

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



**ANALISA ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN  
METODE *IMPROVE FAST EVOLUTIONARY PROGRAM*  
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA - BALI**

**SKRIPSI**

*Disusun Oleh :*  
**EKO SIH WIDIANTO**  
Nim : 99.12.039

**MARET 2006**

---

## LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* MENGGUNAKAN  
METODE *IMPROVE FAST EVOLUTIONARY PROGRAM*  
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

### SKRIPSI

*Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan Memenuhi Syarat  
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik Elektro S-1*

**Disusun Oleh :  
EKO SIH WIDIANTO  
NIM : 99.12.039**

**Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1**

**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing**



**(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)  
NIP. 1039500274**

**(Ir. Choirul Saleh, MT)  
NIP. 1018800190**

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

# LEMBAR PERSEMBAHAN

Terima kasih sebesar-besarnya kepada Yesus Kristus yang telah memberikan kasih dan karuniaNya atas terselenggaranya skripsi ini dengan baik.

Serta terima kasih kepada kedua orang tua kami ayahanda Suryani dan Ibunda Kusijatan yang telah menbiayai kuliah dari permula hingga akhir dan memberikan dukungan moral dan spiritualnya.

Juga terima kasih banyak kepada Bpk. Ir. Chozul Saleh, MT, D... terima kasih atas waktu, tenaga serta filiranannya yang banyak diberikan untuk membimbing penulis. Terima kasih juga penulis ucapkan kepada Ibu Ida Susanti, ST yang telah membimbing penulis dalam menyelesaikan seluruh mata kuliah termasuk skripsi selama ini. Pada seluruh staf (pegawai) yang berada di ITM Malang.

Special Untuk Teman-teman yang telah membantu dalam proses ini, semangat, dan masukan-masukannya selama proses ini, diantaranya adalah: Aris bogang, Dani, D... (Kawana), P... (Kawana), dan sebagainya.

Untuk teman-teman seperjuangan Bambang (dogan), Bambang (mubi), Ledy, Dedy, Sapi'i, Mulwindra (mandra), Ardian, dan tidak lupa teman-teman kelas ST yang membantu banyak atas komputernya.

Untuk Mas Ugro Terima kasih atas programnya.

Penulis ucapkan banyak-banyak terima kasih pada semuanya dan bila ada kesalahan penulis mohon maaf yang sebesar-besarnya, karena banyak manusia biasa yang hanya bisa minta bantuan pada halian some di samping usaha yang telah penulis lakukan, dan suatu hari bila ada kesempatan penulis akan membalas kebaikan-kebaikan dan bantuan yang telah penulis terima dari halian semuanya.  
GODBLESS TO ALL.....



## KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa. Atas Karunia dan Hidayah-Nya, skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik, guna memenuhi persyaratan untuk mendapat gelar Sarjana Teknik pada jurusan Teknik Elektro Konsentrasi Energi Listrik, Institut Teknologi Nasional Malang.

Penyusun Menyampaikan terima kasih kepada pihak yang telah membantu, membimbing dan mengarahkan mulai dari awal hingga akhir terselesainya skripsi ini.

Ucapan terima kasih saya ucapkan kepada yang terhormat :

1. Bapak Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSEE, selaku Dekan Fakultas Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Bapak Ir. Choirul Saleh, MT, selaku dosen Pembimbing yang memberikan masukan, dorongan semangat dan bantuannya.
5. Serta semua pihak yang turut membantu dalam menyelesaikan skripsi ini.

Kami menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna, oleh sebab itu kritik dan saran akan kami terima dengan senang hati.

---

Akhir kata penulis berharap semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua dan memperkaya ilmu pengetahuan khususnya bagi mahasiswa pada jurusan Teknik Elektro Energi Listrik.

Malang, Maret 2006

Penyusun

---

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL.....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PERSETUJUAN.....</b>	<b>ii</b>
<b>ABSTRAKSL.....</b>	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR GRAFIK.....</b>	<b>xii</b>

### **BAB I PENDAHULUAN**

1.1. latar belakang .....	1
1.2. perumusan masalah.....	2
1.3. Tujuan.....	2
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metode Penelitian .....	3
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
1.7. Kontribusi.....	5

### **BAB II TEORI DASAR**

2.1. Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.2. Operasi Sistem Tenaga Listrik.....	7
2.3. Karakteristik Pembangkit .....	10
2.3.1. Karakteristik <i>Input-Output</i> .....	11

2.3.2. Karakteristik <i>Heat Rate</i> .....	13
2.3.3. Karakteristik <i>Incremental Heat Rate</i> dan <i>Incremental Fuel Cost</i> ..	14
2.4. Ekonomi Dispatch.....	16
2.4.1. Penyelesaian Economic Dispatch dengan Metode Pengali Lagrange.....	16
2.4.2. Penyelesaian Economic Dispatch dengan Metode Iterasi Lamda.....	19
2.5. Fungsi biaya Bahan Bakar.....	20
2.6. Economic Dispatch dengan mengabaikan rugi – rugi Transmisi.....	21

### **BAB III APLIKASI METODE IMPROVE FAST EVOLUTIONARY**

#### **PROGRAM**

3.1. Formulasi Economic Dispatch.....	25
3.1.1. Fungsi Biaya Bahan Bakar.....	26
3.1.2. Economic Load Dispatch.....	26
3.2. Metode Evolutionary Program.....	27
3.3. Metode Improve Fast Evolutionary Program Untuk Economic Dispatch.....	28
3.3.1. Teori Dasar.....	28
3.3.2. Parameter-parameter Improve Fast Evolutionary Program .....	28
3.3.3 Proses Kerja Improve Fast Evolutionary Program.....	28
3.3.3.1 Pengkodean atau Representasi.....	28
3.3.3.2 Mutasi (Mutation).....	29
3.3.3.3 Kompetisi.....	29
3.3.3.4 Konvergensi .....	29

3.4. Improve Fast Evolutionary Program Menciptakan Offspring.....	30
3.4.1. Dengan Mutasi Gaussian (dalam CEP).....	30
3.4.2. Dengan Mutasi Cauchy (dalam FEP).....	30
3.4.3. Dengan Mutasi Gaussian dan Mutasi Cauchy (IFEP).....	30
3.4.4. Pemrograman Improve Fast Evolutionary {rogram Kompetisi dan Seleksi.....	31
3.5 Algoritma Program.....	33
3.6. Flow Chart Improve Fast Evolutionary Program (IFEP ).....	34

**BAB IV ANALISA DATA MENGGUNAKAN METODE IMPROVE FAST EVOLUTIONARY PROGRAM ( IFEP )**

4.1. Program Komputer Economic Dispatch Menggunakan Metode Improve Fast Evolutionary Program (IFEP).....	35
4.2. Data Pembangkit Thermal.....	35
4.3. Aplikasi Metode Improve Fast Evolutionary Program pada PT, PJB.....	38
4.4. Beban Sistem.....	39
4.5. Hasil Perhitungan dan Analisa Data.....	43
4.5.1. Hasil Perhitungan PT, PJB.....	43
4.5.2. Tampilan Program Komputer dan Hasil Perhitungan IFEP.....	47
4.5.3. Hasil Perhitungan Metode IFEP.....	54
4.5.4. Perbandingan Hasil Perhitungan PT,PJB dengan IFEP.....	57
4.6. Pengujian Program Dengan Validasi Pada Jurnal.....	58
4.6.1. Data Jurnal.....	58



