)$$

dan daya listrik yang dihasilkan oleh setiap unit untuk melayani beban total adalah

$$P_{Load} = \sum_{i=1}^{N} P_i \quad \ldots\ldots (2.5)$$

$$P_{Load} = \sum_{i=1}^{N} P_i = \varphi = 0 \quad \ldots\ldots (2.6)$$

dimana : P_{Load} = kebutuhan beban, dan

P_i = jumlah daya yang dihasilkan

penyelesaian permasalahan optimasi seperti ini dapat diselesaikan dengan metode yang menyangkut fungsi *lagrange* :

$$L = F_T + \lambda\varphi$$

atau

$$L = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) + \lambda\left(P_{Load} - \sum_{i=1}^{N} P_i\right) \quad \ldots\ldots (2.7)$$

dimana : λ adalah *lagrange multipliers.*

Untuk mencari harga optimal dari fungsi *lagrange* terhadap P_i, dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan *lagrange* sama dengan nol.

$$\nabla L = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_T}{\partial P_i} + \left(\frac{\partial P_D}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i}\right) = 0$$

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

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{.....(2.8)}$$

Persamaan diatas menunjukkan bahwa distribusi beban yang optimal terjadi apabila semua unit pembangkit beroperasi pada tingkat laju tambahan biaya bahan bakar yang sama, yang ternyata sama dengan nilai λ. Kondisi optimal ini tentunya memerlukan persamaan-persamaan pembatas (*constrains*) agar keluaran dari setiap unit pembangkit harus lebih besar atau sama dengan keluaran minimum yang diijinkan.

Dari N buah unit pembangkit yang telah dibahas, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

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

$P_{i,\min} \le P_i \le P_{i,\max}$ ada $2N$ buah persamaan

$\sum_{i=1}^{N} P_i = P_{Load}$ ada 1 buah persamaan

batasan-batasan terdahulu dapat diperluas menjadi :

$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda$ untuk $P_{i,\min} \le P_i \le P_{i,\max}$

$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \le \lambda$ untuk $P_i = P_{i,\max}$

$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \ge \lambda$ untuk $P_i = P_{i,\min}$

2.6.2 Penyelesaian *Economic Load Dispatch* dengan metode Iterasi Lamda.[7]

Pada metode iterasi lamda (λ), lamda ditentukan secara acak dahulu kemudian dihitung harga keluaran untuk tiap-tiap unit pembangkit. Dengan menggunakan *constrain* diperiksa apakah jumlah total dari output sama dengan beban sistem. Bila jumlah dari P_1, P_2, dan P_3, lebih kecil dari P_R (beban sistem), maka dilakukan perhitungan kembali terhadap harga lamda berikutnya. Pada kondisi optimal, pengiriman daya memerlukan semua unit pembangkit beroperasi di *incremental cost* yang sama. Resultan tingkat laju tambahan biaya bahan bakar untuk pencapaian yang optimal dibatasi,

λ_i (lebih kecil) $\leq \lambda_s \leq \lambda_i$ (lebih besar).....(2.9)

dimana, λ_s : *incremental cost* yang optimal.

Hasil ini dibuktikan oleh asumsi pertama.

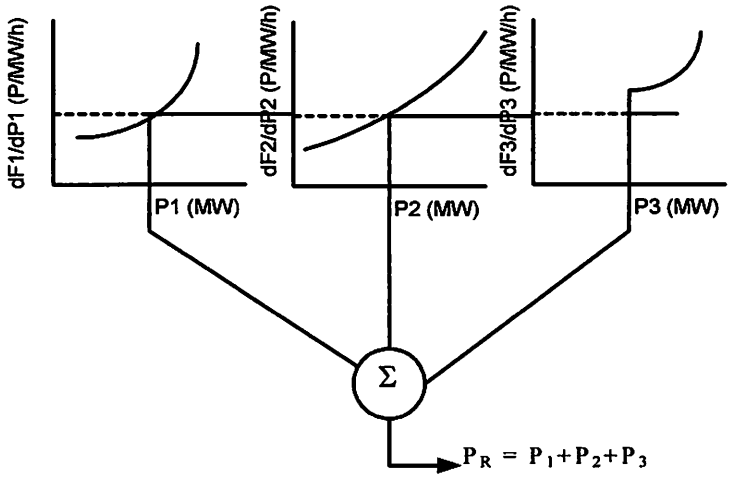
$\lambda_s > \lambda_i$ (lebih besar).

Jika situasi ini didapat, maka total pembangkitan ini akan lebih besar dari permintaan daya beban. Sebagai alternatif, jika:

$\lambda_s < \lambda_i$ (lebih kecil),

Maka akan menghasilkan total pembangkitan kurang dari permintaan subsistem. Karenanya, *incremental cost* subsistem harus dibatasi. Atau dapat pula dilakukan pada lamda pertama penambahan untuk mendapatkan lamda berikutnya yang mendekati solusi sebenarnya, setelah beberapa kali iterasi.

Dengan telah diperoleh hasil perhitungan diatas maka secara *ekstrapolasi* dapat ditentukan harga λ selanjutnya sampai dicapai harga yang dikehendaki dimana $P_1 + P_2 + P_3 = P_R$



Gambar 2.8
Grafik penyelesaian dengan Metode Iterasi Lamda

BAB III

ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY*

3.1. *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy*[5][6]

3.1.1. *Evolutionary Programming*[5][6]

Evolutionary Programming merupakan metode yang biasa digunakan untuk memecahkan suatu pencarian nilai dalam sebuah masalah optimasi. Metode ini didasarkan pada proses evolusi yang ada dalam makhluk hidup yaitu perkembangan generasi dalam sebuah populasi yang alami, secara lambat laun mengikuti mekanisme alam dimana individu yang lebih kuat memiliki kemungkinan untuk menjadi pemenang dan mempunyai kesempatan hidup yang lebih besar di dalam lingkungan yang kompetitif. Dengan meniru proses ini *Evolutionary Programming* dapat digunakan untuk mencari solusi permasalahan-permasalahan dalam dunia nyata.

Evolutionary Programming ditemukan oleh Lawrence.J. Fogel pada tahun 1960 yang dilandasi oleh sifat - sifat evolusi alam. Fogel percaya bahwa ini sangat cocok digabungkan dalam sebuah algoritma komputer, menghasilkan sebuah teknik penyelesaian untuk permasalahan-permasalahan yang sulit dengan langkah alami yaitu melalui evolusi. Fogel mulai bekerja dengan algoritma yang dibentuk dari string-string bilangan real yang disebut *kromosom.*

Sebelum *Evolutionary Programming* dijalankan, maka sebuah kode yang sesuai(*representasi*) untuk persoalan harus dirancang. Titik solusi dalam ruang

permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetik terkecil yaitu gen. Pemakaian bilangan real(*floating point*) sebagai nilai gen(*allele*) memungkinkan penerapan operator *Evolutionary Programming* yaitu inisialisasi*(initialization),* statistik*(statistics),* mutasi *(mutation)*, dan kompetisi(*competition*) untuk menciptakan himpunan titik-titik solusi. Untuk memeriksa hasil optimasi, kita membutuhkan fungsi *fitness* yang menandakan gambaran hasil*(solution)* yang sudah dikodekan. Selama proses induk harus digunakan untuk reproduksi, mutasi dan kompetisi untuk menciptakan keturunan*(offspring)*.

3.1.2. *Evolutionary Strategy*[5][6]

Evolutionary Strategy merupakan metode yang biasa digunakan untuk memecahkan suatau pencarian nilai dalam sebuah masalah optimasi. Metode ini didasarkan pada proses evolusi yang ada dalam makhluk hidup yaitu perkembangan generasi dalam sebuah populasi yang alami, secara lambat laun mengikuti mekanisme alam, dimana individu yang lebih kuat memiliki kemungkinan untuk menjadi pemenang dan mempunyai kesempatan hidup yang lebih besar di dalam lingkungan yang kompetitif. Dengan meniru proses ini *Evolutionary Strategy* dapat digunakan untuk mencari solusi permasalahan-permasalahan dalam dunia nyata.

Evolutionary Strategy ditemukan oleh Rechenberg pada tahun 1973 dengan seleksi(*selection*), mutasi(*mutation*), populasi(*population*) kemudian dikembangkan oleh Schwefel tahun 1981 yang memperkenalkan *recombination*

dan populasi(*population*) individu lebih dari satu. Mereka kemudian menyajikan suatu perbandingan *Evolutionary Strategy* dengan teknik optimasi yang lebih tradisional.

Sebelum *Evolutionary Strategy* dijalankan, maka sebuah kode yang sesuai (representasi) untuk persoalan harus dirancang. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetik terkecil yaitu gen. Pemakaian bilangan real(*floating point*) sebagai nilai gen(*allele*) memungkinkan penerapan operator E*volutionary Strategy* yaitu proses seleksi*(selection)*, *recombination*, mutasi*(mutation)*, dan kompetisi (*competition*) untuk menciptakan himpunan titik-titik solusi. Untuk memeriksa hasil optimasi, kita membutuhkan fungsi *fitness* yang menandakan gambaran hasil *(solution)* yang sudah dikodekan. Selama proses, induk harus digunakan untuk reperoduksi, mutasi dan kompetisi untuk menciptakan keturunan*(offspring)*.

3.2. Parameter *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* [1]

Terdapat beberapa parameter yang digunakan dalam *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy*. Parameter tersebut digunakan untuk melihat kompleksitas dari *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy*. Parameter yang digunakan tersebut adalah :

3.2.1. Jumlah Generasi (*MAXGEN*)[1]

Merupakan jumlah perulangan(iterasi) dilakukannya rekombinasi dan seleksi. Jumlah generasi ini mempengaruhi kestabilan output dan lama iterasi (waktu proses *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy*). 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.*

3.2.2. Ukuran Populasi (*POPSIZE*)[1]

Ukuran populasi mempengaruhi kinerja dan efektifitas dari *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy.* Jika ukuran populasi kecil maka populasi tidak menyediakan cukup materi untuk mencakup ruang permasalah, sehingga pada umumnya kinerja *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* menjadi buruk. Dalam hal ini dibutuhkan ruang yang lebih besar untuk mempersentasikan keseluruhan ruang permasalahan. Selain itu penggunaan populasi yang besar dapat mencegah terjadinya konvergensi pada wilayah lokal.

3.2.3. Probabilitas Mutasi (*Pm*)[1]

Mutasi digunakan untuk meningkatkan variasi populasi digunakan untuk menentukan tingkat mutasi yang terjadi, karena frekuensi terjadinya mutasi tersebut menjadi *Pm x POPSIZE x N*, dimana *N* adalah panjang struktur/gen dalam satu individu. Probabilitas mutasi yang rendah akan menyebabkan gen-gen

yang berpotensi tidak dicoba. Sebaliknya tingkat mutasi yang tinggi akan menyebabkan keturunan akan semakin mirip dengan induknya.

3.2.4. Panjang Kromosom[1]

Panjang kromosom berbeda-beda sesuai dengan pemodelan permasalahan. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetik terkecil yaitu gen. Pengkodean memakai *string* bilangan *real.*

3.3. Mekanisme *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy*[1][8]

3.3.1. Pengkodean *(initialization*[1]*)*

Langkah pertama kali yang dilakukan dalam penggunaan *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* adalah melakukan pengkodean atau representasi terhadap permasalahan yang akan dilakukan.

Secara umum *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* dibentuk oleh serangkaian kromosom yang ditandai dengan xi $(i = 1,2...N)$. Setiap elemen dalam kromosom ini adalah variabel string yang disebut gen, berisi nilai-nilai atau allele. Variabel-variabel ini dapat dinyatakan dalam bentuk bilangan real *(floating point).*

Selanjutnya beberapa kromosom dibentuk dan berkumpul membentuk populasi. Populasi inilah populasi awal bagi *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* untuk awal melakukan pencarian.

3.3.2. Fungsi Evaluasi[1][8]

Dalam *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* sebuah fungsi *fitness f(x)* harus dirancang untuk masing-masing permasalahan yang akan diselesaikan. Dengan menggunakan kromosom tertentu, fungsi obyektif atau fungsi evaluasi akan mengevaluasi status masing-masing kromosom. Setiap gen *xi* *(i = 1,2,...N)* dipergunakan untuk menghitung *fk (x) (k = 1,2....POPSIZE)*.

Pada permulaan optimasi, biasanya nilai *fitness* masing-masing individu masih mempunyai rentang yang lebar. Seiring dengan bertambah besar generasi, beberapa kromosom mendominasi populasi dan mengakibatkan rentang nilai *fitness* semakin kecil.

3.3.3. Seleksi *(selection)*

Masalah yang paling mendasar pada proses ini adalah bagaimana proses penyeleksiannya. Menurut teori Darwin proses seleksi individu adalah ; *"individu terbaik akan tetap hidup dan menghasilkan keturunan"*. Pada proses seleksi ini dapat menggunakan banyak metode seperti *rouletee wheel selection, rank selection, elitesm* dan lain sebagainya.

3.3.3.1. *Roulette Wheel Selection*

Dimana setiap individual memiliki harga *fitness* sehingga didapatkan probabilitas individual $\left(f(t)/\sum f(t)\right)$ tersebut dikopikan pada populasi yang baru. Untuk individual yang memiliki probabilitas 20% untuk jumlah populasi 10 maka kemungkinan individual tersebut dapat terpilih sebanyak dua kali.

Adapun algoritma dari *roulette-wheel* adalah sebagai berikut :

1. Menjumlahkan *fitness* dari seluruh anggota populasi.
2. Membangkitkan nilai k, suatu nilai random antara 0 dan total *fitness*nya.
3. Menjumlahkan *fitness* dari kromosom-kromosom dari populasi mulai 0 hingga total *fitness* lebih besar atau sama dengan nilai k lalu ambil kromosom tersebut.

3.3.3.2. *Rank Selection*

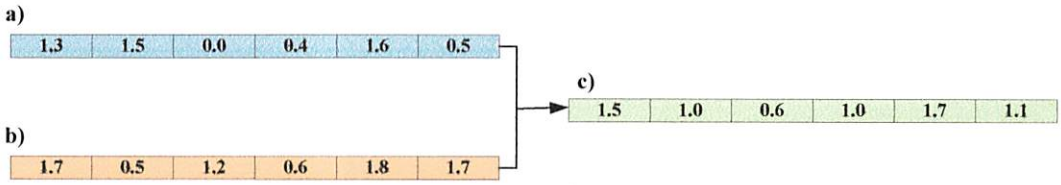
Apabila *fitness* yang dimiliki oleh suatu kromosom dalam populasi berbeda terlalu jauh dari kromosom lainnya maka hal ini dapat menjadi permasalahan. Misalnya bila kromosom terbaik mempunyai *fitness* yang menyebabkan besarnya tempat yang dimilikinya dalam *roulette wheel* sebesar 90% maka kromosom-kromosom yang lain akan mempunyai peluang yang terlalu kecil untuk diseleksi.

Rank selection pertama kali merangking populasi dan kemudian setiap kromosom diberi nilai *fitness* baru berdasarkan hasil rangking tersebut. Yang pertama akan mempunyai *fitness* 1, yang kedua akan mempunyai *fitness* 2 dan

seterusnya sampai yang terakhir akan mempunyai *fitness* N. Dengan demikian semua kromosom akan mempunyai peluang untuk diseleksi..

3.3.4. Rekombinasi (*Recombination*)

Khusus dalam *Evolutionary Strategy* setelah melakukan pengkodean dan evaluasi, individual dipilih secara acak menjadi *parents.* Setelah melakukan seleksi *parent* kemudian melakukan *Intermediate recombination.* dimana vektor dari dua orang tua*(parent)* dirata-ratakan bersama-sama, unsur demi unsur, untuk membentuk suatu keturunan yang baru.