**BAB V KESIMPULAN**

5.1. Kesimpulan ..... 63

**DAFTAR PUSTAKA**

**LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2-1. Unit <i>Boiler-Turbin-Generator</i> .....	12
Gambar 2-2. Kurva Karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit Thermal.....	13
Gambar 2-3. Kurva Karakteristik <i>Hate Rate</i> Unit Pembangkit.....	14
Gambar 2-4. Kurva Karakteristik <i>Incremental Fuel Cost Rate</i> .....	15
Gambar 2-5. N Unit melayani beban $P_R$ .....	17
Gambar 2-6. Grafik Penyelesaian dengan Metode Iterasi Lamda.....	20
Gambar 2-7. N Unit Pembangkit Thermal Melayani Beban $P_R$ .....	22
Gambar 4-1. Diagram Single Line PT, Pembangkitan Jawa-Bali.....	36
Gambar 4-2. Tampilan Program Utama.....	47
Gambar 4-3. Tampilan Input Data Pembangkit.....	48
Gambar 4-4. Tampilan Parameter yang digunakan.....	48
Gambar 4-5. Tampilan Data Pembangkit.....	49
Gambar 4-6. Tampilan Data Pembebanan.....	49
Gambar 4-7. Tampilan Data PT. PJB.....	50
Gambar 4-8. Hasil Optimasi Menggunakan Metode IFEP.....	53
Gambar 4-9. Tampilan Data Program Jurnal Uji Validasi.....	59
Gambar 4-10. Tampilan Data Program Pembebanan Uji Validasi.....	60
Gambar 4-11. Tampilan Hasil Perhitungan Program IFEP dengan Data Jurnal.....	60
Gambar 4-12. Tampilan Grafik IFEP dengan menggunakan Data Jurnal.....	61

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Pembangkitan tenaga listrik merupakan bagian dari pemasalahan energi dan lingkungan yang dihadapi oleh Indonesia sebagai negara yang berkembang. Secara garis besar, suatu sistem tenaga listrik dapat 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 yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi, tegangan bus sesuai dengan ratingnya serta tidak adanya pembebanan lebih pada unit-unit pembangkit yang beroperasi.

Dalam pembangkitan tenaga listrik dilakukan usaha agar biaya pembangkitannya semurah mungkin. Usaha untuk mengoptimalkan biaya operasi ini, salah satunya dilakukan dengan penerapan *Economic Dispatch*. Di dalam operasi sistem tenaga listrik, *Economic Dispatch* adalah hal yang sangat perlu diperhatikan untuk mendapatkan biaya bahan bakar yang sangat ekonomis dalam suatu sistem pembangkit.

Koordinasi antara unit-unit pembangkit yang ada pada sistem tenaga listrik sangat diperlukan untuk mencapai biaya operasi yang seoptimal mungkin. Pada skripsi

ini akan dibahas metode alternatif masalah optimasi biaya pembangkitan dengan mengoptimalkan biaya operasi dengan penerapan *Economic Dispatch* menggunakan metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)*

## **1.2. Permasalahan**

Berdasarkan latar belakang diatas dijelaskan bahwa biaya pembangkitan sangat berhubungan dan berpengaruh terhadap koordinasi antara unit-unit pembangkit yang menyalurkan tenaga listrik pada beban yang berubah-ubah. Maka muncul permasalahan yaitu bagaimana mengoptimalkan biaya pembangkitan dengan menggunakan *Economic Dispatch* yang dihasilkan oleh pembangkit. Maka skripsi ini diberi judul :

**“Analisa *Economic Dispatch* Menggunakan Metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)* Pada P.T. Pembangkitan Jawa-Bali.”**

## **1.3. Tujuan**

Tujuan dari skripsi ini adalah memberikan analisis penerapan Pembebanan Ekonomis (*Economic Dispatch*) dengan menggunakan metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)* untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik. Dimana analisa dalam skripsi ini hanya pada sistem tenaga listrik di PT. Pembangkitan Jawa- Bali.

kepastakaan. Perhitungan *Economic Dispatch* menggunakan metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)*

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

#### 1.6. Sistematika Penulisan

Penyusunan skripsi ini terbagi dalam beberapa sistematika bab pembahasan yang terdiri dari :

1. Bab I berisi tentang pendahuluan dari skripsi yang terdiri dari latar belakang, rumusan masalah, tujuan, metodologi penelitian, sistematika penulisan, dan kontribusi penelitian.
2. Bab II berisi tentang teori dasar tentang karakteristik pembangkit, *Economic Dispatch*, fungsi biaya bahan bakar.
3. Bab III berisi tentang metode *Improve Fast Evolutionary (IFEP)* Program dan penerapannya dalam *Economic Dispatch*.
4. Bab IV berisi tentang analisa data dan perhitungan serta alur program tentang *Economic Dispatch* menggunakan metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)*
5. Bab V berisi tentang kesimpulan.

## BAB II

### TEORI DASAR

#### 2.1. Sistem Tenaga Listrik<sup>(1)</sup>

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan diperlukan berbagai peralatan listrik. Peralatan-peralatan tersebut dihubungkan satu sama lain yang saling berhubungan dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik adalah satu kesatuan yang terintegrasi antara pembangkit tenaga listrik, Gardu induk (pusat beban) yang satu sama yang lain dihubungkan.

Pengelolaan sistem tenaga listrik merupakan persoalan yang cukup rumit, sehingga diperlukan suatu manajemen operasi yang baik. Manajemen operasi sistem tenaga listrik harus memikirkan bagaimana menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan. Mutu dan keandalan diukur dengan frekuensi, tegangan dan jumlah gangguan. Masalah mutu tenaga listrik tidak semata-mata merupakan masalah operasi tenaga listrik tetapi erat kaitanya dengan pemeliharaan instalasi tenaga listrik dan juga pengembangan sistem tenaga listrik karena mengingat konsumsi tenaga listrik oleh pelanggan selalu bertambah dari waktu ke waktu oleh karena itu hasil-hasil operasi sistem tenaga listrik perlu dianalisa dan dievaluasi untuk menjadi masukan

bagi pemeliharaan instalasi serta pengembangan sistem tenaga listrik. Mutu tenaga listrik yang merupakan kendala / *counstraint* terhadap biaya pengadaan tenaga listrik yang serendah mungkin, maka kompromi antar kedua hal yang merupakan masalah optimasi yang cukup kompleks.

Daya yang tersedia dalam sistem tenaga listrik tergantung kepada daya yang terpasang unit-unit pembangkit dan juga pada kesiapan operasi unit-unit tersebut. Berbagai faktor seperti gangguan kerusakan dan pemeliharaan rutin, menyebabkan unit pembangkit menjadi tidak siap operasi.

## **2.2. Sistem Operasi Pada Sistem Tenaga Listrik<sup>11</sup>**

Seperti diketahui bahwa dalam masalah pengaturan beban pada suatu operasi sistem tenaga listrik harus selalu dicapai suatu keadaan operasi yang bisa diandalkan dan cukup ekonomis.