Gambar 3.1

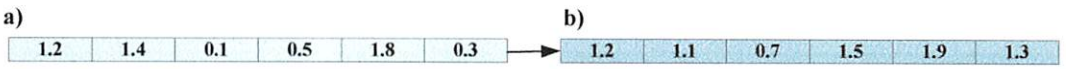
***Intermediate recombination* dari Induk (*parent*) a) dan b) menjadi Anak (*offspring*) c)**

Seleksi orang tua(*parent*) menjadi turunan(*offspring*) menjadi lebih mudah, sebagai contoh dalam kaitannya dengan sifat alami penyajian, adalah sangat mudah merata-ratakan dari banyak individu menjadi turunan tunggal. Didalam *Evolutionary Strategy,* N *parent* yang terpilih secara acak(tidak didasarkan pada fitness terbaik), lebih dari N *offspring* dihasilkan melalui

penggunaan *intermediate recombination* dan kemudian N *parent* yang selamat terpilih secara deterministik

3.3.5. Mutasi (*Mutation*)

Operator mutasi digunakan untuk memodifikasi satu atau lebih nilai gen dalam satu individu. Cara kerjanya dengan membangkitkan sebuah nilai random r_k dimana k = 1,2,.., *NVAR*(panjang kromosom). Probabilitas mutasi*(Pm)* ditentukan dan digunakan untuk mengendalikan frekuensi operator mutasi. Apabila nilai random r_k , P_m maka gen ke-k kromosom tersebut terpilih untuk mengalami mutasi. Proses mutasi dalam *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* menggunakan operator *Gaussian mutation*, dimana setiap individu akan terpilih secara acak untuk mengalami mutasi berdasarkan nomor acak *Gaussian* untuk menciptakan individu baru(*offspring*).



Gambar 3.2

Mutasi Gaussian Dari Induk (*parent*) (a) Menghasilkan Anak (*offspring*) (b)

Fungsi dari operator mutasi adalah untuk menghindari agar solusi masalah yang diperoleh bukan merupakan solusi optimum lokal. Tipe dan implementasi dari operator mutasi bergantung pada jenis pengkodean dan permasalahan yang

dihadapi. Seberapa sering mutasi dilakukan dinyatakan dengan suatu probabilitas mutasi (Pm). Posisi elemen pada kromosom yang akan dimutasi ditentukan secara random. Mutasi dikerjakan dengan cara melakukan perubahan pada elemen tersebut.

3.3.6. Kompetisi (*Competition*)[1]

Dalam tahap kompetisi, mekanisme seleksi dipakai untuk menghasilkan populasi baru dari populasi yang ada. Melalui penggunaan skema kompetisi setiap individu dalam populasi yang tua (*parent*) maupun anak (*offspring*) akan dikompetisi/bersaing satu dengan yang lainnya. Kompetisi setiap individu dengan lawannya didasarkan pada nilai *fitness* dari setiap individu tersebut. Agar optimal, solusi yang lebih pas atau lebih optimal seharusnya memiliki peluang seleksi yang lebih besar. Individu yang memenangkan dari kompetisi akan digunakan sebagai individu yang baru bagi pembangkitan selanjutnya.

3.4. Adaptasi *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* ke Masalah *Economic Load Dispatch*[1]

Evolutionary Programming dan *Evolutionary Strategy* adalah suatu pada mekanisme seleksi alam. Individu dari sebuah populasi dikodekan secara real, Populasi pertama dibangkitkan secara random. Untuk metode *Evolutionary Programming* generasi baru dibuat dengan mengaplikasikan operator-operator berikut terhadap sebuah populasi yaitu ; inisialisasi, mutasi, kompetisi, dan seleksi. Sedangkan untuk metode *Evolutionary Strategy* generasi baru dibuat

dengan mengaplikasikan operator berikut terhadap sebuah populasi yaitu ; inisialisasi, mutasi, rekombinasi, dan seleksi dimana dari kedua metode ini tingkat pengoptimalan setiap calon solusi atau individu diukur dengan ketepatannya tergantung dari fungsi tujuan *(objective function)* permasalahan.

3.4.1. Representasi Solusi

Individu dalam populasi menunjukkan calon pada solusi pembebanan ekonomis. Elemen solusi terdiri dari daya optimal yang dihasilkan untuk masing-masing pembangkit, total biaya, dan daya total yang dihasilkan.

3.4.2. Inisialisasi (*Initialization*)[1]

Populasi awal diambil secara acak dari daerah variabel kontrol dari batasan atas sampai batasan bawah. Nilai *fitness* f_i diperoleh menurut fungsi obyektif.

3.4.3. Statistik (*Statistics*)[1][8]

Fitness maksimum ($f_{\max}$), *fitness* minimum ($f_{\min}$), Jumlah *fitness* $\sum f$, dan *fitness* rata-rata (f_{avg}) dari generasi dihiting.

3.4.4. Mutasi (*Mutation*)[1]

3.4.4.1. Mutasi *Evolutionary Programming*[1][8]

Di dalam proses mutasi, setiap terpilihnya orang tua, misalnya P_i dimutasikan dan ditambahkan ke populasinya, sesuai persamaan berikut :

$$P_{i+m,j} = P_{i,j} + N(0, \beta(\overline{\chi_J} - \underline{\chi_J})\frac{f_i}{f_{\max}}), j = 1,2,...,n \quad \text{.....(3.12.)}$$

Dimana :

n	= Banyaknya variabel keputusan di dalam setiap individu.
$P_{i,j}$	= Elemen j^{th} unsur dari I^{th}
$N(\mu,\sigma^2)$	= Variabel acak dengan menggunakan μ dan σ^2
$f_{\max}$	= Nilai *fitness* tebesar dari statistik, $\overline{\chi}_j$ dan $\underline{\chi}_j$
β	= Skala mutasi, $0 < \beta \leq 1$

3.4.4.2. Mutasi *Evolutionary strategy*[1][8]

Di dalam proses mutasi, setiap terpilihnya orang tua, misalnya P_i dimutasikan dan ditambahkan ke populasinya, sesuai persamaan berikut:

$$P_{i+m,j} = P_{i,j} + N(0, \beta \nabla_{dev}), \qquad j = 1,2,...,n, \quad \text{..... (3.13.)}$$

Dimana:

$P_{i,j}$	= Elemen ke j dari individu ke i
β	= skala mutasi ($0 < \beta < 1$)
∇_{dev}	= Variabel deviasi

3.4.5. Kompetisi (*Competition*)[1]

Di dalam proses kompetisi, *fitnes* individu dari populasi yang berukuran *2m* disortir didalam order turunan. Dan *m* individu yang pertama dijaga sebagai orang tua untuk proses mutasi selanjutnya. Nilai berat W_i dari individu yang ke i dihitung menurut kompetisi berikut ini:

$$W_i = \sum_{i=1}^{N} W_{i,t} \quad \text{.....} \quad (3.14.)$$

Dimana N adalah nomor kompetisi generasi secara acak. $W_{i,t}$ untuk yang manapun, 0 untuk kalah atau 1 untuk menang sebagai individu ke i yang bersaing dengan individu ke r yang dipilih secara acak di dalam populasi yang dikombinasikan itu. Nilai $W_{i,t}$ disampaikan sesuai persamaan berikut:

$$W_{i,t} = \begin{cases} 1 & jika \quad U_i < \dfrac{f_r}{f_r + f_i} \\ 0 & jika\ sebaliknya \end{cases} \quad \text{.....} \quad (3.15.)$$

Dimana:

f_r = *Fitness* dari individu ke r yang dipilih secara acak

f_i = *Fitness* dari individu ke i

U_i = Set yang terpilih secara acak, $U(0,1)$

Ketika semua *2m* individu mendapat nilai W_i kompetisinya, mereka akan diatur dalam order turunan menurut nilai W_i yang bersesuaian, m individu yang pertama dipilh dengan *fitness* f_i menjadi dasar untuk generasi selanjutnya. Kemudian *fitness* maksimum, minimum,dan *fitness* rata-rata serta jumlah *fitness* dari generasi ini dihitung dalam statistik.

3.4.6. Seleksi (*Selection*)[1]

Didasarkan pada nilai *fitness* mereka, maka induk baru dipilih untuk generasi berikutnya.

3.4.7. Konvergensi (*Convergence*)[1]

Jika kondisi konvergen tidak dijumpai, proses mutasi dan kompetisi akan berjalan lagi. Nomor generasi maksimum dapat digunakan untuk kondisi konvergen. Kriteria lain, seperti rasio dari *fitness* rata-rata dan maksimum dari populasi dihitung berulang-ulang sampai :

$$\{f_{avg} / f_{\max}\} \geq \delta \quad \text{.....} (3.16.)$$

dimana, δ harus mendekati 1. Jika penelitian telah mencapai ketelitian, suatu solusi optimal telah ditemukan untuk optimasi masalah.

3.5. Fungsi *Fitness* (*Fitness Function*)[1]

Setiap calon solusi menugaskan fungsi fitness untuk mengukur keoptimalannya. Untuk secara lengkapnya, fungsi fitness dicari dengan menggunakan prosentase variabel input, dengan memasukkan persamaan *constraints.*

$$Fitness = \mathrm{A}\left[(1 - \%COST)\right] + \mathrm{B}\ [(\ 1 - \%ERROR)] \text{.....} (2.17.)$$

Dimana:

A,B (>0) : Koefisien nilai

Error : $\left|\sum_{i=1}^{N} P_i - P_L\right|$

%COST : $\frac{String\cos t - Min\cos t}{Max\cos t - Min\cos t}$

%ERROR : $\frac{Stringerror - Minerror}{Maxerror - Minerror}$

Stringcost : Nilai *string fitness*

Mincost : Fungsi nilai obyektif minimum di dalam populasi.

Maxcost : Fungsi nilai obyektif maksimum di dalam populasi.

Stringerror : *Error string-string* dalam memenuhi persamaan *constraint*

Minerror : Batasan *error* minimum di dalam populasi.

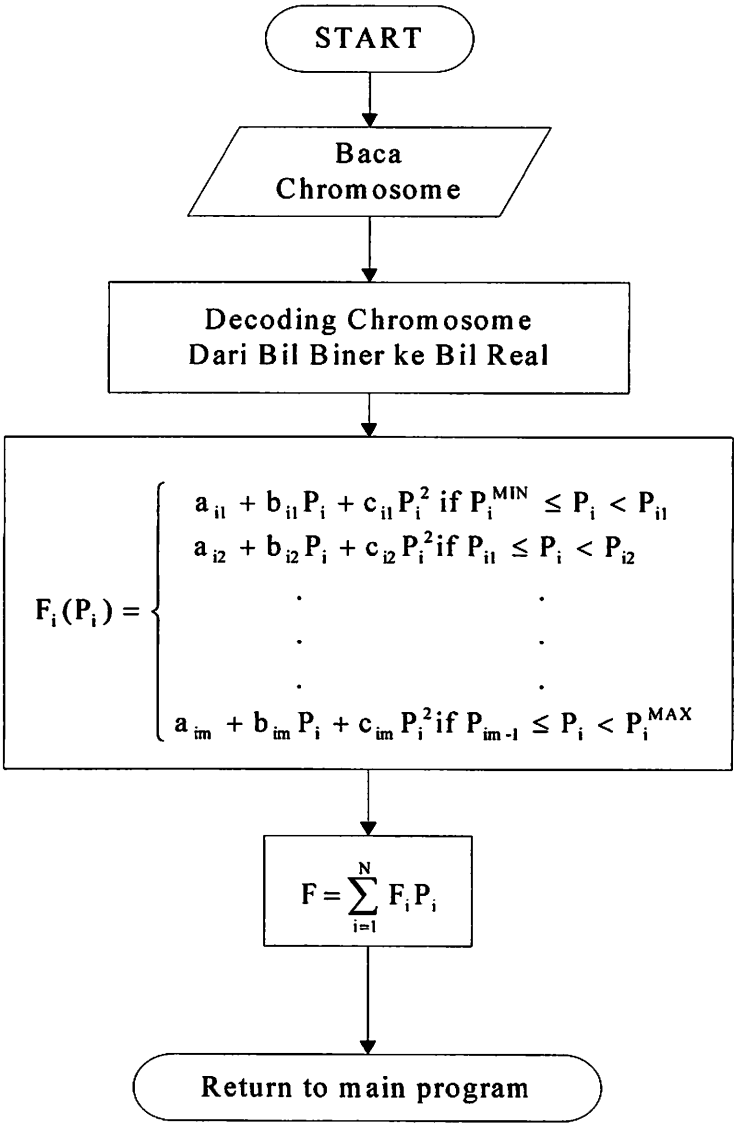
Maxerror : Batasan *error* maksimum di dalam populasi.

3.6. Algoritma *Objective Function*

Algoritma dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Baca Chromosome.
2. Lakukan proses Decoding Chromosome dari bilangan biner ke bilangan real.
3. Perhitungan biaya generator.
4. Perhitungan total biaya bahan bakar.
6. Kembali ke program.

3.7. FlowChart *Objective Function*



3.8. Algoritma *Economic Load Dispatch* menggunakan metode *Evolutionary Progamming* dan *Evolutionary Strategy*

Adapun Algoritma *Economic Load Dispatch* menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* adalah seperti berikut:

1. Masukkan inputan data pembangkitan {P_{mak}, P_{min}, koefisien biaya bahan bakar}, data pembebanan.
2. Menentukan parameter inputan *Evolutionary Programming* dan *evolutionary strategy* yang meliputi population *size*, maksimum generasi EP dan ES, panjang kromosom, dan konstanta Betha..
3. Generasi = 0, Populasi = 0.
4. Melakukan inisialisasi *parent Evolutionary Programming.*
5. Menghitung *fitness* dari kromosom tiap-tiap individu.
6. Melakukan proses statistik.
7. Melakukan proses seleksi.
8. Melakukan proses mutasi *Evolutionary Programming* untuk mendapatkan *child.*
9. Melakukan kompetisi antara *parent* dan *child* untuk memilih *new parent.*
10. Menghitung *fitness offspring* dari e*volutionary programming.*
11. Apakah *offspring* yang diinginkan sudah terpenuhi (*max* populasi).
12. Jika " Tidak " maka populasi = populasi + 1, kembali ke langkah 7.
13. Jika "Ya" maka lanjutkan ke langkah berikutnya.
14. Apakah Generasi = generasi max.
15. Jika "Tidak" maka Generasi = generasi +1 dan kembali ke langkah 8.

16. Jika "Ya" maka lanjutkan ke langkah berikutnya.

17. Melakukan inisial *parent Evolutionary Strategy.*

18. Menghitung *fitness* dari kromosom tiap-tiap individu.

19. Melakukan proses statistik.

20. Melakukan proses seleksi.

21. Melakukan proses mutasi *Evolutionary Strategy* pada setiap *parent* untuk mendapatkan *child.*

22. Melakukan rekombinasi.

23. Menghitung *fitness offspring* dari e*volutionary strategy.*

24. Apakah *offspring* yang diinginkan sudah terpenuhi (*max* populasi).

25. Jika " Tidak " maka populasi = populasi + 1, kembali ke langkah 20.

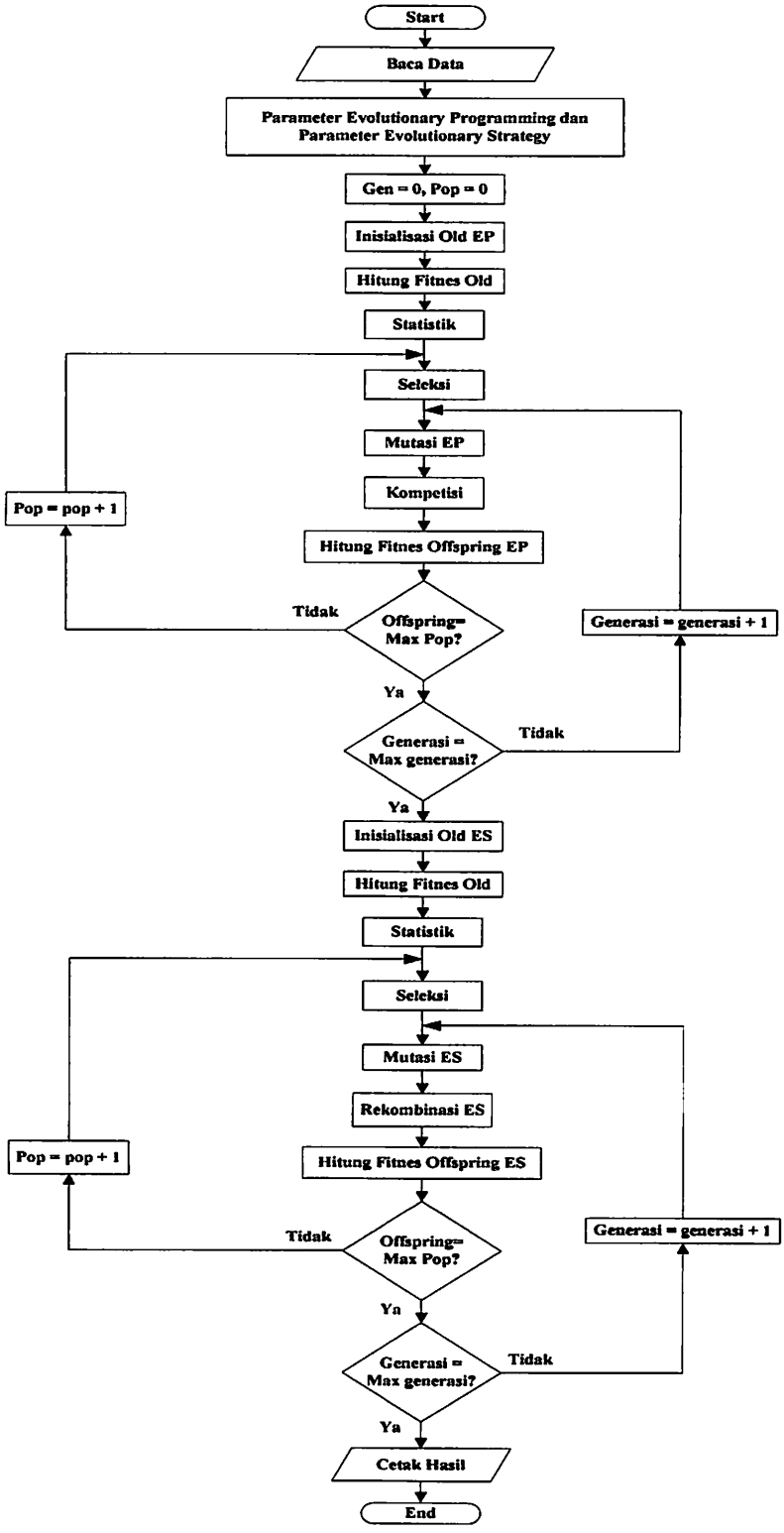
26. Jika "Ya" maka lanjutkan ke langkah berikutnya.