Ada beberapa kinerja yang dilakukan untuk menjamin keandalan sistem operasi antara lain, pengaturan frekuensi dan tegangan sistem untuk berada pada harga normalnya karena adanya perubahan beban sistem. Dan seperti yang diketahui dan berulang kali disebutkan bahwa tenaga listrik tidak dapat disimpan sehingga dalam operasinya harus selalu dicapai keseimbangan antara penyediaan dengan pemenuhan kebutuhan daya serta perlu juga diingat bahwa sistem selalu berubah setiap saat. Maka sudah tentu jauh-jauh sebelumnya sudah harus diketahui atau diramalkan keadaan tersebut dengan tetap yaitu keadaan beban pada hari itu dari waktu ke waktu sampai selama 24 jam. Keadaan beban ini digambarkan sebagai kebutuhan daya sebagai fungsi dari waktu yang disebut

dengan lengkung beban harian. Lengkung beban harian ini adalah merupakan suatu yang amat penting disamping karakteristik-karakteristik lainnya sehingga dalam operasi hariannya harus berdasarkan lengkung beban harian yang telah dibuat karena dengan lengkung beban ini dapat ditentukan perencanaan operasi pembangkit – pembangkit yang ada, baik itu unit pembangkit thermal ataupun hidro. Tentu saja kebutuhan beban dalam suatu harinya tidak merata akan tetapi dari jam ke jam berbeda sesuai dengan kebutuhan konsumen. Berdasarkan lengkung beban yang telah ada maka dapat ditentukan beberapa unit pembangkit yang harus bekerja dan siap bekerja pada hari itu.

Sebagai dasar pertimbangan yang sifatnya umum, untuk menentukan biaya produksi tenaga listrik yang dibutuhkan adalah dengan memperhatikan bahwa dalam keadaan beban minimum maka tenaga listrik yang dibutuhkan diberikan oleh unit pembangkit yang bekerja paling efisien pada keadaan tersebut. Pembangkit ini akan terus beroperasi atau dibebani sampai pada batas efisiensi maksimumnya. Dan apabila ternyata beban masih terus bertambah sedangkan unit pembangkit ini telah mencapai maksimumnya maka selanjutnya belum ditanggung oleh pembangkit yang lain yang belum mencapai efisiensi maksimumnya. Dengan operasi yang demikian maka dapat dicapai keadaan operasi yang cukup ekonomis.

Akan tetapi dengan semakin berkembangnya sistem itu sendiri maka diperlukan suatu perencanaan pembangkit yang optimum dengan biaya operasi yang ekonomis. Mengingat bahwa beban sistem adalah selalu berubah-ubah dari



waktu ke waktu maka perlu membuat secara grafis perubahan beban terhadap waktu.

Oleh karena biaya operasi untuk memproduksi daya listrik sangat besar, suatu pembangkit khususnya pembangkit thermal, maka untuk biaya operasi pembangkit harus ditekan seekonomis mungkin untuk mendapatkan biaya operasi yang rendah, karena pada unit pembangkit thermal ini akan membutuhkan biaya operasi yang cukup tinggi sehingga usaha penghematan biaya bahan bakar akan sangat berarti. Dengan kata lain dengan mengkoordinasikan operasi pembangkit-pembangkit yang tersedia dengan tepat dan sesuai dengan beban maka didapat suatu keadaan operasi yang ekonomis.

Pembahasan mengenai operasi ekonomis adalah merupakan salah satu cara bagaimana menekan biaya produksi dari sistem tenaga listrik. Dalam hal ini maka metode yang dipakai adalah dengan memanfaatkan karakteristik dan menganalisa operasi dari sistem tersebut. Disamping karakteristik dari unit-unit pembangkit perlu juga diketahui karakteristik beban, karena karakteristik bebanlah maka dapat dianalisa pengaturan yang paling ekonomis dari setiap pembangkit. Adapun karakteristik yang perlu diketahui dari setiap unit pembangkit adalah :

1. Karakteristik input bahan bakar sebagai fungsi output daya.
2. Nilai panas sebagai fungsi output daya.
3. Kenaikan jumlah bahan bakar yang dibutuhkan jika terdapat perubahan beban.

Ketiga karakteristik tersebut merupakan pedoman menganalisa penjadwalan selanjutnya. Kemudian yang perlu diperhitungkan adalah Variabel-

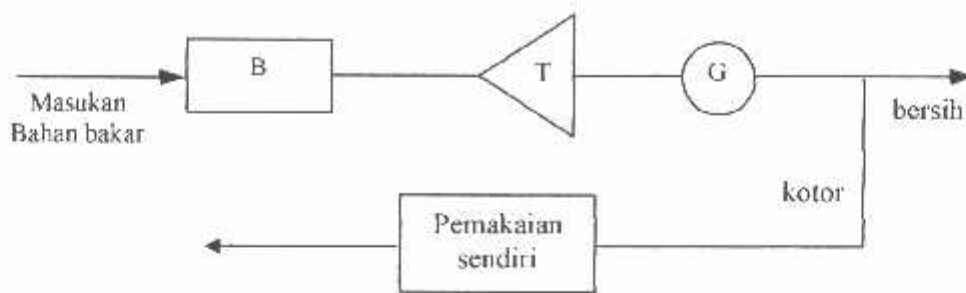
variabel yang terdapat pada saluran transmisi, karena variabel-variabel ini juga sangat menentukan ekonomis tidaknya penjadwalan pembangkit yang kita tentukan.

Maka untuk mencapai suatu operasi yang ekonomis pada suatu sistem tenaga listrik adalah dengan melakukan penjadwalan pada sistem pembangkit yang ada pada suatu sistem tenaga listrik yang ditinjau tersebut dengan memanfaatkan karakteristik dari setiap masing-masing unit pembangkit yang ada pada dasarnya bertujuan untuk menekan biaya pembangkit agar diperoleh biaya yang sangat rendah sehingga dapat memuaskan pemakai energi listrik.

### **2.3. Karakteristik Pembangkit<sup>[1]</sup>**

Performa dari sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsipnya ditentukan oleh apa yang dinamakan lengkung masukan – keluaran (input-output). Lengkung ini memberikan gambaran tentang efisiensi termis pusat pembangkit tersebut. Selain tergantung dari sifat-sifat pusat pembangkit tenaga listrik itu sendiri, seperti efisien dan keandalan, lengkung masukan – keluaran itu juga tergantung dari kondisi-kondisi yang berada di luar pusat pembangkit itu sendiri, seperti keadaan air, pendingin kualitas bahan bakar, kecakapan para operator pusat pembangkit dan bentuk lengkung beban.

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



Keterangan : B = Boiler, T = Turbin Uap, G = Generator

Gambar 2-1 Unit Bolier-Turbin-Generator<sup>[4]</sup>

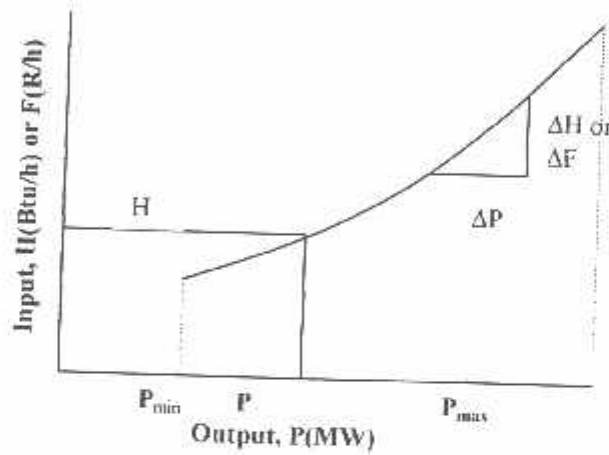
Seperti digambarkan dalam gambar 2.1. maka output pembangkit tidak hanya dihubungkan dengan beban tetapi juga untuk peralatan bantu dalam pembangkit. Disini output pembangkit didefinisikan sebagai daya yang dikeluarkan oleh generator untuk beban sistem diluar untuk keperluan pembangkit itu sendiri. Jadi untuk karakteristik *input – output*, daya output adalah berupa daya beban dari pembangkit, notasi yang digunakan adalah P (MW).