27. Apakah Generasi = generasi *max.*

28. Jika "Tidak" maka Generasi = generasi +1 dan kembali ke langkah 21.

29. Jika "Ya" maka cetak hasil dan perhitungan selesai.

3.9. Flowchart *Economic Load Dispatch* Dengan Metode *Evolutionary Progamming* dan *Evolutionary Strategy*



BAB IV

ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY*(EP+ES) PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA–BALI

4.1. Penggunaan Program Komputer Untuk Menyelesaikan *Economic Load Dispatch* Di PT. Pembangkitan Jawa-Bali

Dalam pemecahan masalah *Economic Load Dispatch* penggunaan program komputer dibutuhkan untuk tujuan mempercepat proses perhitungan dengan ketelitian yang tinggi. Program perhitungan yang digunakan adalah bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0. dan diaplikasikan pada komputer pentium IV 2,4GHz DDR256Mb/PC2700 dengan sistem operasi windowsXP-service pack 2.

4.2. Data Pembangkit Termal

Pembangkitan termal yang berada pada kawasan PT. Pembangkitan Jawa-Bali berjumlah 37 unit pembangkit yang terdiri dari 11 unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), 4 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), dan 22 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) yang tersebar di seluruh Jawa dan Bali. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada table 4.1 dan 4.2, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PLN tahun 2002 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9.000 per dolar Amerika.

Tabel 4.1
Data Unit Termal Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali
Agustus 2002

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu			
			Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1	PLTU Paiton 1	coal	225	370	72	48	17	4
2	PLTU Paiton 2	coal	225	370	72	48	17	4
3	PLTGU Gresik GT 1.1	gas	53	102	36	10	1	0
4	PLTGU Gresik GT 1.2	gas	53	102	36	10	1	0
5	PLTGU Gresik GT 1.3	gas	53	102	36	10	1	0
6	PLTGU Gresik ST 1.0	gas	250	480	36	10	3	1
7	PLTGU Gresik GT 2.1	gas	53	102	36	10	1	0
8	PLTGU Gresik GT 2.2	gas	53	102	36	10	1	0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	gas	53	102	36	10	1	0
10	PLTGU Gresik ST 2.0	gas	250	480	36	10	3	1
11	PLTGU Gresik GT 3.1	gas	53	102	36	10	1	0
12	PLTGU Gresik GT 3.2	gas	53	102	36	10	1	0
13	PLTGU Gresik GT 3.3	gas	53	102	36	10	1	0
14	PLTGU Gresik ST 3.0	gas	250	480	36	10	3	1
15	PLTU Gresik 1	gas	43	85	48	10	9	1
16	PLTU Gresik 2	gas	43	85	48	10	9	1
17	PLTU Gresik 3	gas	90	175	48	10	9	2
18	PLTU Gresik 4	gas	90	175	48	10	9	2
19	PLTG Gresik 1	gas	5	16	3	1	1	0
20	PLTG Gresik 2	gas	5	16	3	1	1	0
21	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	3	1	1	0
22	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	3	1	1	0
23	PLTGU M. Karang GT 1.1	gas	50	95	36	10	1	0
24	PLTGU M. Karang GT 1.2	gas	50	95	36	10	1	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.3	gas	50	95	36	10	1	0
26	PLTGU M. Karang ST 1.0	HSD	300	465	36	10	3	1
27	PLTGU M. Tawar GT 1.1	HSD	72	138	36	10	0	0
28	PLTGU M. Tawar GT 1.2	HSD	72	138	36	10	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.3	HSD	72	138	36	10	0	0
30	PLTGU M. Tawar GT 2.1	HSD	72	138	36	10	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.2	HSD	72	138	36	10	0	0
32	PLTGU M. Tawar ST 1.0	HSD	315	605	36	10	3	2
33	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	48	10	6	1
34	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	48	10	6	1
35	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	48	10	6	1
36	PLTU M. Karang 4	gas	90	165	48	10	11	2
37	PLTU M. Karang 5	gas	90	165	48	10	11	2

Keterangan: MUD = *Minumum up time*
MDT = *minimum down time*

Tabel 4.2
Data Biaya dan Parameter unit Termal Pada PT. PLN
Pembangkitan Jawa-Bali
Agustus 2002

No	Nama Pembangkit	Biaya Start-up (Juta Rp)		Koefisien biaya		
		Cold start-up	Hot start-up	A	B	C
1	PLTU Paiton 1	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2	PLTU Paiton 2	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
3	PLTGU Gresik GT 1.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
4	PLTGU Gresik GT 1.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
5	PLTGU Gresik GT 1.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
6	PLTGU Gresik ST 1.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
7	PLTGU Gresik GT 2.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
8	PLTGU Gresik GT 2.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
9	PLTGU Gresik GT 2.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
10	PLTGU Gresik ST 2.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
11	PLTGU Gresik GT 3.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
12	PLTGU Gresik GT 3.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
13	PLTGU Gresik GT 3.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
14	PLTGU Gresik ST 3.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
15	PLTU Gresik 1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
16	PLTU Gresik 2	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
17	PLTU Gresik 3	229.5	95.52	5017369.5	169242.579	193.545
18	PLTU Gresik 4	229.5	95.52	5017369.5	169242.579	193.545
19	PLTG Gresik 1	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
20	PLTG Gresik 2	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
21	PLTG Gilitimur 1	6.13	0	687181.85	683240.965	1762.3893
22	PLTG Gilitimur 2	6.13	0	687181.85	683240.965	1762.3893
23	PLTGU M. Karang GT 1.1	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
24	PLTGU M. Karang GT 1.2	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
25	PLTGU M. Karang GT 1.3	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
26	PLTGU M. Karang ST 1.0	54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
27	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
28	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
29	PLTGU M. Tawar GT 1.3	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
30	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
31	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
32	PLTGU M. Tawar ST 1.0	160.1	96.42	43043399	288609.995	7.6584
33	PLTU M. Karang 1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
34	PLTU M. Karang 2	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
35	PLTU M. Karang 3	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
36	PLTU M. Karang 4	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79
37	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Catatan:

Harga batubara : 255 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$

4.3. Aplikasi Metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* Pada PT. PLN PJB Untuk Memecahkan Permasalahan *Economic Load Dispatch*

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa-Bali tangga 27, 30, dan 31 Juli 2005. analisa data dilakukan untuk ketiga hari tersebut, karena ketiga hari tersebut mewakili karakteristik kurva yang berlainan dengan keterangan sebagai berikut:

- Tanggal 27 Juli 2005, beban hari kerja penuh
- Tanggal 30 Juli 2005, beban pada setengah hari kerja
- Tanggal 31 Juli 2005, beban pada hari libur

Berdasarkan data unit yang terdapat dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali pada sistem tenaga pada tabel 4.1, semua unit pembangkit diasumsikan dalam kondisi siap beroperasi. Maka dapat disusun *input* data unit pembangkit termal yang siap operasi pada tanggal 27 Juli 2005 sampai dengan 31 Juli 2005, yaitu sebanyak 37 unit pembangkit.

Dalam data beban harian sistem yang diperoleh dari PT. Pembangkitan Jawa-Bali, terdapat data hasil perhitungan mengenai jumlah total pembangkitan, beban total dan cadangan berputar pada setiap jam dalam setiap area. Data-data ini tidak dipakai dalam skripsi ini karena data tersebut menyangkut sistem secara

keseluruhan dalam suatu area. Dalam suatu area biasanya terdapat lebih dari satu perusahaan penyedia energi listrik. Misalnya pada area 4, terdapat tiga perusahaan penyedia energi listrik, yaitu: PT. Pembangkitan Jawa-Bali, PT. Indonesia Power dan perusahaan milik swasta.

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

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

4.4. Beban sistem

Dalam wilayah Jawa-Bali, pembangkit-pembangkit yang ada dikoordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali. Proses penjadwalan pembangkit dengan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* bertujuan untuk

membuat rencana penjadwalan pembangkit dalam sistem tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi yang seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit termal dan beban yang ditanggung oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya *output* pembangkit tenaga listrik dalam sistem PT. Pembangkitan Jawa Bali tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005, terdapat pada tabel 4.3 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal saja).

Tabel 4.3
Data Beban Total Unit Termal PT. Pembangkitan Jawa-Bali

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

4.5. Hasil Perhitungan dan Analisa Data

Program optimasi *Economic Load Dispatch* unit pembangkit termal pada sistem PT. PJB dengan *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy,* terdiri dari:

1. Tahap input data dengan inisialisai data karakteristik tiap unit dan beban tiap jam.
2. Input parameter *metode Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy.*
3. Melakukan pencarian nilai yang paling minimum dari fungsi keanggotaan yang masing-masing untuk biaya dan beban sistem sehingga didapatkan biaya operasional unit-unit pembangkit yang paling optimal untuk melayani beban sistem.

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

Tabel 4.4
Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali
Pada Hari; Rabu, 27 Juli 2005

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	360	360	360	360	360	360	310	360	360	360	360	310
2	360	360	360	360	360	360	310	360	360	360	360	310
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	300	250	250	250	275	250	250	250	300	325	325	275
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	300	250	250	250	300	300	250	300	300	325	325	300
15	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
16	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
17	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	425	400	315	315	390	390	315	425	550	550	550	550
33	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	60
34	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	60
35	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	60
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	120	120	120	120	120	120	120	120	130	130	130	130

UNIT	JAM											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	360	360	360	360	310	370	370	370	370	370	360	360
2	360	360	360	360	310	370	370	370	370	370	360	360
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	325	325	325	250	250	325	350	350	350	275	275	275
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	325	325	325	300	250	325	325	325	325	325	275	275
15	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50
16	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50
17	90	90	90	90	90	167	167	167	167	140	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
20	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	0	0
21	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
22	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	80	130	135	135	120	65	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65	65
32	550	550	550	550	550	560	560	560	560	500	450	425
33	80	80	80	80	80	85	85	85	80	80	80	80
34	80	80	80	80	80	85	85	85	80	80	80	80
35	80	80	80	80	80	85	85	85	80	80	80	80
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	130	130	130	130	130	130	130	130	130	120	120	120

Tabel 4.5
Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali
Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	360	360	360	360	360	350	300	300	300	300	300	300
2	360	360	360	360	360	300	250	250	250	250	250	250
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	400	325	300	300	400	325	250	250	250	250	270	250
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	350	300	300	300	400	325	250	250	300	300	300	300
15	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
16	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
17	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	450	350	325	325	425	425	425	475	550	550	550	525
33	80	80	80	80	80	80	60	85	85	85	85	85
34	80	80	80	80	80	80	60	85	85	85	85	85
35	80	80	80	80	80	80	60	85	85	85	85	85
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

UNIT	JAM											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	300	300	300	300	300	360	370	370	360	360	360	360
2	250	250	250	250	310	360	370	370	360	360	360	360
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	250	250	325	325	300	400	425	250	250	325	300	300
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	300	300	300	300	300	375	425	300	300	325	300	300
15	50	50	50	50	50	90	90	80	80	50	50	50
16	50	50	50	50	50	90	90	80	80	50	50	50
17	90	90	90	90	90	167	167	167	167	140	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
22	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	80	100	120	100	100	80	80	80
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	500	550	550	490	420	525	550	550	550	525	450	425
33	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	80
34	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	80
35	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	80
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

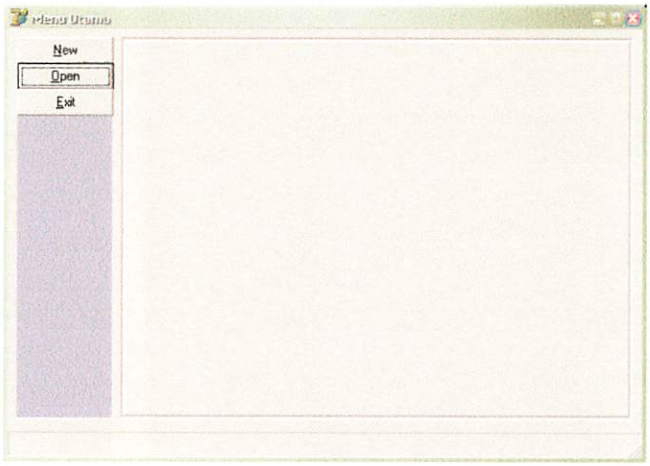
Tabel 4.6
Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali
Pada Hari; Minggu, 31 Juli 2005

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	360	360	360	360	360	360	296	225	225	225	225	225
2	360	360	360	360	360	360	296	225	225	225	225	225
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	300	250	250	250	300	325	250	300	300	300	300	250
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	300	250	250	250	250	300	250	250	300	300	250	250
15	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
16	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
17	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	95	95	95	80	95	95	80	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	80	50	50	50	80	80	60	60	60	80	80	80
34	80	50	50	50	80	80	60	60	60	80	80	80
35	80	50	50	50	80	80	60	60	60	80	80	80
36	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

UNIT	JAM											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	225	225	225	225	296	350	370	370	370	360	360	350
2	225	225	225	225	296	350	370	370	370	360	360	350
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	250	250	250	250	250	375	425	420	400	350	325	300
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	250	250	250	250	250	375	400	400	400	325	300	300
15	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50
16	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50
17	90	90	90	90	90	167	167	167	167	150	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
22	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	425	550	550	550	500	400	350
33	80	80	80	80	60	80	80	80	80	80	60	60
34	80	80	80	80	60	80	80	80	80	80	60	60
35	80	80	80	80	60	80	80	80	80	80	60	60
36	100	100	100	100	100	120	120	120	120	120	120	100
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.5.1. Tampilan Program *Economic Load Dispatch* Dengan Metode *Evolutionary Progamming* dan *Evolutionary Strategy*

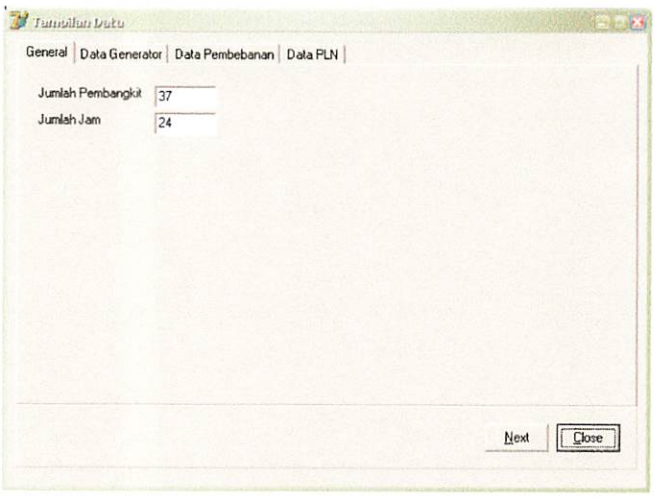
1. Tampilan Menu Utama



Gambar 4.1.