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

Dari keterangan di atas, dapat dibentuk persamaan karakteristik *Input - Output* pembangkit yang dapat dilihat pada persamaan 2.2, dan persamaan 2.3. dibawah ini, sedangkan kurva dari karakteristik *Input - Output* dapat dilihat pada gambar 2.2.

$$H = f(P) \dots \dots \dots (2.2)$$

$$\text{atau } F = f(P) \dots \dots \dots (2.3)$$



Gambar 2.2. Kurva karakteristik *Input-Output* Pembangkit Thermal<sup>[1]</sup>

### 2.3.2. Karakteristik Heat Rate<sup>[1]</sup>

Karakteristik lain yang cukup penting bagi pembangkit thermal adalah karakteristik tingkat panas atau *Heat Rate Characteristic*. Fungsi ini menyatakan hubungan antara tingkat panas terhadap tingkat beban pusat listrik. Karakteristik ini umumnya memiliki korelasi dengan efisiensi mesin kalor yang digunakan. Gambar 2.3 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 (1 KWH kira-kira setara

## 2.4. Economic Dispatch<sup>[1]</sup>

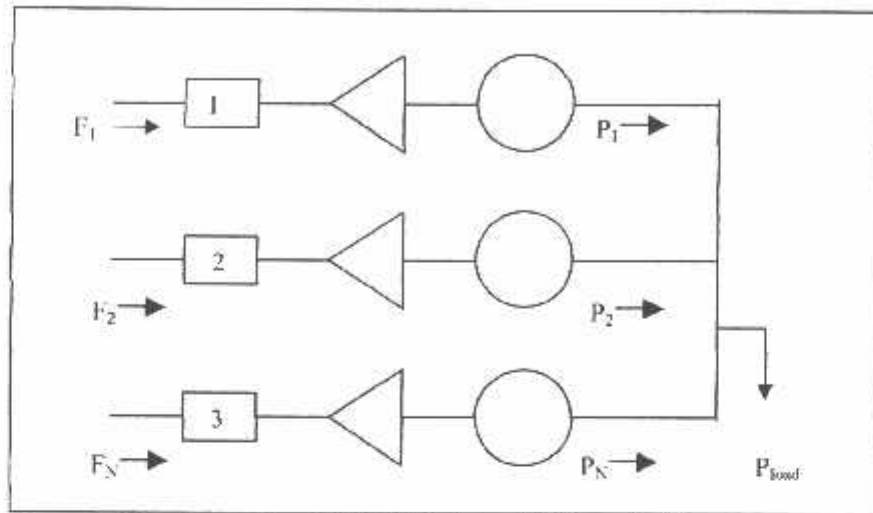
Yang dimaksud Economic Dispatch adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem, secara optimal ekonomi pada harga beban tertentu. Tujuan dari economic dispatch adalah untuk mendapatkan biaya bahan bakar semurah mungkin dalam suatu sistem pembangkit pada beban tertentu. Dengan dilakukan economic dispatch maka didapatkan biaya bahan bakar daya yang paling murah dalam suatu sistem pembangkit. Oleh karena beban yang harus ditanggung oleh sistem pembangkit selalu berubah setiap periode waktu tertentu, maka perhitungan economic dispatch ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu.

Economic Dispatch dapat dilakukan dengan beberapa cara yang akan dibahas pada sub bab di bawah ini.

### 2.4.1. Penyelesaian Economic Dispatch dengan metode pengali Lagrange<sup>[1]</sup>

Sistem dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.5. Sistem ini terdiri dari  $N$  unit generator thermal yang dihubungkan pada single bus bar yang melayani beban  $P_R$ . Input dari masing-masing unit ditunjukkan oleh  $F_i$  yang mewakili biaya dari satu unit generator dan output dari masing-masing unit  $P_i$  adalah daya yang dihasilkan oleh satu unit generator.

Total biaya rata-rata yang ditanggung system adalah jumlah biaya dari masing-masing unit generator. Dan pembatas yang paling penting adalah bahwa jumlah dari output masing-masing unit generator sama dengan beban konsumen.



Gambar 2.5. N Unit Melayani Beban  $P_R^{III}$

Yang menjadi permasalahan adalah meminimumkan total biaya  $F_T$  dengan memperhatikan pembatas  $\phi$  bahwa daya yang dihasilkan generator sama dengan yang diterima beban. Secara matematika pernyataan tersebut di atas dapat dinyatakan dengan persamaan berikut :

$$\begin{aligned}
 F_T &= F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \\
 &= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots \dots \dots (2.8)
 \end{aligned}$$

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

Persamaan ini adalah pembatas yang merupakan masalah dari optimasi dan ini dapat dipecahkan dengan menggunakan metode kalkulus tingkat lanjut yang melibatkan fungsi La Grange. Dimana fungsi La Grange didapat dengan cara

menambahkan pembatas  $\phi$  yang telah dikalikan dengan faktor pengali La Grange  $\lambda$  pada fungsi  $F_T$ . Fungsi La Grange dapat ditunjukkan dengan persamaan di bawah ini :

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

Dimana :

$F_T$  = fungsi tujuan

$\lambda$  = faktor pengali

$\phi$  = fungsi pembatas (constrain)

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

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

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

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

$$\text{atau } \frac{\partial F_T}{\partial P_i} + \lambda (0 - 1) = 0$$

$$\frac{\partial F_T}{\partial P_i} = \lambda \dots\dots\dots(2.14)$$

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

generator pembangkit harus lebih besar atau sama dengan daya output minimum dan lebih kecil atau sama dengan daya output maksimum yang diijinkan.

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

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_i}{\partial P_i} &= \lambda \text{ ada N buah persamaan} \\ P_{i \text{ min}} &\leq P_i \leq P_{i \text{ maks}} \text{ ada 2 N buah pertidaksamaan.....(2.15)} \\ \sum_{i=1}^N P_i &= P_R \text{ ada 1 buah pembatas} \end{aligned}$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatas diatas dapat diperluas menjadi :

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_i}{\partial P_i} &= \lambda \text{ untuk } P_{i \text{ min}} \leq P_i \leq P_{i \text{ maks}} \\ \frac{\partial F_i}{\partial P_i} &\leq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i \text{ maks}} \text{.....(2.16)} \end{aligned}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \geq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i \text{ min}} \text{.....(2.17)}$$

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

#### 2.4.2. Penyelesaian Economic Dispatch dengan metode iterasi Lamda<sup>(1)</sup>

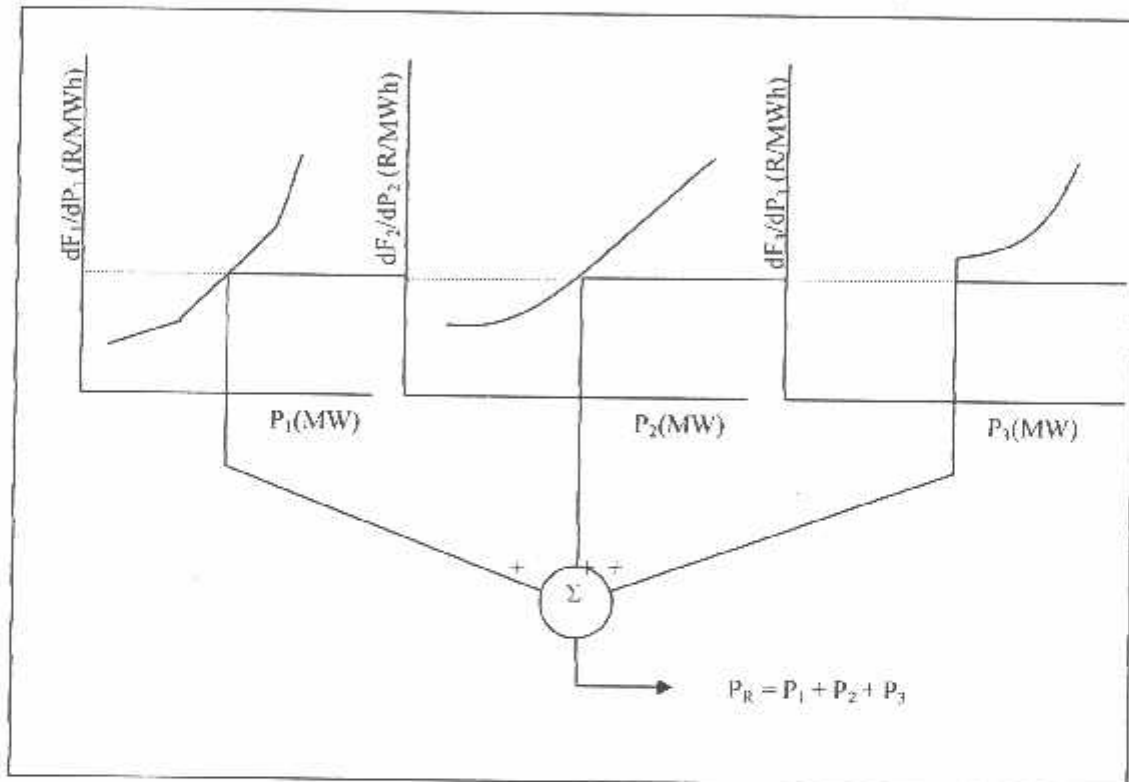
Dalam metode iterasi lamda, kita menentukan sembarang  $\lambda$  . Dari  $\lambda$  yang telah ditentukan, kita menghitung harga output masing-masing pembangkit dengan menggunakan syarat optimum.

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 ditentukan kembali harga  $\lambda$  kedua yang lebih besar dari  $\lambda$  pertama. Bila sebaliknya maka ditentukan harga  $\lambda$  kedua yang lebih kecil dari  $\lambda$  pertama.

Dengan telah diperoleh dua hasil perhitungan di atas maka secara ekstrapolasi dapat ditentukan harga  $\lambda$  selanjutnya sampai dicapai harga yang dikehendaki dimana  $P_1 + P_2 + P_3 = P_R$



Gambar 2.6 Grafik penyelesaian dengan metode iterasi lamda<sup>(4)</sup>

## 2.5. Fungsi Biaya Bahan Bakar<sup>(1)</sup>

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya yang paling penting dalam operasi sistem pembangkit termal. Fungsi biaya bahan bakar  $F_i(P_i)$  untuk setia

unit pembangkit terhadap daya keluaran diekspresikan dalam bentuk fungsi kuadrat, yang dapat dinyatakan sebagai berikut :

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

Dimana :  $a_i, b_i, c_i$  = konstanta persamaan dari unit ke- $i$

$P_{it}$  = daya keluaran dari unit ke- $i$  pada jam  $t$

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

- Jenis bahan bakar
- Nilai kalori
- Harga bahan bakar

## 2.6. Economic Dispatch dengan Mengabaikan Rugi-rugi Transmisi<sup>[1]</sup>

Dalam sistem tenaga listrik, kerugian transmisi merupakan kehilangan daya yang harus ditanggung oleh sisi pembangkit. Jadi dengan adanya kerugian daya tersebut merupakan tambahan beban bagi sistem tenaga listrik.

Sistem dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar

2.7. Sistem ini terdiri dari  $N$  unit generator thermal yang dihubungkan pada single bus bar yang melayani beban  $P_R$ . Input dari masing-masing unit ditunjukkan oleh  $F_i$  yang mewakili biaya dari satu unit generator dan output dari masing-masing unit  $P_i$  adalah daya yang dihasilkan oleh satu unit generator.

Total biaya rata-rata yang ditanggung system adalah jumlah biaya dari masing-masing unit generator. Dan pembatas yang paling penting adalah bahwa jumlah dari output masing-masing unit generator sama dengan beban konsumen.

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

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

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \dots\dots\dots(2.26)$$

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max} \text{ ada } 2N \text{ buah pertidaksamaan} \dots\dots\dots(2.27)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R \dots\dots\dots(2.28)$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatas diatas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \text{ untuk } P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max} \dots\dots\dots(2.29)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i\max} \dots\dots\dots(2.30)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \geq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i\min} \dots\dots\dots(2.31)$$

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

### BAB III

## METODE IMPROVE FAST EVOLUTIONARY PROGRAM (IFEP)

### PADA PT PEMBANGKITAN JAWA - BALI

#### 3.1. Formulasi Masalah *Economic Dispatch*<sup>[3]</sup>

Sasaran dari masalah *Economic Dispatch* adalah meminimalkan total biaya bahan bakar pada unit pembangkit termal dalam jangka waktu tertentu. Oleh karena itu fungsi obyektif atau tujuan dinyatakan sebagai jumlah dari fungsi biaya bahan bakar dari unit yang dibangkitkan oleh unit pembangkit termal. Fungsi obyektif dan batasan – batasan *economic dispatch* yang diformulasikan sebagai berikut:

$$\text{Min } \sum_{j=1}^N FC_j(P_j) \dots\dots\dots (1)$$

Dimana:  $FC_j$  = Fungsi biaya bahan bakar pada unit  $j$

$(P_j)$  = Pembangkitan daya pada unit  $j$

Untuk meminimumkan total biaya, batasan dari keseimbangan daya dan batasan daya harus dipenuhi :

$$D = \sum_{j=1}^n P_j - P_L \dots\dots\dots (2)$$

dimana :

$D$  = batas sistem daya

$P_L$  = rugi-rugi transmisi

dan batas-batas kapasitas pembangkitan

$$P_{j\min} \leq P_j \leq P_{j\max} \text{ untuk } j = 1, 2, \dots, n \quad \dots\dots\dots(3)$$

dimana :

$P_{j\min}$  = Out put daya minimum unit j

$P_{j\max}$  = Out put daya maksimum unit j

### 3.1.1. Fungsi Biaya Bahan bakar<sup>[3]</sup>

Fungsi biaya bahan bakar pada unit pembangkit di rumuskan sebagai berikut:

$$FC_j(P_j) = a_j + b_j P_j + c_j P_j^2 \quad \dots\dots\dots(4)$$

dimana :

$a_j, b_j, c_j$  = Koefisien biaya bahan bakar unit j

### 3.1.2. *Economic Load Dispatch*<sup>[3]</sup>

Masalah *Economic Load Dispatch* adalah untuk menemukan kombinasi optimal dari pembangkitan daya yang meminimumkan biaya total sambil memenuhi total permintaan.

Batasan daya Maksimum dan Minimum

Pembangkitan daya dari masing-masing generator dapat mempunyai beberapa batasan dan dapat diekspresikan sebagai berikut :

$$P_d = D + P_L - \sum_{\substack{j=1 \\ \neq d}}^n P_j \quad \dots\dots\dots(5)$$

### 3.3. *Metode Improve Fast Evolutionary Program (IFEP) Untuk Economic Dispatch*<sup>[3][4]</sup>

#### 3.3.1 Teori Dasar

*Improve Fast Evolutionary Program* merupakan metode yang biasa digunakan untuk memecahkan suatu pencarian nilai dalam sebuah masalah optimasi. IFEP ditemukan oleh Lawrence.J.Fogel pada tahun 1960. Metode ini didasarkan pada proses evolusi yang ada pada makhluk hidup yaitu perkembangan generasi dalam sebuah populasi yang alami ,secara lambat laun mengikuti prinsip seleksi alam ,yaitu siapa yang kuat dia yang bertahan. Dengan meniru proses ini IFEP dapat digunakan untuk mencari solusi permasalahan-permasalahan dalam dunia nyata.