Tampilan Menu Utama

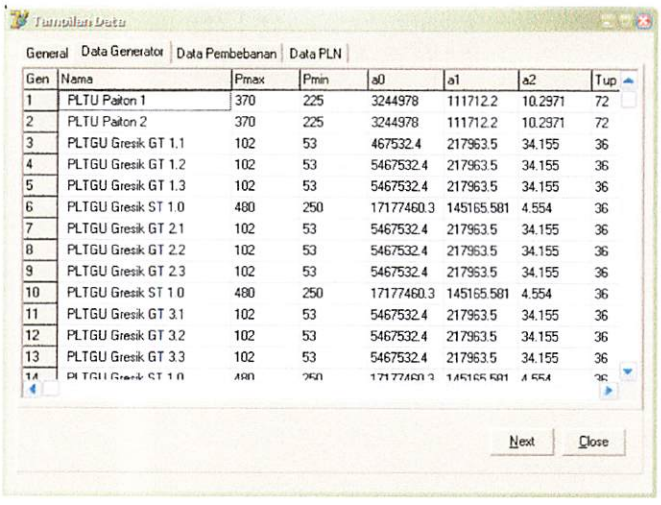
2. Pilih Open File, kemudian akan muncul tampilan sebagai berikut :



Gambar 4.2.

Tampilan Secara Umum

3. Pilih Data Generator untuk menampilkan unit–unit pembangkit



Tampilan Data

General | Data Generator | Data Pembebanan | Data PLN

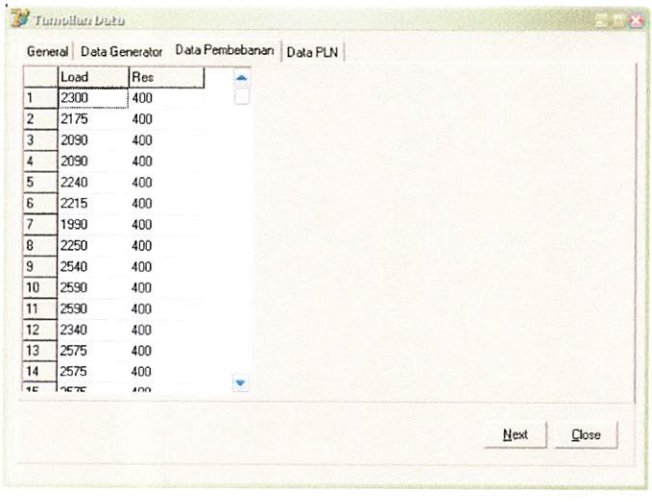
Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tup
1	PLTU Paiton 1	370	225	3244978	111712.2	10.2971	72
2	PLTU Paiton 2	370	225	3244978	111712.2	10.2971	72
3	PLTGU Gresik GT 1.1	102	53	467532.4	217963.5	34.155	36
4	PLTGU Gresik GT 1.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
5	PLTGU Gresik GT 1.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	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

Next | Close

Gambar 4.3.

Tampilan Data Generator

4. Pilih Data Pembebanan untuk menampilkan beban sistem dan cadangan berputar



Tampilan Data

General | Data Generator | Data Pembebanan | Data PLN

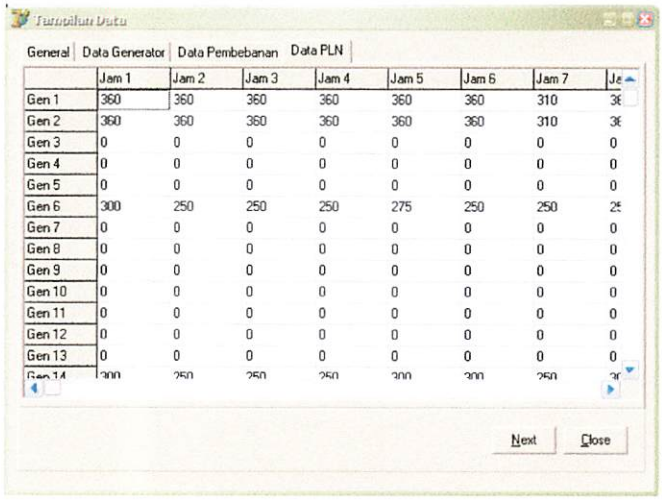
	Load	Res
1	2300	400
2	2175	400
3	2090	400
4	2090	400
5	2240	400
6	2215	400
7	1990	400
8	2250	400
9	2540	400
10	2590	400
11	2590	400
12	2340	400
13	2575	400
14	2575	400
15	2575	400

Next | Close

Gambar 4.4.

Tampilan Data Pembebanan

5. Pilih Data PLN untuk mengetahui daya yang dioperasikan oleh tiap unit pembangkit thermal selama 24 jam.

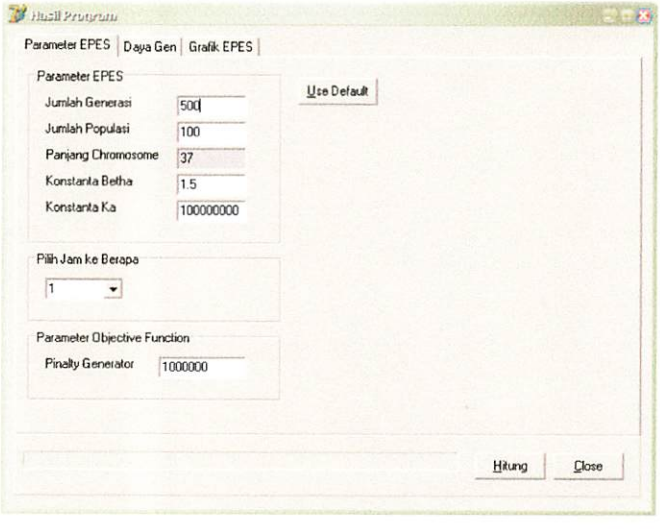


	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Ja
Gen 1	360	360	360	360	360	360	310	3
Gen 2	360	360	360	360	360	360	310	3
Gen 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 4	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 5	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 6	300	250	250	250	275	250	250	2
Gen 7	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 8	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 9	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 10	0	0	0	0	0	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	3

Gambar 4.5.

Tampilan Data PLN

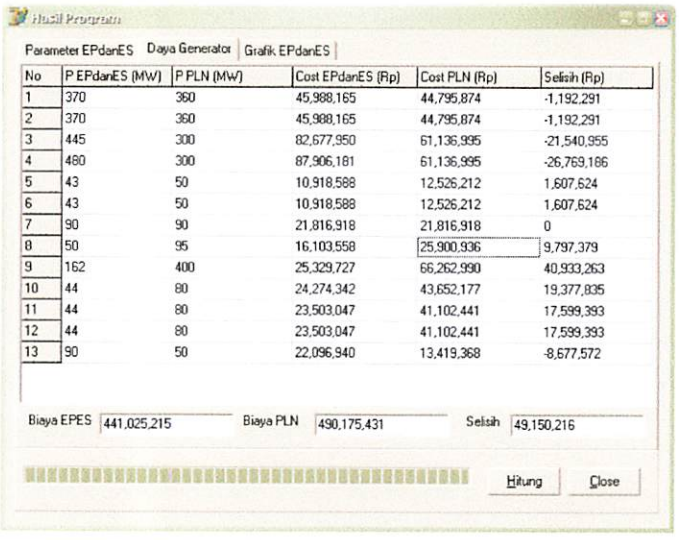
6. Kemudian tekan menu " *Next* ", dan akan terlihat tampilan parameter *EP* dan *ES*, kemudian tekan " *Use Default* " untuk memasukkan nilai dari parameter *EP* dan *ES*, kemudian pilih jam ke berapa yang akan dihitung



Gambar 4.6.

Tampilan Paramter EP dan ES

7. Kemudian tekan tombol " Hitung " untuk mennghitung biaya dari unit pada jam tertentu.



No	P EPdanES (MW)	P PLN (MW)	Cost EPdanES (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)
1	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
2	370	360	45,988,165	44,795,874	-1,192,291
3	445	300	82,677,950	61,136,995	-21,540,955
4	480	300	87,906,181	61,136,995	-26,769,186
5	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
6	43	50	10,918,588	12,526,212	1,607,624
7	90	90	21,816,918	21,816,918	0
8	50	95	16,103,558	25,900,936	9,797,379
9	162	400	25,329,727	66,262,990	40,933,263
10	44	80	24,274,342	43,652,177	19,377,835
11	44	80	23,503,047	41,102,441	17,599,393
12	44	80	23,503,047	41,102,441	17,599,393
13	90	50	22,096,940	13,419,368	-8,677,572

Gambar 4.7.

Tampilan Daya Dari Unit Generator Yang Beroperasi Serta Hasil Biaya

4.5.2. Hasil Optimasi Pembebanan Unit Termal Menggunakan Metode EP dan ES

Tabel 4.7
Data Pembebanan Unit Termal Sesudah Optimasi
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali
Pada Hari; Rabu, 27 Juli 2005

	JAM											
UNIT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	470	461	379	323	480	385	317	421	480	480	480	480
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	480	364	360	417	410	480	323	479	480	480	480	480
15	43	43	43	43	43	43	43	43	58	65	73	43
16	43	43	43	43	43	43	43	43	51	56	59	43
17	90	90	90	90	90	90	90	90	156	175	168	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	50	50	50	50	50	50	50	50	95	95	95	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	162	162	162	162	162	162	162	162	202	202	202	192
33	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
34	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
35	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	90	90	90	90	90	90	90	90	146	165	162	90

UNIT	JAM											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	473
15	57	58	66	45	48	85	85	85	85	74	43	43
16	52	59	53	43	43	85	85	85	85	56	43	43
17	173	166	164	157	91	175	175	175	175	153	98	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	5	16	16	16	16	5	0	0
20	0	0	0	0	5	16	16	16	16	5	0	0
21	0	0	0	0	5	5	16	16	8	5	0	0
22	0	0	0	0	5	14	16	16	12	5	0	0
23	94	95	95	91	59	95	95	95	95	95	50	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	72	138	138	138	138	72	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	72
32	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	193
33	44	44	44	44	44	85	85	85	85	44	44	44
34	44	44	44	44	44	85	85	85	85	44	44	44
35	44	44	44	44	44	85	85	85	85	44	44	44
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	165	163	164	105	90	165	165	165	165	161	90	90

Tabel 4.8
Data Pembebanan Unit Termal Sesudah Optimasi
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali
Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	480	480	472	454	480	480	287	325	454	476	473	465
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	480	480	438	456	480	480	393	480	476	454	477	440
15	73	43	43	43	83	43	43	43	43	43	43	43
16	77	43	43	43	83	43	43	43	43	43	43	43
17	174	90	90	90	175	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	95	50	50	50	95	50	50	50	50	50	50	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	202	170	162	162	202	192	162	162	162	162	162	162
33	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
34	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
35	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

UNIT	JAM											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	369	370	370	370	370	370	370	370
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	400	477	480	434	478	480	480	480	480	480	480	480
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	480	453	480	436	371	480	480	480	480	480	480	480
15	43	43	43	43	43	85	85	85	85	85	43	43
16	43	43	43	43	44	85	85	85	85	85	43	43
17	90	90	95	90	90	175	175	175	175	175	133	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	5	16	16	5	5	5	0	0
22	0	0	0	0	5	16	16	5	5	5	0	0
23	50	50	50	50	50	95	95	95	95	95	50	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	72	138	138	138	127	98	72	72
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	162	162	202	162	168	202	202	202	202	202	202	170
33	44	44	44	44	44	85	85	44	44	44	44	44
34	44	44	44	44	44	85	85	44	44	44	44	44
35	44	44	44	44	44	85	85	56	47	44	44	44
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.9
Data Pembebanan Unit Termal Sesudah Optimasi
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali
Pada Hari; Minggu, 31 Juli 2005

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	370	370	370	370	370	370	327	366	348	357	336	322
2	370	370	370	370	370	370	367	251	319	370	341	305
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	445	314	303	299	401	393	250	250	250	250	250	250
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	480	253	364	253	306	389	250	250	250	250	250	250
15	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
16	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
17	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
34	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
35	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
36	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

UNIT	JAM											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	343	335	316	281	361	370	370	370	370	370	370	370
2	284	292	311	346	370	370	370	370	370	370	370	370
3	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
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	250	250	250	250	250	480	480	480	480	480	480	451
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	250	250	250	250	250	480	480	480	480	480	480	414
15	43	43	43	43	43	85	85	85	85	77	43	43
16	43	43	43	43	43	85	85	85	85	82	43	43
17	90	90	90	90	90	175	175	175	175	172	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	5	5	16	16	16	5	0	0
22	0	0	0	0	5	5	16	16	16	5	0	0
23	50	50	50	50	50	95	95	95	95	94	50	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	202	202	202	202	202	182	162
33	44	44	44	44	44	44	85	85	85	85	44	44
34	44	44	44	44	44	46	85	85	85	85	44	44
35	44	44	44	44	44	81	85	85	85	85	44	44
36	90	90	90	90	90	165	165	165	165	163	90	90
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

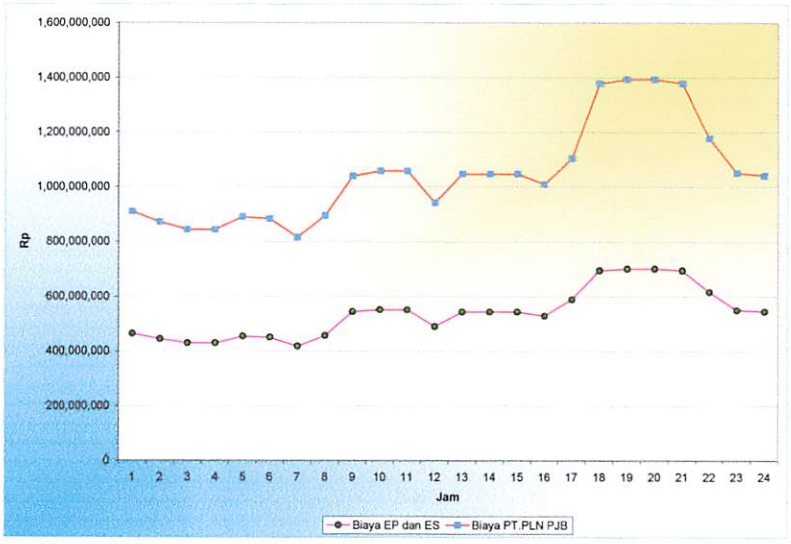
4.5.3. Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode EP dan ES

Tabel 4.10
Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode EP dan ES
Pada Hari; Rabu, 27 Juli 2005

Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)	*EP* dan *ES* (Rp)	Selisih (Rp)
1	2300	464.544.480	444.758.527	19.785.953
2	2175	445.152.537	426.128.851	19.023.685
3	2090	429.890.280	413.474.355	16.415.925
4	2090	429.890.280	413.485.874	16.404.406
5	2240	454.392.306	435.808.141	18.584.165
6	2215	450.703,396	432.088.491	18.614.905
7	1990	418.029.154	398.634.709	19.394.446
8	2250	457.160.966	437.297.188	19.863.778
9	2540	544.211.424	494.747.948	49.463.476
10	2590	551.612.015	506.367.928	45.244.088
11	2590	551.612.015	506.355.946	45.256.069
12	2340	490.355.878	451.130.670	39.225.208
13	2575	543.875.979	502.848.176	41.027.803
14	2575	543.875.979	502.899.442	40.976.536
15	2575	543.875.979	502.870.506	41.005.473
16	2475	529.091.873	479.978.773	49.113.100
17	2457	589.448.294	514.686.403	74.761.891
18	2951	695.328.855	682.957.148	12.371.707
19	2981	701.267.068	692.248.410	9.018.658
20	2981	701.267.068	692.248.410	9.018.658
21	2951	695.328.855	683.223.321	3.618.457
22	2664	617,098,701	561.101.290	55.997.411
23	2430	550.541.913	500.549.537	49.992.376
24	2405	545.855.172	496.145.704	49.709.468

Grafik 4.1.

Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Biaya Operasional Menggunakan Metode EP dan ES Pada Hari; Rabu, 27 Juli 2005



Tabel 4.11

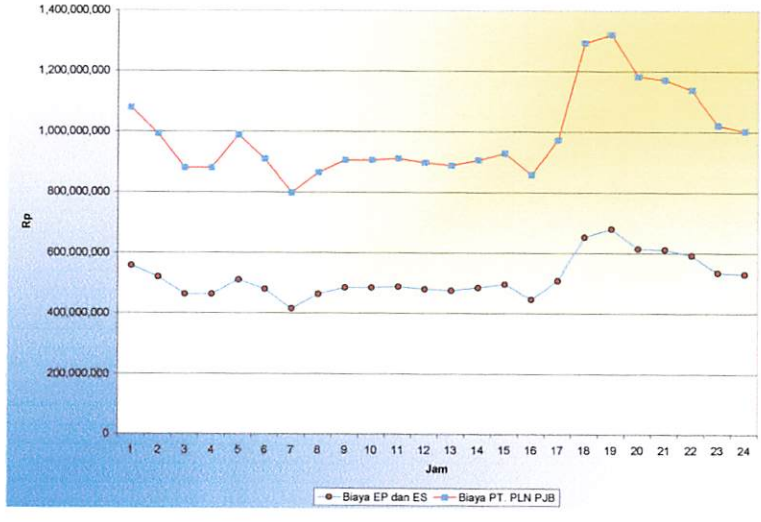
Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode EP dan ES Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005

Jam	Beban Sistem (MW)	PT.PJB (Rp)	*EP* dan *ES* (Rp)	Selisih (Rp)
1	2525	557.999.434	520.032.491	37.974.680
2	2300	521.082.098	471.604.653	49.477.445
3	2170	463.252.271	416.690.290	46.561.981
4	2170	463.252.271	416.718.809	46.533.463
5	2470	511.051.655	477.908.700	33.142.955
6	2250	480.480.842	429.007.528	51.473.314
7	1940	415.960.396	382.536.569	33.423.826
8	2065	463.695.520	401.049.071	62.646.449
9	2190	485.695.688	419.674.482	66.021.205
10	2190	485.695.688	419.674.482	66.021.205
11	2210	488.646.361	422.661.588	65.984.773
12	2165	480.761.644	415.944.667	64.816.977
13	2140	475.889.427	412.222.658	63.666.768
14	2190	485.695.688	419.673.689	66.021.999

15	2265	496.779.498	431.669.561	65.109.936
16	2130	446.741.843	410.722.164	36.019.679
17	2197	509.496.786	463.435.256	46.061.530
18	2849	652.594.714	640.768.820	11.825.894
19	2989	679.961.226	640.768.820	39.192.407
20	2634	614.043.893	568.508.130	45.535.763
21	2614	611.659.312	559.309.070	52.350.241
22	2582	592.417.896	544.962.932	47.454.965
23	2375	535.757.812	485.899.695	49.858.117
24	2300	531.071.071	471.604.653	59.466.418

Grafik 4.2.

Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Biaya Operasional Menggunakan Metode EP dan ES Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005



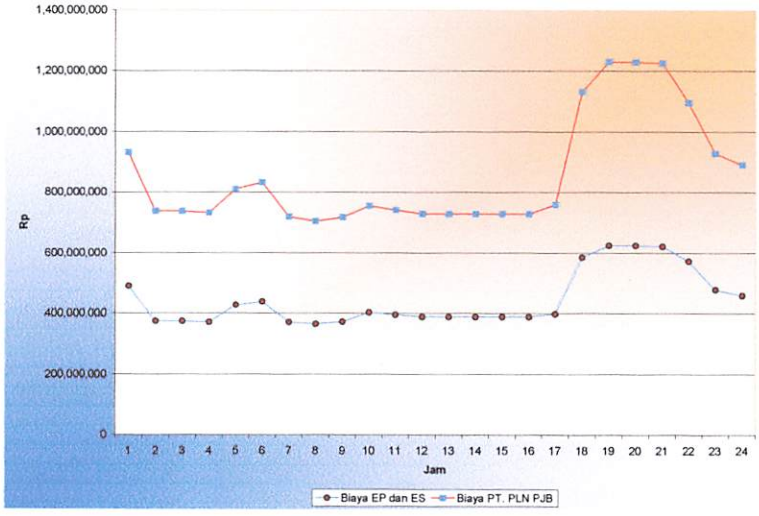
Tabel 4.12

Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode EP dan ES Pada Hari; Minggu, 31 Juli 2005

Jam	Beban Sistem (MW)	PT.PJB (Rp)	*EP* dan *ES* (Rp)	Selisih (Rp)
1	2275	490.175.431	441.025.215	49.150.216
2	1755	374.416.793	362.515.607	11.901.186
3	1755	374.416.793	362.510.647	11.906.146
4	1740	371.102.379	360.296.348	10.806.031
5	1895	427.417.757	383.256.867	44.160.890
6	1970	438.501.567	394.378.249	44.123.318
7	1642	370.992.261	347.148.139	23.844.122
8	1565	365.065.255	338.091.330	26.973.926
9	1615	372.448.770	343.939.104	28.509.665
10	1675	403.012.550	351.068.742	51.943.808
11	1625	395.629.036	345.120.942	50.508.094
12	1575	388.245.522	339.201.031	49.044.491
13	1575	388.245.522	339.217.117	49.028.404
14	1575	388.245.522	339.209.091	49.036.431
15	1575	388.245.522	339.199.692	49.045.830
16	1575	388.245.522	339.221.538	49.023.983
17	1689	398.447.093	359.840.057	38.607.036
18	2689	585.092.377	545.823.118	39.269.259
19	2929	625.067.195	604.409.315	20.657.880
20	2924	624.322.126	604.409.315	19.912.811
21	2904	621.344.129	604.409.315	16.934.814
22	2632	572.596.233	522.226.875	50.369.357
23	2330	478.673.530	449.478.140	29.195.390
24	2215	459.055.664	432.070.939	26.984.725

Grafik 4.3.

Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Biaya Operasional Menggunakan Metode EP dan ES Pada Hari; Minggu, 31 Juli 2005



4.5.4. Perbandingan Total Biaya PT. PLN PJB dengan Metode EP dan ES

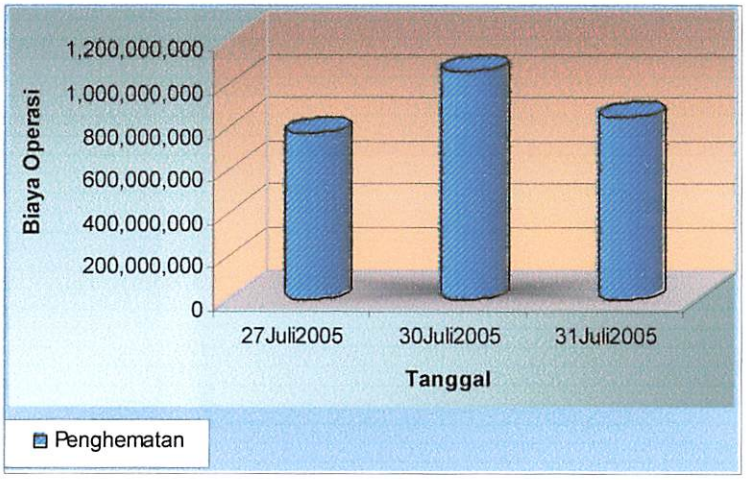
Tabel 4.13

Perbandingan Total Biaya Oprasional PT. PLN PJB dengan Metode EP dan ES

TANGGAL	PT.PJB (Rp)	*EP* dan *ES* (Rp)	Penghematan (Rp)	Persentase (%)
27/7/2005	12.944.410.467	12.172.035.748	772.374.719	5,96
30/7/2005	12.449.683.034	11,243,048,778	1,206,634,256	9,69
31/7/2005	10.689.004.549	9.847.757.139	841.247.410	7,87

Grafik 4.4.

Selisih Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Total Biaya Operasional Metode EP dan ES Pada Tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005



Dari tabel perbandingan biaya operasional untuk tiap jam selama 24 jam, dapat dibuat perbandingan biaya total operasional untuk periode 24 jam (satu hari) antara biaya total operasional selama 24 jam milik PT. PLN PJB dengan biaya operasional selama 24 jam hasil optimasi metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy*. Bila dilihat pada tabel diatas, tampak apabila dihitung dengan kedua cara, yaitu antara biaya yang dikeluarkan oleh PT. PLN PJB dengan biaya hasil optimasi menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* adalah sebagai berikut:

1. Pada hari Rabu, tanggal 27 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.12.944.410.467,- optimasi dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* sebesar Rp.12.172.035.748,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp.772.374.719,- atau 5,96%.

2. Pada hari Sabtu, tanggal 30 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.12.449.683.034,- optimasi dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* sebesar Rp.11.243.048.778,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp.1.206.634.256,- atau 9,69%.
3. Pada hari Minggu, tanggal 31 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.10.689.004.549,- optimasi dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* sebesar Rp.9.847.757.139,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp.841.247.410atau 7,87%.

Dari hasil optimasi yang diperoleh dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* terdapat selisih penghematan biaya, sehingga tujuan utama dari optimasi bisa terpenuhi.

4.6 Uji Validasi

Untuk melakukan uji validasi pada program bantu perhitungan sehingga bisa dilihat kelayakan dari program tersebut, terlebih dahulu dilakukan pemilihan parameter *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* yang sesuai sehingga menghasilkan solusi yang optimal. Berdasarkan jurnal June Ho Park*, Sung-Oh Yang*, Hwa Seok Lee*, Young Moon Park** "*Economic Load Dispatch Using Evolutionary Algorithms*" IEEE 1996 dengan nilai parameter adalah A=1, B=1.5, panjang string=10, populasi=100, standart deviasi=4(EP) dan 1(ES), generasi=200, Selanjutnya untuk pengujian validasi berpedoman pada data jurnal yang sama. Hasil pengujian dapat dilihat pada gambar 4.8. kemudian dilakukan perhitungan biaya total dengan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy.*

Tabel 4.14[7]

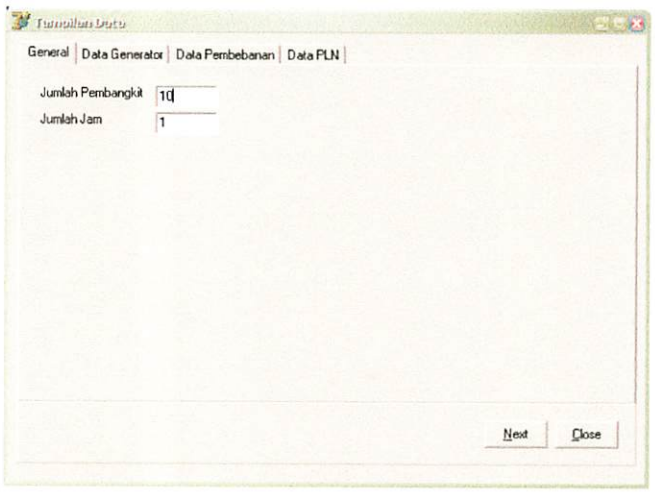
Data *Economicload Load Dispatch* Dengan 10 Unit Pembangkit Untuk PengujianValidasi Program

Unit	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	a	b	c
1	196	100	26.97	-0.3975	0.002176
2	230	157	118.4	-1.2690	0.004194
3	332	200	39.79	-0.3116	0.001457
4	265	200	226.8	-2.3380	0.005935
5	338	190	13.92	-0.0873	0.001066
6	265	200	226.8	-2.3380	0.005935
7	331	200	18.39	-0.1325	0.001107
8	265	200	226.8	-2.3380	0.005935
9	370	213	88.53	-0.5675	0.001554
10	362	200	13.97	-0.0994	0.001102

Tabel 4.15[1]

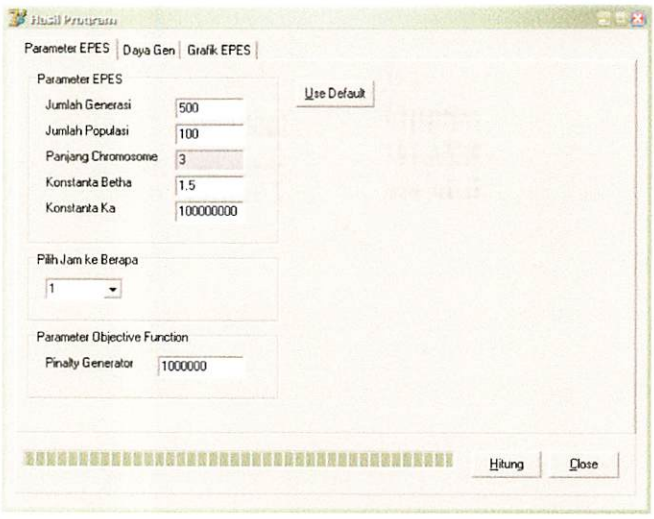
Data Beban Masing-Masing Unit dengan Total Daya 2400MW dan Cadangan Berputar 240MW

Unit	Beban Sistem (MW)
1	188.29
2	202.12
3	255.68
4	233.80
5	240.88
6	233.14
7	254.29
8	232.81
9	319.66
10	239.32



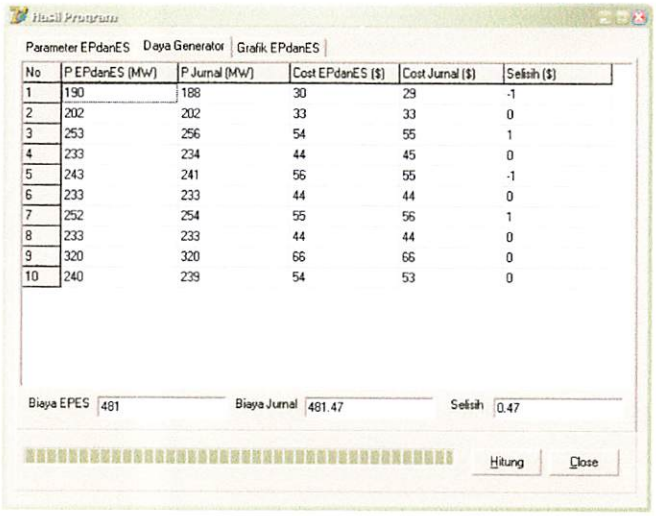
Gambar 4.8.

Tampilan Data Dengan 10 Unit Pembangkit Selama 1 Jam Untuk Uji Validasi



Gambar 4.9.

Tampilan Parameter EP Dan ES Untuk Uji Validasi



No	P EPdanES (MW)	P Jurnal (MW)	Cost EPdanES ($)	Cost Jurnal ($)	Selisih ($)
1	190	188	30	29	-1
2	202	202	33	33	0
3	253	256	54	55	1
4	233	234	44	45	0
5	243	241	56	55	-1
6	233	233	44	44	0
7	252	254	55	56	1
8	233	233	44	44	0
9	320	320	66	66	0
10	240	239	54	53	0

Gambar 4.10.

Hasil Uji Validasi

Dari hasil pengujian disini dapat dilihat bahwa program tersebut layak untuk digunakan karena hasil perhitungan program tersebut mendekati hasil yang ada pada jurnal. Pada tampilan program diatas dapat dilihat bahwa hasil perhitungan menghasilkan biaya 481 $/H yang mendekati perhitungan dengan jurnal June Ho Park*, Sung-Oh Yang*, Hwa Seok Lee*, Young Moon Park** "*Economic Load Dispatch Using Evolutionary Algorithms*" IEEE 1996 yaitu 481.74 $/H dengan error 1.536×10^{-3} % sehingga program ini valid untuk digunakan.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan analisa perhitungan optimasi pembebanan dengan menggunakan metode e*volutionary programming* dan e*volutionary strategy* maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada hari Rabu, tanggal 27 Juli 2005 total biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.12.944.410.467,- setelah optimasi dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* sebesar Rp.12.172.035.748,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp.772.374.719,- atau 5,96%
2. Pada hari Sabtu, tanggal 30 Juli 2005 total biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.12.449.683.034,-setelah optimasi dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* sebesar Rp.11.243.048.778,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp.1.206.634.256,- atau 9,69%.
3. Pada hari Minggu, tanggal 31 Juli 2005 total biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.10.689.004.549,- setelah optimasi dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy* sebesar Rp.9.847.757.139,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp.841.247.410atau 7,87%.

4. Bahwa terjadi perubahan pembebanan pada setiap unit-unit pembangkit yang beroperasi, sehingga didapatkan selisih total biaya bahan bakar sebelum optimasi dan sesudah optimasi dengan menggunakan metode *Evolutionary Programming* dan *Evolutionary Strategy*, sehingga tujuan utama dari optimasi bisa terpenuhi.

5.2. Saran

Agar didapatkan hasil optimasi pada permasalahan yang akan diangkat lebih akurat pada kedepannya, maka sebaiknya analisis dilakukan dengan memperhitungkan data-data pendukung yang lebih spesifik.

DAFTAR PUSTAKA

[1]. June Ho Park*, Sung-Oh Yang*, Hwa Seok Lee*, Young Moon Park** "*Economic Load Dispatch Using Evolutionary Algorithms*" IEEE 1996.

[2] Ir. Djiteng Marsudi,"Operasi Sistem Tenaga Listrik" Penerbit Balai Penerbit Humas ISTN, Juni 1990.