#### 3.3.2.Parameter-parameter *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)*<sup>[3][4]</sup>

Dalam penggunaan metode *Improve Fast Evolutionary Program* terdapat beberapa parameter yang digunakan. Parameter-parameter yang digunakan antara lain :

- 1) Jumlah Generasi
- 2) Ukuran Populasi
- 3) Probabilitas Mutasi
- 4) Panjang Kromosom

### **3.3.3. Proses Kerja *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)*<sup>[3]</sup>**

#### **3.3.3.1 Pengkodean atau Representasi**

Langkah pertama kali yang dilakukan dalam penggunaan IFEP adalah melakukan pengkodean atau representasi terhadap permasalahan yang akan dilakukan dimana dibentuk dan berkumpul membentuk populasi. Populasi inilah populasi awal bagi IFEP untuk awal pencarian.

#### **3.3.3.2 Mutasi (mutasion)**

Operator mutasi digunakan untuk melakukan modifikasi satu atau lebih nilai gen dalam individu yang sama. Tujuannya agar individu-individu yang ada dalam populasi semakin bervariasi.

#### **3.3.3.3. Kompetisi**

Dalam tahap ini dihasilkan populasi baru dari populasi yang ada. Melalui penggunaan skema kompetisi setiap individu dalam populasi orang 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

#### **3.3.3.4. Konvergensi**

Proses evolusi merupakan proses yang tidak pernah selesai, Demikian pula *Improve Fast evolutionary Program* tidak dapat memperkirakan saat proses

berhenti untuk memperoleh solusi yang optimal. Konvergensi merupakan kondisi yang dicapai pada saat populasi kehilangan kondisi keanekaragaman.

### 3.4. Improved Fast Evolutionary Programming Menciptakan Offspring<sup>[3]</sup>

Sebuah Offspring diciptakan dengan salah satu metode mutasi sebagai berikut :

#### 3.4.1. Dengan mutasi Gaussian (dalam CEP)<sup>[3]</sup>

Matriks offspring  $p'_i$  diciptakan melalui setiap induk  $P_i$  dengan menambahkan komponen lain dari induk  $P_i$  sebuah nilai Gaussian random yang nilai meanya nol dan suatu deviasi standar yang sebanding nilai biaya berskala yang dihitung dari solusi percobaan induk yaitu:

$$P'_i = [P'_1, P'_2, \dots, P'_n] \dots\dots\dots(6)$$

$$P'_j = P_j + \sigma_j N(0,1) \text{ untuk } j = 1, 2, \dots, n \dots\dots\dots(7)$$

Dimana  $N(0,1)$  merupakan variabel Gaussian random dengan rata-rata 0 dan standart deviasi 1

#### 3.4.2. Dengan Mutasi Cauchy (dalam FEP)<sup>[3]</sup>

Sebuah offspring diciptakan dengan :

$$P'_{2j} = P_j + \sigma_j C_j(0,1) \text{ mutasi Cauchy}$$

Dimana  $C_j$  adalah variabel cauchy random dengan skala parameter  $t - 1$  dan nilai pusatnya nol pada pembangkitan baru untuk masing-masing nilai  $j$



### 3.4.3. Dengan Mutasi Gaussian dan Mutasi Cauchy (IFEP)<sup>[3]</sup>

Dengan memilih salah satu yang lebih baik dari dua offspring yang dihasilkan dari masing-masing induk, yaitu antara mutasi Gaussian dan mutasi Cauchy (dalam IFEP) misalnya  $P'_{1j}$  dan  $P'_{2j}$  menjadi turunan yang dihasilkan dari induk  $P_j$  oleh mutasi Gaussian dan mutasi Cauchy sebagai berikut:

$$P'_{1j} = P_j + \sigma_j N_j(0,1) \text{ mutasi Gaussian} \dots\dots\dots(8)$$

$$P'_{2j} = P_j + \sigma_j C_j(0,1) \text{ mutasi Cauchy} \dots\dots\dots(9)$$

nilai dari fungsi sasaran untuk kedua turunan tersebut dievaluasi, dibandingkan dan individual lebih baik di pilih sebagai turunan untuk generasi berikutnya. Standart deviasi  $\sigma$  mengidentifikasikan range offspring yang diciptakan disekitar induk matriks dan ditunjukan dalam kasus skala biaya yang ditentukan oleh :

$$\sigma_j = \beta f_j / (f_{\min} (P_{j\max} - P_{j\min})) \dots\dots\dots(10)$$

Dimana  $f_{\min}$  adalah nilai kesesuaian minimum diantara solusi percobaan N dan  $\beta$  adalah faktor skala.

### 3.4.4..Pemrograman Improve Fast Evolutionary Programming (IFEP) Kompetisi dan seleksi<sup>[3]</sup>

Setiap individu dalam populasi kombinasi yang terdiri dari vektor-vektor percobaan orang tua (parent) pembangkitan N dan keturunannya (n) yang sesuai harus berkompetisi dengan individu R lainya yang diseleksi secara acak untuk

mendapatkan peluang hidup pada pembangkitan berikutnya. Nilai hitungan  $W$  yang berat ditetapkan dengan individu berdasarkan kompetisi sebagai berikut:

$$w_i = \sum_{r=1}^R w_r \dots\dots\dots(11)$$

$$w_r = 1, \text{ if } u_1 > \frac{f_i}{f_r + f_i}$$

$$= 0, \text{ lainnya}$$

Dimana  $R$  adalah jumlah pesaing,  $f_r$  adalah nilai hitungan kecocokan pada  $r$  th yang terseleksi acak sebagai pesaing solusi percobaan  $2N$  berdasarkan pada  $r = [2Np + u_2 + 1]$

$[x]$  adalah merupakan bilangan terbesar yang kurang dari atau sama dengan  $x$ .  $f_i$  adalah nilai hitungan kecocokan  $p_i$ ,  $u_1$  dan  $u_2$  adalah angka-angka acak yang seragam antara  $[0,1]$  apabila semua individu memperoleh skor (angka) kompetisinya, maka mereka akan dirangking dengan urutan descending berdasarkan angkanya yang sesuai  $W_r$ . Individu-individu  $N$  yang pertama diseleksi dan dicatat bersama dengan nilai hitungan kesesuaian =  $f_i$  untuk menjadi orang tua (parent) pembangkitan pada generasi berikutnya.

$N$  individu pertama dituliskan bersama nilai fitnessnya untuk menjadi awal dari generasi berikutnya. Proses akan melakukan pengulangan sampai memberikan kondisi yang paling konvergen.