[3] Wood, Allan J and B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control", John Willey & Sons, Inc, 1984.

[4] Stevenson, William D, Jr, "Analisa Sistem Tenaga Listrik", Penerbit Erlangga edisi keempat, 1996.

[5] http://zooland. alife.org/hhg2ec/, "*What's Evolutionary Programming (EP)* dan *What's Evolutionary Strategy (ES)*?".

[6] Luke, Brian T., "*Overview of Evolutionary Programming Methods*", Learning From The Web.net.

[7] C. E. Lin and G. L. Viviani, "Hierarchical Economic Dispatch for Piecewise Quadratic Cost Functions", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-103, No. 6, June, 1984.

[8] Kwang. Y. Lee, and Frank F. Yang, "*Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm, and Linier Programming*," IEEE Trans on Power System, Vol 13, No 1, February 1998.

LAMPIRAN

#PJB

DATA PENAWARAN
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI
AGUSTUS 2002

No.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS			LAMA WAKTU (JAM)				BIAYA START UP (JUTA Rp)		KOEFISIEN 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. PAITON												
	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	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 528	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	1327128.68	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	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	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	29.67	11560815	53685.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	317	200	300	36	10	3	2	61.57	38.92	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	14706521.25	433337.8	49.4605
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	202	36	10	3	1	118.08	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	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

SUB SISTEM REGION_T

RENCANA : HARI/TANGGAL : RABU , 27 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

		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	MKRNG1OC		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
	MKRNG1OC1		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	90	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG2OC1		63	63	62	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	95	95	95	95	95	95	95	63	63
	MKRNG2OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG3OC		0	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
PLTU	MKRNG	#1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	85	85	85	85	85	85	60	60
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	85	85	85	85	85	85	60	60
		#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	85	85	85	85	85	85	60	60
PLTU	MKRNG	#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#5	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	130	130	130	130	130	130	130	130
PLTGU	MTWAR11OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR1OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR2OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR12OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13OC		0	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		425	425	400	400	325	315	315	315	315	390	430	390	390	315	400	425	500	550	550	550	550	550	550	550	550
	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
			PEMBANGKITAN MUARA TAWAR																								
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	40	80	80	80	50	50	40	40
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		110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	75	75	75	120	120	120	120	120	120	120	90	90	90
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			5065	5065	5040	5040	4935	4895	4832	4852	4915	5030	5190	5030	4782	4642	4992	5125	5347	5537	5677	5577	5577	5547	5517	5325	5320
(**) Beban Area-1			4984	4958	4931	4870	4602	4608	4621	4656	4620	4719	4860	4846	4743	4677	4969	5258	5312	5536	5614	5706	5739	5703	5687	5406	5496
Selisih (*) - (**)			81	107	109	170	333	287	211	196	295	311	310	184	39	-35	23	-133	35	1	-37	-129	-162	-156	-170	-141	-176
Cadangan Setelika			72	72	71	71	65	63	116	117	64	70	78	70	119	117	126	74	81	25	27	27	27	25	25	58	58
Cadangan P u t a r			482	482	487	487	592	632	606	675	612	497	337	497	710	850	500	412	190	140	100	100	100	130	130	322	322

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : RABU , 27 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	MKRNG1OC	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG1OC1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG2OC1	63	95	95	95	63	63	63	63	63	63	95	95	95	95	95	75	63	63	63	63	63	63	63	73
	MKRNG2OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG3OC	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
	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
	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
PLTU	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	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	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	70
PLTU	MKRNG #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#5	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	120	120	120	120	120	120	125
PLTGU	MTWAR11OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR1OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR2OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13OC	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
	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
	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	28
	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
PLTG	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	28
	#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
PLTG	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																								
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
	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
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	
(*) Pembangkitan 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
(**) Beban Area-1		5671	5855	5799	5769	5755	5677	5618	5597	5598	5646	5797	5727	5764	5756	5750	5694	5732	5627	5412	5360	5227	5192	4956	5337
Selisih (*) - (**)		-236	-298	-292	-282	-320	-234	-200	69	85	107	438	548	601	589	595	411	246	306	262	214	212	257	418	102
Cadangan Sekelika		37	38	36	35	37	37	61	94	74	77	76	63	23	29	29	62	62	61	76	97	91	91	87	64
Cadangan Putar		237	116	165	185	237	237	262	707	692	642	160	120	30	60	50	290	417	462	717	702	637	637	572	393

SUB SISTEM REGION_4

RENCANA : HARI/TANGGAL : RABU , 27 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

	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	Area 4.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
PLTA	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTA	BRANTAS	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PLTU	PITON #1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	310	310	310	360	360	360	360	360	360	360	360	310	310
	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	310	310	310	360	360	360	360	360	360	360	360	310	310
PLTGU 1	GRSIK11OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC	300	300	275	250	250	250	250	250	250	275	300	250	250	250	250	250	275	300	300	325	325	325	325	275	275
PLTGU 2	GRSIK21OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
	GRSIK23CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK31OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK31CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC	300	300	300	250	250	250	250	250	250	300	300	300	300	250	300	300	300	300	300	325	325	325	325	300	300
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	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
PLTU	GRSIK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTMR #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
	#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
	GRESIK #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#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
(*) Pembangkitan Area-4		4643	4613	4543	4443	4423	4423	4423	4423	4423	4618	4603	4493	4140	4070	4240	4490	4516	4565	4565	4640	4650	4640	4640	4415	4415
(**) Beban Area-4		2542	2458	2468	2400	2388	2375	2334	2445	2386	2635	2549	2346	2145	2133	2268	2376	2474	2499	2498	2646	2558	2526	2503	2382	2427
Selisih (*) - (**)		2101	2155	2075	2043	2035	2047	2089	1977	2037	1983	2053	2147	1994	1937	1972	2113	2040	2065	2066	2093	2092	2113	2137	2033	1988
Cadangan Seketika		67	65	62	57	56	56	56	56	56	60	65	59	90	87	90	59	60	63	63	50	51	50	50	91	91
Cadangan Putar		370	400	420	420	640	640	640	640	640	445	360	470	820	890	720	470	445	395	395	320	310	320	320	545	545

SUB SISTEM REGION_4

RENCANA : HARI/TANGGAL : RABU , 27 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
PLTA	Area 4.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
PLTA	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	50	50	90	90	90	90	90	90	90	90	50	50	25	25	25	25	38
PLTA	BRANTAS	10	10	10	10	10	10	10	13	13	20	20	20	20	20	20	17	17	13	13	10	10	10	10	12
PLTU	PITON #1	360	360	360	360	360	360	360	310	310	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	360	360	360	360	355
	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	310	310	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	360	360	360	360	355
PLTGU 1	GRSIK11OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC	325	325	325	325	325	325	250	250	250	250	325	350	350	350	350	350	350	325	275	275	275	275	275	292
PLTGU 2	GRSIK21OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
	GRSIK23CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK31OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK31CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC	325	325	325	325	325	325	300	250	250	275	325	325	325	325	325	325	325	325	325	275	275	275	275	298
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	50	54
	#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	50	54
PLTU	GRSIK # 3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	167	167	167	167	167	167	167	167	140	100	90	90	90	105
	# 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GILIMR # 1	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	# 2	0	0	0	0	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	GRESIK # 1	0	0	0	0	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	# 2	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
(*) Pembangkitan Area-4		4640	4680	4640	4640	4640	4605	4545	4473	4582	4891	5248	5273	5273	5273	5273	5270	5270	5101	5012	4829	4710	4675	4520	4667
(**) Beban Area-4		2574	2600	2593	2565	2509	2499	2471	2540	2754	3244	3523	3510	3541	3468	3443	3355	3222	3102	2934	2759	2711	2659	2650	2662
Selisih (*) - (**)		2066	2079	2046	2075	2131	2105	2073	1933	1828	1646	1724	1763	1731	1805	1830	1915	2048	1999	2077	2070	1999	2015	1870	2004
Cadangan Seketika		50	38	50	50	50	48	61	94	96	69	35	19	19	19	19	19	19	38	43	54	52	68	61	50
Cadangan P u t a r		320	280	320	320	320	370	529	850	862	691	234	209	209	209	209	209	209	334	411	460	490	515	490	440

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU , 30 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

		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	MKRNG1OC		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
	MKRNG1OC1		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	90	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG2OC1		65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	95	95	95	95	95	95	95	95	65	65
	MKRNG2OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG3OC		0	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
PLTU	MKRNG	#1	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	60	60	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
		#2	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	60	60	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
		#3	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	60	60	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
PLTU	MKRNG	#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0
PLTGU	MTWAR11OC		0	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
	MTWAR12OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13OC		0	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		475	450	425	350	350	325	325	325	350	425	500	425	425	425	475	475	525	550	550	550	550	550	550	525	500
	MTWAR	GT 2.1	80	80	80	80	65	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
			PEMBANGKITAN MUARA TAWAR																								
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	60	60	50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	60	100	100	140	140	140	100	60
		#3.3	60	60	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	40	80	100	140	140	140	100	60
		#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		110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	75	75	75	120	120	120	120	120	120	120	120	90	90
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			4905	4870	4825	4750	4735	4595	4595	4545	4590	4765	4690	4715	4615	4670	4895	4970	5070	5145	5225	5245	5325	5325	5325	5160	5049
(**) Beban Area-1			4938	4867	4780	4700	4662	4573	4562	4504	4554	4694	4969	4839	4613	4477	4619	4735	4911	5053	5156	5196	5244	5343	5323	5108	5095
Selisih (*) - (**)			27	3	45	50	73	22	33	41	36	71	-79	-124	2	193	276	235	159	92	69	49	81	-18	2	52	-46
Cadangan Seketika			92	87	85	81	80	73	73	71	73	82	88	79	81	79	27	24	29	5	9	10	0	0	0	40	34
Cadangan P u t a r			600	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

SUB SISTEM REGION_1

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	MKRNG1OC	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG1OC1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG2OC1	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	95	95	95	95	95	95	65	65	65	65	65	65	65	74
	MKRNG2OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG3OC	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
	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
	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
PLTU	MKRNG #1	85	85	85	85	85	60	60	60	60	60	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	79
	#2	85	85	85	85	85	60	60	60	60	60	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	79
	#3	85	85	85	85	85	60	60	60	60	60	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	79
PLTU	MKRNG #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU	MTWAR11OC	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
	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
	MTWAR12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13OC	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
	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
	MTWAR13CC	500	550	550	550	550	490	490	420	420	450	525	550	550	550	550	550	550	550	525	500	450	425	425	480
	MTWAR GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	65	80	80	100	120	120	120	100	100	100	100	80	80	80	80	80	39
	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
PLTG	MTWAR #3.1	60	140	130	80	80	40	40	40	40	40	60	130	130	120	80	60	60	60	60	60	60	60	60	54
	#3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
	#3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
PLTG	MTWAR #4.1	60	140	130	80	80	40	40	40	40	40	60	130	130	110	80	60	60	60	60	60	60	0	0	49
	#4.2	0	0	0	0	0	0	0	40	40	40	60	130	130	110	80	60	60	60	60	60	0	0	0	19
	#4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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
	CIKARANG	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	135	135	135	135	135	135	135	135	135	110	110	110	110	115
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	
(*) Pembangkitan Area-1		5079	5289	5119	5019	5018	4814	4814	4799	4794	4899	5324	5579	5679	5529	5394	5334	5254	5254	5155	5105	4995	4835	4835	5014
(**) Beban Area-1		5072	5199	5098	5024	5107	4953	5001	4991	4975	5040	5466	5688	5639	5583	5511	5483	5393	5324	5084	5010	4884	4729	4685	5009
Selisih (*) - (**)		7	90	21	-5	-88	-139	-187	-192	-181	-141	-142	-109	-60	-54	-117	-149	-139	-70	71	95	111	106	150	5
Cadangan Seketika		34	3	59	54	54	83	83	83	82	87	40	26	26	23	29	26	52	52	100	98	93	85	85	55
Cadangan P u t a r		355	45	215	315	316	530	530	520	524	724	114	60	60	110	348	308	386	386	480	408	476	498	498	361

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU , 30 JULI 2005

SUB SISTEM REGION_4

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

	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	Area 4.	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
PLTA	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTA	BRANTAS	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PLTU	PITON #1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	350	350	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	300	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
PLTGU 1	GRSIK11OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC	400	400	350	325	300	300	300	300	350	400	400	325	250	250	250	250	250	250	250	250	250	270	250	250	250
PLTGU 2	GRSIK21OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC	250	250	225	185	185	164	164	164	184	184	224	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
	GRSIK23CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK31OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK31CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC	350	350	325	300	300	300	300	300	350	400	400	325	250	250	250	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	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
PLTU	GRSIK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTMR #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
	#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
	GRESIK #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#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
(*) Pembangkitan Area-4		4903	4903	4833	4713	4688	4667	4667	4667	4787	4887	4952	4542	3968	3598	3598	3598	3698	3848	3848	3848	3848	3908	3888	3798	3798
(**) Beban Area-4		2507	2503	2466	2399	2407	2359	2391	2412	2428	2488	2440	2240	2026	2003	2106	2206	2259	2343	2344	2367	2352	2387	2355	2327	2280
Selisih (*) - (**)		2396	2400	2337	2314	2280	2308	2276	2254	2359	2399	2512	2302	1943	1595	1492	1390	1439	1506	1505	1482	1496	1522	1534	1471	1518
Cadangan Selisih		80	80	75	70	69	68	68	68	74	79	82	100	87	83	83	83	83	86	86	86	86	89	88	86	86
Cadangan Pasar		495	495	595	685	710	731	731	731	611	611	446	856	1231	1601	1601	1601	1501	1351	1351	1351	1351	1291	1311	1401	1401

SUB SISTEM REGION_4

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU , 30 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
PLTA	Area 4.	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
PLTA	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	50	50	90	90	90	90	90	90	90	90	50	50	25	25	25	25	38
PLTA	BRANTAS	7	7	7	7	7	14	14	14	14	14	22	22	22	22	22	19	19	18	18	14	14	14	14	12
PLTU	PITON #1	300	300	300	300	300	300	300	300	300	310	360	370	370	370	370	360	360	360	360	360	360	360	360	333
	PITON #2	250	250	250	250	250	250	250	250	300	310	360	370	370	370	370	360	360	360	360	360	360	360	360	309
PLTGU 1	GRSIK11OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC	250	250	250	300	325	325	325	325	300	325	400	425	425	425	425	425	425	400	325	300	300	300	300	318
PLTGU 2	GRSIK21OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	250	250	250	225	200	164	164	164	164	164	164	164	164	179
	GRSIK23CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK31OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK31CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	375	425	425	425	425	425	425	400	325	300	300	300	300	323
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	90	90	90	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	56
	#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	90	90	90	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	56
PLTU	GRSIK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	167	167	167	167	167	167	167	167	140	90	90	90	90	105
	#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	#2	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	GRESIK #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-4		3848	3848	3848	3898	3923	3965	4025	4060	4234	4644	5475	5560	5570	5525	5500	5421	5421	5255	4946	4792	4665	4555	4555	4458
(**) Beban Area-4		2341	2391	2360	2325	2291	2232	2288	2321	2423	2766	3189	3261	3267	3241	3246	3166	3035	2922	2787	2666	2559	2469	2462	2508
Selisih (*) - (**)		1508	1456	1488	1573	1633	1753	1737	1739	1811	1878	2286	2319	2300	2285	2254	2255	2386	2333	2158	2127	2106	2087	2093	1950
Cadangan Seketika		86	86	86	88	89	91	93	94	98	107	59	21	21	27	26	23	23	82	76	71	67	62	62	74
Cadangan P u t a r		1351	1351	1351	1301	1276	1335	1388	1419	1430	1095	272	167	177	222	247	323	323	448	745	810	839	721	721	943

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 31 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