## BAB IV

### ANALISA DATA ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN METODE *IMPROVE FAST EVOLUTIONARY PROGRAM (IFEP)*

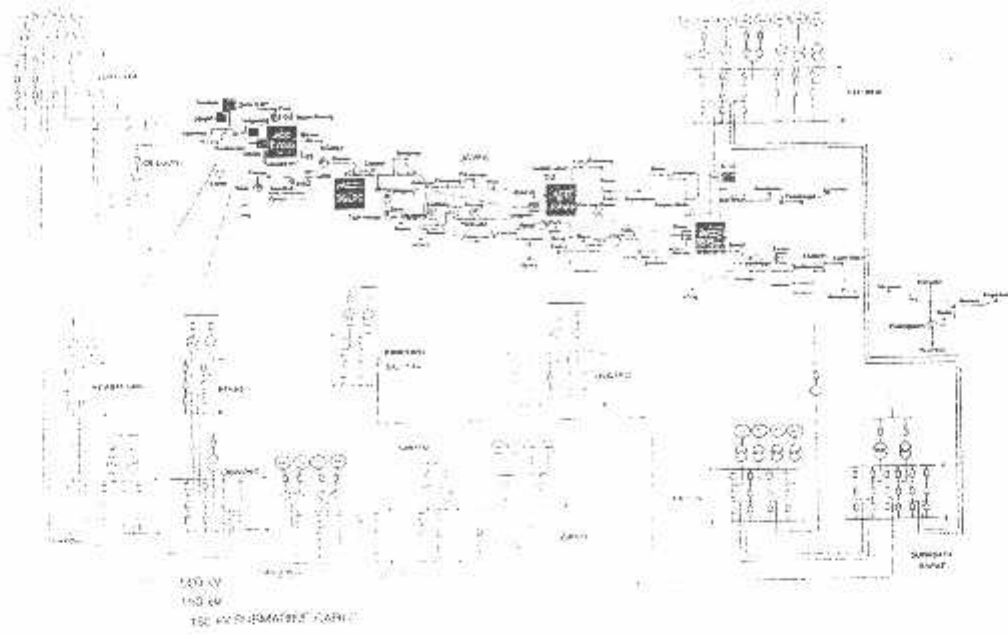
#### 4.1. Program Komputer Economic Dispatch Menggunakan Metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)*

Dalam penyelesaian masalah ini digunakan bantuan komputer. Program komputer ini sangat berguna untuk mempercepat proses perhitungan membutuhkan ketelitian tinggi dan sering melibatkan iterasi yang membutuhkan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual

Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7.0, merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk dipelajari dan mudah penggunaannya.

#### 4.2. Data Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang berada pada pengawasan PT. Pembangkitan Jawa Bali berjumlah 38 unit yang terdiri dari 5 blok Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap, 11 Pembangkit Listrik Tenaga Uap dan 5 Pembangkit Listrik Tenaga Gas. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.1, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PLN tahun 2004 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9000 per satuan dollar Amerika.



Gambar 4.1  
Diagram Single Line Pembangkit Jawa - Bali

Tablei 4.1.  
Data Unit Termal pada PT. PJB Tahun 2004

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
			Min	Max	A	B	C
1	PLTU Paiton 1	Coal	225	370	3244978	111712.15	10.2971
2	PLTU Paiton 2	Coal	225	370	3244978	111712.15	10.2971
3	PLTGU Gresik GT 1.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
4	PLTGU Gresik GT 1.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
5	PLTGU Gresik GT 1.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
6	PLTGU Gresik ST 1.3	Gas	250	480	17177460.3	145165.581	4.554
7	PLTGU Gresik GT 2.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
8	PLTGU Gresik GT 2.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
9	PLTGU Gresik GT 2.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
10	PLTGU Gresik ST 2.2	Gas	164	314	11795770.8	152515.737	6.831
11	PLTGU Gresik GT 3.1	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
12	PLTGU Gresik GT 3.2	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
13	PLTGU Gresik GT 3.3	Gas	53	102	5467532.4	217963.548	34.155
14	PLTGU Gresik ST 3.2	Gas	164	314	11795770.8	152515.737	6.831
15	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	1327126.68	217378.359	132.066
16	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	1327126.68	217378.359	132.066
17	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	5017369.5	169242.579	193.545
18	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	5017369.5	169242.579	193.545
19	PLTG Gresik 1	Gas	5	16	352707.3	350680.77	903.969
20	PLTG Gresik 2	Gas	5	16	352707.3	350680.77	903.969
21	PLTG Gresik 3	Gas	5	16	352707.3	350680.77	903.969
22	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	687181.85	683240.965	1762.3893
23	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	687181.85	683240.965	1762.3893
24	PLTU M.Karang 1	MFO	44	85	2417820.7	473895.41	120.77935
25	PLTU M.Karang 2	MFO	44	85	2417820.7	473895.41	120.77935
26	PLTU M.Karang 3	MFO	44	85	2417820.7	473895.41	120.77935
27	PLTU M.Karang 4	Gas	90	165	2949187.5	205217.145	83.79
28	PLTU M.Karang 5	Gas	90	165	2949187.5	205217.145	83.79
29	PLTGU M.Karang GT 1.1	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
30	PLTGU M.Karang GT 1.2	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
31	PLTGU M.Karang GT 1.3	Gas	50	95	5730795	202052.97	108.045
32	PLTGU M.Karang ST 1.3	Gas	300	465	34017735	87825.15	57.33
33	PLTGU M.Tawar GT 1.1	HSD	72	138	14706521.25	433337.8	49.4605
34	PLTGU M.Tawar GT 1.2	HSD	72	138	14706521.25	433337.8	49.4605
35	PLTGU M.Tawar GT 1.3	HSD	72	138	14706521.25	433337.8	49.4605
36	PLTGU M.Tawar GT 2.1	HSD	72	138	14706521.25	433337.8	49.4605
37	PLTGU M.Tawar GT 2.2	HSD	72	138	14706521.25	433337.8	49.4605
38	PLTGU M.Tawar ST 1.2	HSD	210	403	30123040	301208.82	11.64715

Sumber : Data Penawaran PT. PJB. Jl. Ketintang Baru No. 11, Surabaya 60231

Catatan : Harga Batubara 253 Rp/Kg  
 Harga MFO 1595 Rp/liter  
 Harga HSD 1595 Rp/liter  
 Harga Gas UP, Gresik 2,53 US\$/MBTU  
 Nilai Tukar 9000 Rp/\$

#### 4.3. Aplikasi Metode *Improve Fast Evolutionary Program(IFEP)* di P.T.

##### Pembangkitan Jawa-Bali

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung P.T Pembangkitan Jawa-Bali (PJB) tanggal 10, 13 dan 14 Maret 2004. Analisa data dilakukan hanya untuk unit yang beroperasi, karena program komputer ini hanya untuk menghitung unit pembangkit yang siap beroperasi menjadi 18 unit yang dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2.  
Unit Thermal yang Siap Beroperasi

No	Unit Pembangkit
1	Paiton 1
2	Paiton 2
3	PLTGU GT 1.3
4	PLTGU ST 1.2
5	PLTGU GT 2.3
6	PLTGU GT 3.3
7	PLTGU ST 3.2
8	PLTGU Gresik 1
9	PLTGU Gresik 2
10	PLTGU Gresik 3
11	PLTGU Gresik 4
12	PLTGU M. Tawar ST 1.1
13	PLTGU M. Tawar GT 1.1
14	PLTGU M. Karang ST 3.3
15	PLTGU M. Karang 1
16	PLTGU M. Karang 2
17	PLTGU M. Karang 3
18	PLTGU M. Karang 4
19	PLTGU M. Karang 5

#### 4.4. Beban Sistem

Dalam wilayah Jawa-Bali, Pembangkit-pembangkit yang ada dikoordinasi oleh P.T. Pembangkitan Jawa-Bali (PJB). Proses *Economic Dispatch* dengan metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)* bertujuan untuk membuat rencana operasi yang optimum dalam system tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi yang seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit thermal dan beban yang ditanggung oleh P.T. PJB sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya output pembangkit tenaga listrik dalam system P.T. PJB tanggal 10, 13 dan 14 maret 2004 terdapat pada lampiran. Untuk beban sistem terdapat pada tabel 4.5, 4.6 dan 4.7 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal saja).