		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	MKRNG1OC		95	95	95	95	95	95	95	80	80	95	95	95	95	80	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG1OC1		95	95	95	95	95	95	95	80	80	95	95	95	95	80	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG2OC1		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
	MKRNG2OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG3OC		0	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
PLTU	MKRNG	#1	80	80	60	50	50	50	50	50	50	80	80	80	60	60	60	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80
		#2	80	60	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	60	60	60	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80
		#3	80	80	60	50	50	50	50	50	50	80	80	80	60	60	60	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80
PLTU	MKRNG	#4	50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
		#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	0
PLTGU	MTWAR11OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR1OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR2OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR12OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13OC		0	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	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	350	330	330	320	300
	MTWAR13CC		425	400	350	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	80	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
			PEMBANGKITAN MUARA TAWAR																								
PLTG	MTWAR	#3.1	50	40	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		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
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			4800	4685	4575	4495	4495	4495	4495	4465	4385	4585	4605	4333	4106	4003	4033	3993	3993	4093	4203	4203	4263	4243	4243	4233	4187
(**) Beban Area-1			4610	4585	4480	4422	4388	4384	4327	4307	4204	4335	4572	4405	4288	4106	4022	4011	4132	4267	4357	4328	4388	4369	4358	4376	4253
Selisih (*) - (**)			190	80	95	73	106	111	168	158	181	250	33	-72	-180	-103	11	-18	-139	-174	-154	-125	-125	-126	-115	-143	-66
Cadangan Seketika			83	76	69	65	65	65	65	73	69	69	70	180	170	174	166	164	164	169	175	175	178	177	177	176	174
Cadangan P u t a r			590	590	540	445	445	445	445	475	555	355	335	607	807	912	882	922	922	822	712	712	652	672	672	682	722

92091/Rek 3107/Lab /Rek1

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 31 JULI 2005

SUB SISTEM REGION_1

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	MKRNG1OC		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	94
	MKRNG1OC1		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	94
	MKRNG2OC1		65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	95	95	95	95	95	95	65	65	65	65	65	65	69
	MKRNG2OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG3OC		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
	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
	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
PLTU	MKRNG	#1	80	80	80	80	80	80	80	60	60	60	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	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	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	MTWAR11OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR1OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR2OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR12OC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13OC		0	0	0	0	0	0	72	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
	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
	MTWAR12CC		300	325	325	325	325	325	250	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	425	500	550	550	550	550	550	550	500	450	400	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	2
	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
PLTG	MTWAR	#3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
		#3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	MTWAR	#4.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			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
	CIKARANG		50	50	50	50	50	50	50	50	75	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	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	
(*) Pembangkitan Area-1			4167	4252	4252	4232	4232	4242	4219	4159	4184	4377	5004	5109	5159	5159	5159	5159	5109	5079	4915	4840	4695	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	178	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_4

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 31 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

	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	Area 4.	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
PLTA	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTA	BRANTAS	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
PLTU	PITON #1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	350	296	250	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	350	296	250	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
PLTGU 1	GRSIK11OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK1OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK2OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC	300	300	250	250	250	250	250	250	250	300	325	325	250	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	250	250
PLTGU 2	GRSIK21OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK1OC2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK2OC2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
	GRSIK23CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK31OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK1OC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK2OC3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK31CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC	300	300	250	250	250	250	250	250	250	250	325	300	250	250	250	250	300	300	300	300	250	250	250	250	250
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	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
PLTU	GRSIK # 3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	# 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTMR # 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
	# 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
	GRESIK # 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	# 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
(*) Pembangkitan Area-4		4592	4592	4442	4392	4342	4342	4342	4342	4342	4392	4492	4217	3868	3560	3268	3268	3318	3368	3468	3468	3418	3418	3418	3368	3368
(**) Beban Area-4		2413	2346	2268	2247	2254	2317	2334	2295	2227	2237	2206	2016	1931	1864	1840	1926	1924	1973	2015	2010	2013	2018	2035	1979	1969
Selisih (*) - (**)		2179	2246	2174	2145	2088	2024	2008	2047	2115	2155	2286	2201	1937	1697	1428	1342	1395	1396	1453	1458	1405	1400	1384	1389	1399
Cadangan Setelah		64	64	57	47	52	52	52	52	52	54	59	58	87	52	77	77	79	79	79	79	77	77	77	74	74
Cadangan P u t a r		624	624	774	674	724	724	724	724	724	674	574	849	1194	1382	1654	1654	1604	1554	1454	1454	1504	1504	1504	1554	1554

SUB SISTEM REGION_4

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
PLTA	Area 4.	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
PLTA	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	50	50	90	90	90	90	90	90	90	90	50	50	25	25	25	25	38
PLTA	BRANTAS	7	7	7	7	7	14	14	14	14	22	22	22	22	22	22	19	19	18	18	14	14	14	14	12
PLTU	PITON #1	225	225	225	225	225	225	225	250	296	305	350	370	370	370	370	370	370	360	360	360	360	350	350	304
	PITON #2	225	225	225	225	225	225	225	250	296	305	350	370	370	370	370	370	370	360	360	360	360	350	350	304
PLTGU 1	GRSIK11OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	375	425	425	425	420	415	400	400	350	350	325	300	300	300
PLTGU 2	GRSIK21OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK21CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	185	225	250	250	225	225	164	164	164	164	164	164	164	172
	GRSIK23CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK31OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33OC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK31CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	375	400	400	400	400	400	400	400	325	325	300	300	300	291
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	55
	#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	55
PLTU	GRSIK # 3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	167	167	167	167	167	167	167	167	150	140	90	90	90	106
	# 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTMR # 1	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	# 2	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	GRESIK # 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	# 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-4		3368	3368	3368	3368	3368	3430	3470	3655	4056	4497	5155	5385	5435	5410	5380	5372	5276	5145	4931	4867	4640	4535	4535	4155
(**) Beban Area-4		1950	2005	2010	1954	1965	2111	2108	2114	2329	2601	3121	3163	3211	3190	3163	3147	3019	2861	2704	2638	2502	2432	2408	2320
Selisih (*) - (**)		1419	1363	1358	1415	1404	1319	1362	1541	1727	1896	2034	2223	2224	2221	2217	2225	2257	2284	2227	2229	2139	2103	2127	1835
Cadangan Seketika		74	74	74	74	74	76	78	81	60	99	111	44	26	46	44	44	60	57	67	74	66	97	97	68
Cadangan Putar		1884	1884	1884	1884	1884	1911	1873	1843	1703	1115	487	227	177	207	217	237	333	423	625	615	729	684	684	1013

V7.00 V Rel 110701 Jb /Bali

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

LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama	**:JOHAN WAHYUDI**
2. NIM	**: 00.12.111**
3. Jurusan	**: Teknik Elektro S-1**
4. Konsentrasi	**: Teknik Energi Listrik**
5. Judul	: ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI
6. Tanggal Mengajukan Skripsi	**: 22 Oktober 2005**
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi	**: 22 Maret 2006**
8. Dosen Pembimbing	**: Ir. Choirul Saleh, MT**
9. Telah Dievaluasikan Dengan Nilai	**: 85,00 (Delapan Puluh Lima Koma Nol)**

Mengetahui, **Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1**	**Diperiksa dan Disetujui,** **Dosen Pembimbing**
Ir. F. Yudi Limpraptono, MT **NIP. Y. 103 9500 274**	**Ir. Choirul Saleh, MT** **NIP.Y.101 880 0190**

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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama Mahasiswa	:	**JOHAN WAHYUDI**
N.I.M.	:	**00.12.111**
Jurusan	:	**Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi	:	**Teknik Energi Listrik**
Judul Skripsi	:	ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

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

Hari	:	**Rabu**
Tanggal	:	**22 Maret 2006**
Dengan Nilai	:	**79,45 (B+)**

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

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

Sekretaris Majelis Penguji

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

Anggota Penguji

Penguji Pertama

(Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE)
NIP. P. 103 900 0208

Penguji Kedua

29 '06
03

(Ir. I Made Wartana, MT)
NIP. 131 991 182

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

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Rabu
Tanggal : 22 Maret 2006

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : JOHAN WAHYUDI
2. NIM : 00.12.111
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi :

ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA – BALI.

Perbaikan Meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Perbaikan rumus gradient Lagrange pada hal 17.	
2.	Penegasan bahwa tidak dilakukan penjadwalan ulang terhadap PLN dan ditegaskan bahwa sebetulnya ada kendala yang dilanggar.	

Anggota Penguji

Penguji Pertama

(Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE)
NIP. P. 103 900 0208

Dosen Pembimbing

(Ir. Choirul Saleh, MT)
NIP.Y. 101 880 0190

PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

T. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

Nomor : ITN- 643 /III.TA/2/05
Lampiran : -
Perihal : **Survey**

Malang, 21 Desember 2005

Kepada : Yth. Pimpinan
PT. Pembangkitan Jawa - Bali
Jl. Ketintang No. 11
Di – Surabaya

Bersama ini dengan hormat kami mohon kebijaksanaan Saudara agar Mahasiswa kami dari Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Elektro S-1 Konsentrasi Teknik Energi Listrik dapat diijinkan untuk melaksanakan survey pada perusahaan yang saudara pimpin untuk mendapatkan data – data guna penyusunan Skripsi dengan Judul : **Economic Load Dispatch Menggunakan Evolotionary Programming Dan Evolotonary Strategies Di PT. Pembangkitan Jawa Bali**

Mahasiswa tersebut Adalah :

Johan Wahyudi Nim. 00.12.111

Adapun lamanya Survey adalah : 15 Hari

Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami ucapkan terima kasih.

D E KA N
Fakultas Teknologi Industri

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI DEKAN

Ir. Mochtar Asroni, MSME
Nip. Y.1018100036

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

PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama	: JOHAN WAHYUDI
NIM	: 00.12 111
Semester	: XI
Fakultas	: Teknologi Industri
Jurusan	: Teknik Elektro S-1
Konsentrasi	: Teknik Energi Listrik
Alamat	: JL. ~~BHMP~~ PUSKOPAD KH YUSUF AIR . PERUM PUPI KARTIKA ASRI

Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat ***SKRIPSI Tingkat Sarjana.*** Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi.
Adapun persyaratan-persyaratan pengambilan ***SKRIPSI*** adalah sebagai berikut :

1. Telah melaksanakan semua praktikum sesuai dengan konsentrasinya (...✓...)
2. Telah lulus dan menyerahkan Laporan Praktek Kerja (...✓...)
3. Telah lulus seluruh mata kuliah keahlian (MKB) sesuai konsentrasinya (...✓...)
4. Telah menempuh mata kuliah ≥ 134 sks dengan IPK ≥ 2 dan tidak ada nilai E (...✓...)
5. Telah mengikuti secara aktif kegiatan seminar skripsi yang diadakan Jurusan (.....)
6. Memenuhi persyaratan administrasi (.....)

Demikian permohonan ini untuk mendapatkan penyelesaian lebih lanjut dan atas perhatiannya kami ucapkan terima kasih.

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro

(.....)

Malang, 22 SEPT 2005
Pemohon

(JOHAN WAHYUDI)

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y 1039500274

Mengetahui
Dosen Wali

21/10/05

(.....)

Catatan :
Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Ketua Jurusan/Sekretaris Jurusan T. Elektro S-1

1. IPK 372/136 = 2,73
2. .....
3. - 7 praktik yg belum

Form. S-1a

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

LEMBAR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika *)

1.	Nama Mahasiswa : Johan Wahyudi		Nim : 00.12.111	
2.	Waktu Pengajuan :	Tanggal : 28	Bulan : 6	Tahun : 2005
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)			
	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri		e. Elektronika & Kompunen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. Lainnya	
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen *) : 1. Almizan Abdullah, MSEE		Mengetahui, Ketua Jurusan Ir. F Yudi Limpraptono, MT Nip. Y.1039500274	
5.	Judul yang diajukan mahasiswa	***ECONOMIC LOAD DISPATCH* DENGAN MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* DI PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI**		
6.	Perubahan Judul yang disetujui Dosen sesuai materi bidang ilmu	ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE KOMBINASI EVOLUTIONARY PROGRAMMING DENGAN EVOLUTIONARY STRATEGY (EP+ES) DI PT PJB		
7.	Catatan :			
8.	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Kelompok Dosen materi bidang ilmu		Disetujui, 20 - 12 - 2005 Dosen Almizan Abdullah	

Perhatian :

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan ke Jurusan paling lambat satu minggu setelah disetujui kelompok dosen keahlian dengan dilampirkan proposal skripsi berserta persyaratan skripsi sesuai Form. S-1.
2. Keterangan : *) coret yang tidak perlu
   **) dilingkari a, b, c, ...atau g, sesuai bidang keahlian.

Form.S-2

Institut Teknologi Nasional Malang
Fakultas Teknologi Industri
Jurusan Teknik Elektro S-1

BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika *)

1	Nama Mahasiswa : JOHAN WAHYUDI		Nim : 00.12.111	
2	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat
	Pelaksanaan	16 - 01 - 2006	09.00	Ruang : SEMINAR
3	Spesifikasi judul **):			
	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri		c. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya	
4	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE KOMBINASI EVOLUTIONARY PROGRAMMING DENGAN EVOLUTIONARY STRATEGY (EP+ES) DI PT. PLN B		
5	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian	Penghilangan kata kombinasi. kata "dengan" diganti dan		
6.	**Catatan :** - Jumlah pembangkit yg di survey hrs sesuai dgn yg di lapangan.			
7	Persetujuan Judul Skripsi :			
	Disetujui, Dosen Keahlian I Irrine Budi S, ST., MT		Disetujui, Dosen Keahlian II	
	Mengetahui, Ketua Jurusan. Ir. F. Yudi Limpraptono, MT Nip. Y. 1039500274		Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs. Ir. Choirul Saleh, MT	

Perhatian :

*) coret yang tidak perlu

**) dilingkari a, b, c, ... atau g.sesuai bidang keahlian.

Form.S-2

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
JL. Bendungan Sigura – No:2
MALANG

Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth.Bpk Ir. Choirul Saleh, MT
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama	: Johan Wahyudi
Nim	: 00.12.111
Jurusan	: Teknik Elektro S-1
Konsentrasi	: Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama/ ~~Pendamping~~ dari (1) atau 2 dosen pembimbing*), untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir):

***Economic Load Dispatch* Menggunakan Metode Kombinasi *Evolutionary Programming* Dengan *Evolutionary Strategy*(EP+ES) Di PT Pembangkitan Jawa-Bali**

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik
Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak/Ibu kami ucapkan terimakasih.

Malang,

Ketua
Jurusan Teknik Eektro S-1

Ir. F Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y. 1039500274

Hormat kami,

Johan Wahyudi

*) **Coret yang tidak perlu**

Form.S-3a

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
JL. Bendungan Sigura – No:2
MALANG

PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa /i :

Nama : Johan Wahyudi

Nim : 00.12.111

Semester : XI (Sebelas)

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

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

***Economic Load Dispatch* Menggunakan Metode Kombinasi**
***Evolutionary Programming* Dengan *Evolutionary Strategy*(EP+ES)**
Di PT. Pembangkitan Jawa – Bali

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat digunakan seperlunya.

Malang,

Kami yang Membuat pernyataan,

(Ir. Choirul Saleh, MT)
NIP: Y. 101 880 0190

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

Form.S-3b

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : **JOHAN WAHYUDI**
Nim : **00.12.111**
Masa Bimbingan : **16 Januari 2005 s/d 16 Juni 2006**
Judul Skripsi : **ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *EVOLUTIONARY PROGRAMMING* DAN *EVOLUTIONARY STRATEGY* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA–BALI**

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1	03-02-2006	Konsultasi Bab I, II, III, dan IV	
2	06-02-2006	Perbaiki Sistematika Penulisan Pada Bab I,II, dan III,IV	
3	09-02-2006	Perbaiki Bab I Batasan Masalah	
4	27-02-2006	Tampilkan Data Pembebanan Pada Bab IV	
5	07-03-2006	Tampilkan Hasil Analisa Pada Bab IV Dalam Bentuk Angka	
6	09-03-2006	Sesuaikan Kesimpulan Dengan Tujuan Skripsi	
7	10-03-2006	Siapkan Makalah Seminar Hasil Dan Buat Power Point Seminar Hasil	
8	11-03-2006	Acc Makalah Seminar Hasil	
9	18-03-2006	Konsultasi Seluruh Bab	
10	20-03-2006	Acc Skripsi	

Malang, ,2006
Dosen Pembimbing,

Ir.Choirul Saleh, MT
NIP.Y. 101 880 0190

Form.S-4b

```
unit uEvoPro;

interface

uses uUtils,uGenVar,uGenetic,SysUtils,uFitness2,uHasil,uRandom;

type
 TEvoPro=class(TGenetic)
 private
  FBetha:double;
 public
  constructor Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength:integer;
          const rKa,rBetha:double);
  property Betha:double read FBetha write FBetha;
 end;

 TEvoPro1=class(TEvoPro)
 private
  FBatas:TBatasArr1;
  FParent,FChild:TPopDouble1;
  FBestIndi:TIndiDouble1;
  function getBatas:TBatasArr1;
  procedure setBatas(const rBatas:TBatasArr1);
  function getIndividu(const rIndi:TIndiDouble1):TIndiDouble1;
  function FindIndiMax:TIndiDouble1;
  function FindFitnessMax:double;
  procedure SwapIndi(var rIndi1,rIndi2:TIndiDouble1);
  procedure InitParent;
  procedure Statistik;
  procedure Generasi;
  procedure Kompetisi;
  procedure doHitung;
  function getBestChrom:dArr1;
 public
  constructor Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength:integer;
          const rKa,rBetha:double;
          const rBatas:TBatasArr1);
  property Batas:TBatasArr1 read getBatas write setBatas;
  property BestChrom:dArr1 read getBestChrom;
 end;

implementation

//constructor
constructor TEvoPro.Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength:integer;
        const rKa,rBetha:double);
```

```
 begin
  inherited Create(rMaxGen,rPopSize,rLength,rKa);
  FBetha:=rBetha;
 end;


 //constructor
 constructor TEvoPro1.Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength:integer;
          const rKa,rBetha:double;
          const rBatas:TBatasArr1);
 var i:integer;
 begin
  if (high(rBatas)+1)<>rLength then
  begin
   raise Exception.Create('Length dan Batas arraynya tidak sama!');
  end;
  inherited Create(rMaxGen,rPopSize,rLength,rKa,rBetha);
  SetLength(FBatas,Length);
  for i:=0 to Length-1 do
  begin
   FBatas[i].min:=rBatas[i].min;
   FBatas[i].max:=rBatas[i].max;
  end;
 end;

 //data accessing
 function TEvoPro1.getBatas:TBatasArr1;
 var i:integer;
 begin
  SetLength(result,Length);
  for i:=0 to Length-1 do
  begin
   result[i].min:=FBatas[i].min;
   result[i].max:=FBatas[i].max;
  end;
 end;

 procedure TEvoPro1.setBatas(const rBatas:TBatasArr1);
 var i:integer;
 begin
  if (high(rBatas)+1)<>Length then
  begin
   raise Exception.Create('Length dan Batas arraynya tidak sama!');
  end;
  SetLength(FBatas,Length);
  for i:=0 to Length-1 do
```

```
  begin
    FBatas[i].min:=rBatas[i].min;
    FBatas[i].max:=rBatas[i].max;
  end;
end;

//data proccessing
function TEvoPro1.getIndividu(const rIndi:TIndiDouble1):TIndiDouble1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result.chrom,Length);
  for i:=0 to Length-1 do
  begin
    result.chrom[i]:=rIndi.chrom[i];
  end;
  result.fitness:=rIndi.fitness;
end;

function TEvoPro1.FindIndiMax:TIndiDouble1;
var i:integer;
begin
  result:=getIndividu(FParent[0]);
  for i:=1 to PopSize-1 do
  begin
    if result.fitness<FParent[i].fitness then
    begin
      result:=getIndividu(FParent[i]);
    end;
  end;
end;

function TEvoPro1.FindFitnessMax:double;
var i:integer;
begin
  result:=FParent[0].fitness;
  for i:=1 to PopSize-1 do
  begin
    if result<FParent[i].fitness then
    begin
      result:=FParent[i].fitness;
    end;
  end;
end;

procedure TEvoPro1.SwapIndi(var rIndi1,rIndi2:TIndiDouble1);
var tmpIndi:TIndiDouble1;
```

```
begin
  tmpIndi:=getIndividu(rIndi1);
  rIndi1:=getIndividu(rIndi2);
  rIndi2:=getIndividu(tmpIndi);
end;

procedure TEvoPro1.InitParent;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(FParent,PopSize);
  SetLength(FChild,PopSize);
  SetLength(FMin,MaxGen);
  SetLength(FAvg,MaxGen);
  SetLength(FMax,MaxGen);
  for i:=0 to PopSize-1 do
  begin
    SetLength(FParent[i].chrom,Length);
    SetLength(FChild[i].chrom,Length);
  end;
  SetLength(FBestIndi.chrom,Length);
  for i:=0 to PopSize-1 do
  begin
    for j:=0 to Length-1 do
    begin
      FParent[i].chrom[j]:=GetBatasToReal(FRandom.NextDouble,FBatas[j].min,
                    FBatas[j].max);
    end;
    FParent[i].fitness:=Ka/gFitness2.doCalcCost(FParent[i].chrom);
  end;
end;

procedure TEvoPro1.Statistik;
var i:integer;
begin
  Min1:=FParent[0].fitness;
  Max1:=FParent[0].fitness;
  SumFitness:=FParent[0].fitness;
  for i:=1 to PopSize-1 do
  begin
    if Min1>FParent[i].fitness then
    begin
      Min1:=FParent[i].fitness;
    end;
    if Max1<FParent[i].fitness then
    begin
      Max1:=FParent[i].fitness;
```

```
    end;
    SumFitness:=SumFitness+FParent[i].fitness;
  end;
  Avg1:=SumFitness/PopSize;
end;

procedure TEvoPro1.Generasi;
var i,j:integer;
    Fmax,fitEP,fitES:double;
    tho:double;
    chromEP,chromES:dArr1;
begin
  Fmax:=FindFitnessMax;
  SetLength(chromEP,Length);
  SetLength(chromES,Length);
  for i:=0 to PopSize-1 do
  begin
    for j:=0 to Length-1 do
    begin
      //tho:=Betha*(FBatas[j].max-FBatas[j].min)*FMax/FParent[i].fitness;
      tho:=(FBatas[j].max-FBatas[j].min)*((Fmax-FParent[i].fitness)/
          Fmax+Betha);
      chromEP[j]:=FParent[i].chrom[j]+FRandom.NextGaussian(0,sqr(tho));
      if chromEP[j]>FBatas[j].max then
      begin
        chromEP[j]:=FBatas[j].max;
      end;
      if chromEP[j]<FBatas[j].min then
      begin
        chromEP[j]:=FBatas[j].min;
      end;
    end;
    fitEP:=Ka/gFitness2.doCalcCost(chromEP);
    for j:=0 to Length-1 do
    begin
      chromES[j]:=FParent[i].chrom[j]+FRandom.NextGaussian(0,Betha);
      if chromES[j]>FBatas[j].max then
      begin
        chromES[j]:=FBatas[j].max;
      end;
      if chromES[j]<FBatas[j].min then
      begin
        chromES[j]:=FBatas[j].min;
      end;
    end;
    fitES:=Ka/gFitness2.doCalcCost(chromES);
```

```
    if fitEP>fitES then
    begin
      for j:=0 to Length-1 do
      begin
        FChild[i].chrom[j]:=chromEP[j];
      end;
      FChild[i].fitness:=fitEP;
    end
    else
    begin
      for j:=0 to Length-1 do
      begin
        FChild[i].chrom[j]:=chromES[j];
      end;
      FChild[i].fitness:=fitES;
    end;
  end;
end;

procedure TEvoPro1.Kompetisi;
var i,j,sa,Ntmp:integer;
   tmpPop:TPopDouble1;
   sort:iArr1;
begin
 Ntmp:=2*PopSize;
 SetLength(tmpPop,Ntmp);
 SetLength(sort,Ntmp);
 for i:=0 to PopSize-1 do
 begin
   tmpPop[i]:=getIndividu(FParent[i]);
   tmpPop[PopSize+i]:=getIndividu(FChild[i]);
   sort[i]:=0;
   sort[PopSize+i]:=0;
 end;
 for i:=0 to Ntmp-1 do
 begin
   for j:=0 to Ntmp-2 do
   begin
     repeat
       sa:=FRandom.NextInt(0,(Ntmp-1));
     until sa<>i;
     if tmpPop[i].fitness>tmpPop[sa].fitness then
     begin
       inc(sort[i]);
     end;
   end;
```

```
  end;
  for i:=0 to Ntmp-2 do
  begin
    for j:=i to Ntmp-1 do
    begin
      if sort[i]<sort[j] then
      begin
        Swap(sort[i],sort[j]);
        SwapIndi(tmpPop[i],tmpPop[j]);
      end;
    end;
  end;
  for i:=0 to PopSize-1 do
  begin
    FParent[i]:=getIndividu(tmpPop[i]);
  end;
end;

procedure TEvoPro1.doHitung;
var gen:integer;
   TempIndi:TIndiDouble1;
begin
  InitParent;
  Statistik;
  FBestIndi:=FindIndiMax;
  gen:=1;
  repeat
    Generasi;
    Kompetisi;
    Statistik;
    TempIndi:=FindIndiMax;
    if FBestIndi.fitness<TempIndi.fitness then
    begin
      FBestIndi:=GetIndividu(TempIndi);
    end;
    FMin[gen-1]:=Min1;
    FAvg[gen-1]:=Avg1;
    FMax[gen-1]:=Max1;
    frmHasil.pbIterasi.StepBy(1);
    inc(gen);
  until (gen>MaxGen);
end;

function TEvoPro1.getBestChrom:dArr1;
var i:integer;
begin
```

```
  doHitung;
  SetLength(result,Length);
  for i:=0 to Length-1 do
  begin
    result[i]:=FBestIndi.chrom[i];
  end;
end;

end.
```

```
unit uFitness2;

interface

uses uUtils,uGenerator,uRandom;

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

```
var gFitness2:TFitness2;

implementation

//constructor
constructor TFitness2.Create(const rPinGen:double;
        var rGen:TGenArr;
        const rLoad:double);
var i:integer;
begin
  inherited Create;
  FNgen:=high(rGen)+1;
  SetLength(FGen,FNgen);
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
  end;
  FLoad:=rLoad;
  FPinGen:=rPinGen;
end;

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

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

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

//data proccessing
function TFitness2.getBatasGen:TBatasArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen);
  for i:=0 to FNgen-1 do
  begin
    result[i].min:=FGen[i].Pmin;
    result[i].max:=FGen[i].Pmax;
  end;
end;

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

```
 end;

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

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

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

function TFitness2.doMutasi(const rNo:integer;
        const rPgen,rCk,rCmin,rBetha:double;
        var rRand:TRandomu):double;
var tho,dPgen:double;
begin
  tho:=rCk/rCmin*(FGen[rNo].Pmax-FGen[rNo].Pmin)*rBetha;
  dPgen:=rRand.NextGaussian(0,tho);
  result:=rPgen+dPgen;
  if result>FGen[rNo].Pmax then result:=FGen[rNo].Pmax;
  if result<FGen[rNo].Pmin then result:=FGen[rNo].Pmin;
end;

end.
```

```
unit uHasil;

interface

uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,
  Dialogs, ExtCtrls, TeEngine, Series, TeeProcs, Chart, Grids, ComCtrls,
  StdCtrls;

type
  TfrmHasil = class(TForm)
    TabSheet5: TTabSheet;
    TabSheet6: TTabSheet;
    TabSheet7: TTabSheet;
    Panel1: TPanel;
    btnClose: TButton;
    btnHitungEP: TButton;
    TabSheet4: TPageControl;
    pbIterasi: TProgressBar;
    GroupBox1: TGroupBox;
    Label2: TLabel;
    Label3: TLabel;
    Label4: TLabel;
    Label5: TLabel;
    Label6: TLabel;
    Label11: TLabel;
    edtMaxGen: TEdit;
    edtPopSize: TEdit;
    edtLength: TEdit;
    edtBetha: TEdit;
    edtKa: TEdit;
    btnUseDefault: TButton;
    GroupBox2: TGroupBox;
    cmbJam: TComboBox;
    fgDaya: TStringGrid;
    Chart2: TChart;
    Series3: TLineSeries;
    Series4: TLineSeries;
    Series5: TLineSeries;
    GroupBox3: TGroupBox;
    Label1: TLabel;
    edtPinGen: TEdit;
    Label8: TLabel;
    Label9: TLabel;
    edtCostEvo: TEdit;
    edtCostPLN: TEdit;
    Label17: TLabel;
    edtSelisih: TEdit;
```

```
    procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
    procedure btnUseDefaultClick(Sender: TObject);
    procedure FormCreate(Sender: TObject);
    procedure btnHitungEPClick(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;

var
  frmHasil: TfrmHasil;

implementation

uses uObjFunc, uUtils, uEvoPro, uGenerator, uFitness2;

{$R *.dfm}

procedure TfrmHasil.btnCloseClick(Sender: TObject);
begin
  Close;
end;

procedure TfrmHasil.btnUseDefaultClick(Sender: TObject);
begin
  edtMaxGen.Text:='500';
  edtPopSize.Text:='100';
  edtBetha.Text:='1.5';
  edtKa.Text:='1000000000';
  edtPinGen.Text:='1000000';
end;

procedure TfrmHasil.FormCreate(Sender: TObject);
begin
  fgDaya.Cells[0,0]:='No';
  fgDaya.Cells[1,0]:='P EPdanES (MW)';
  fgDaya.Cells[2,0]:='P PLN (MW)';
  fgDaya.Cells[3,0]:='Cost EPdanES (Rp)';
  fgDaya.Cells[4,0]:='Cost PLN (Rp)';
  fgDaya.Cells[5,0]:='Selisih (Rp)';
end;

procedure TfrmHasil.btnHitungEPClick(Sender: TObject);
var evo:TEvoPro1;
    i,sa,jam,MaxGen,PopSize,Length:integer;
    Load,Betha,Ka:double;
    sumEvo,sumPLN,pinGen:double;
```

```
    PLN:dArr2;
    LoadAsli,BestChrom,Min,Avg,Max:dArr1;
    Gen,GenAsli:TGenArr;
    BatasGen:TBatasArr1;
begin
  PLN:=gObjFunc.PLN;
  LoadAsli:=gObjFunc.Beban;
  GenAsli:=gObjFunc.Gen;
  jam:=StrToInt(cmbJam.Text);
  sa:=0;
  for i:=1 to high(PLN) do
  begin
    if PLN[i,jam]<>0 then
    begin
      inc(sa);
    end;
  end;
  SetLength(Gen,sa);
  sa:=0;
  for i:=1 to gObjFunc.Ngen do
  begin
    if PLN[i,jam]<>0 then
    begin
      Gen[sa]:=TPembangkit.Create(GenAsli[i]);
      inc(sa);
    end;
  end;
  Length:=sa;
  edtLength.Text:=IntToStr(Length);
  Load:=LoadAsli[jam];
  PinGen:=StrToFloat(edtPinGen.Text);
  gFitness2:=TFitness2.Create(PinGen,Gen,Load);
  BatasGen:=gFitness2.BatasGen;
  for i:=1 to high(GenAsli) do
  begin
    GenAsli[i].Free;
  end;
  MaxGen:=StrToInt(edtMaxGen.Text);
  pbIterasi.Max:=MaxGen;
  PopSize:=StrToInt(edtPopSize.Text);
  Betha:=StrToFloat(edtBetha.Text);
  Ka:=StrToFloat(edtKa.Text);
  evo:=TEvoPro1.Create(MaxGen,PopSize,Length,Ka,Betha,BatasGen);
  BestChrom:=evo.BestChrom;
  Min:=evo.Min;
  Avg:=evo.Avg;
  Max:=evo.Max;
  Series3.Clear;
```

```
  Series4.Clear;
  Series5.Clear;
  for i:=0 to high(Min) do
  begin
    Series3.Add(Min[i],IntToStr(i+1));
    Series4.Add(Avg[i],IntToStr(i+1));
    Series5.Add(Max[i],IntToStr(i+1));
  end;
  evo.Free;
  fgDaya.RowCount:=high(BestChrom)+2;
  sa:=0;
  sumEvo:=0;
  sumPLN:=0;
  for i:=1 to gObjFunc.Ngen do
  begin
    if PLN[i,jam]<>0 then
    begin
      fgDaya.Cells[0,sa+1]:=IntToStr(sa+1);
      fgDaya.Cells[1,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',BestChrom[sa]);
      fgDaya.Cells[2,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',PLN[i,jam]);

fgDaya.Cells[3,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',Gen[sa].GetBiaya(BestChrom[sa]));
      fgDaya.Cells[4,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',Gen[sa].GetBiaya(PLN[i,jam]));
      fgDaya.Cells[5,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',Gen[sa].GetBiaya(PLN[i,jam])-
                    Gen[sa].GetBiaya(BestChrom[sa]));
      sumEvo:=sumEvo+Gen[sa].GetBiaya(BestChrom[sa]);
      sumPLN:=sumPLN+Gen[sa].GetBiaya(PLN[i,jam]);
      inc(sa);
    end;
  end;
  edtCostEvo.Text:=FormatFloat('#,##0',sumEvo);
  edtCostPLN.Text:=FormatFloat('#,##0',sumPLN);
  edtSelisih.Text:=FormatFloat('#,##0',sumPLN-sumEvo);
  for i:=0 to high(Gen) do
  begin
    Gen[i].Free;
  end;
  gFitness2.Free;
end;

end.
```