Tabel 4.3  
Data Beban Unit Termal pada PT PJB  
Rabu 10 Maret 2004

<b>Jam</b>	<b>Beban Sistem (MW)</b>
01:00	3108
02:00	3024
03:00	2993
04:00	2974
05:00	2976
06:00	2916
07:00	2868
08:00	3202
09:00	3265
10:00	3281
11:00	3297
12:00	3220
13:00	3225
14:00	3226
15:00	3297
16:00	3372
17:00	3499
18:00	3600
19:00	3657
20:00	3642
21:00	3403
22:00	3388
23:00	3335
24:00	3316



Tabel 4.4  
Data Beban Unit Termal pada PT PJB  
Sabtu 13 Maret 2004

<b>Jam</b>	<b>Beban Sistem (MW)</b>
01:00	2896
02:00	2864
03:00	2845
04:00	2866
05:00	2921
06:00	2806
07:00	2710
08:00	2856
09:00	3002
10:00	3020
11:00	3026
12:00	3030
13:00	3016
14:00	2901
15:00	2717
16:00	2796
17:00	2869
18:00	3374
19:00	3382
20:00	3373
21:00	3205
22:00	3015
23:00	2929
24:00	2869

Tabel 4.5  
Data Beban Unit Termal pada PT PJB  
Minggu 14 Maret 2004

<b>Jam</b>	<b>Beban Sistem (MW)</b>
01:00	2816
02:00	2678
03:00	2675
04:00	2694
05:00	2804
06:00	2611
07:00	2588
08:00	2746
09:00	2802
10:00	2816
11:00	2853
12:00	2789
13:00	2749
14:00	2654
15:00	2613
16:00	2709
17:00	2714
18:00	3255
19:00	3268
20:00	3269
21:00	2982
22:00	2876
23:00	2864
24:00	2882

#### 4.5. Hasil Perhitungan dan Analisa Data

##### 4.5.1. Hasil Perhitungan PT. PJB

Dari data pembebanan harian pada lampiran dapat dihitung biaya operasional tiap jamnya dengan memasukan ke persamaan fungsi biaya bahan bakar. Sehingga berdasarkan data pada Tabel 4.1 didapatkan fungsi biaya bahan bakar untuk pembangkit thermal yang beroperasi.

Paiton 1 pada jam ke-1.

$$F_i(P_{i,t}) = a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2$$

$P_{i,t}$  pada jam ke-1 = 370 MW

$$\begin{aligned} F_i(P_{i,t}) &= 3244978 + 111712,2(370) + 10,2971(370)^2 \\ &= \text{Rp.}459.888.165,- \end{aligned}$$

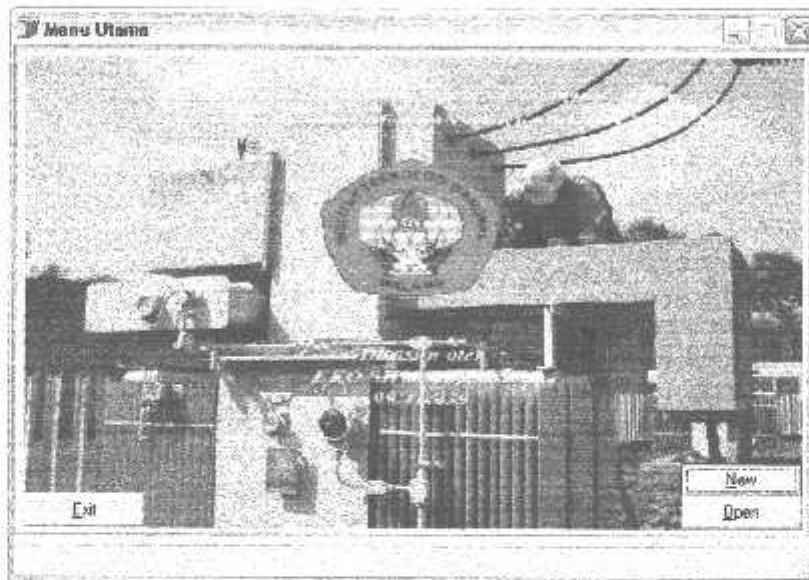
Sedangkan untuk hasil perhitungan beban dan biaya operasional perjamnya pada PT.PJB dapat dilihat pada tabel 4.6, 4.7 dan 4.8 di bawah ini.

Tabel 4.6  
 Hasil Perhitungan Biaya operasional perjam PT. PJB  
 Rabu 10 Maret 2004

<b>Jam</b>	<b>Beban Sistem (MW)</b>	<b>PT. PJB (Rp)</b>
01:00	3108	680.306.108
02:00	3024	651.394.473
03:00	2993	646.667.419
04:00	2974	644.171.861
05:00	2976	640.361.923
06:00	2916	646.587.755
07:00	2868	626.319.642
08:00	3202	713.721.328
09:00	3265	725.817.463
10:00	3281	728.989.485
11:00	3297	732.577.863
12:00	3220	720.949.264
13:00	3225	723.177.188
14:00	3226	720.370.936
15:00	3297	733.154.110
16:00	3372	747.933.301
17:00	3499	805.181.358
18:00	3600	832.153.449
19:00	3657	844.634.828
20:00	3642	842.417.383
21:00	3403	757.459.805
22:00	3388	754.703.180
23:00	3335	744.635.040
24:00	3316	740.803.704

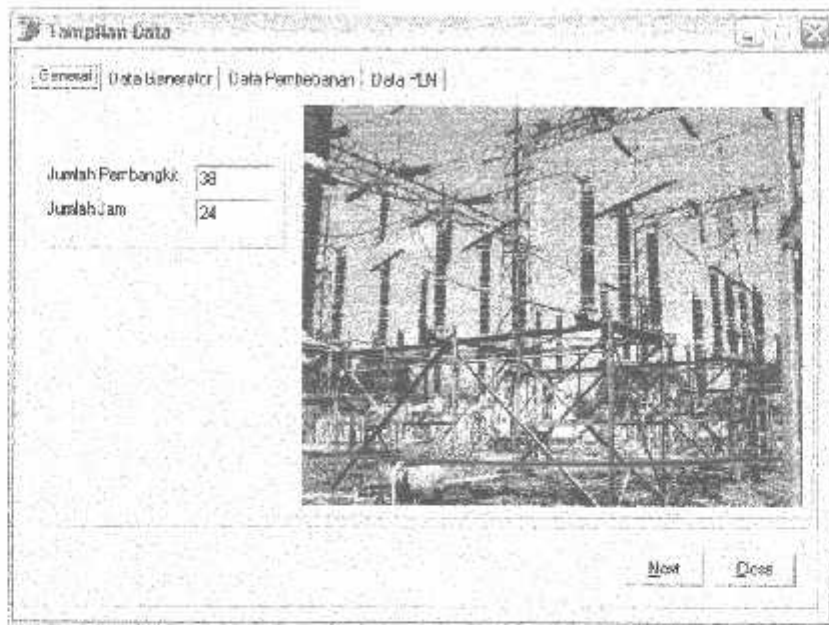
#### 4.5.2. Tampilan Program Komputer dan Hasil Perhitungan dengan Metode *Improve Fast Evolutionary Program*

Tampilan program computer yang telah dibuat ini adalah hasil perhitungan beban dan biaya operasional yang optimal, sedangkan tampilan utama dari program dapat dilihat pada gambar 4.2 di bawah ini :



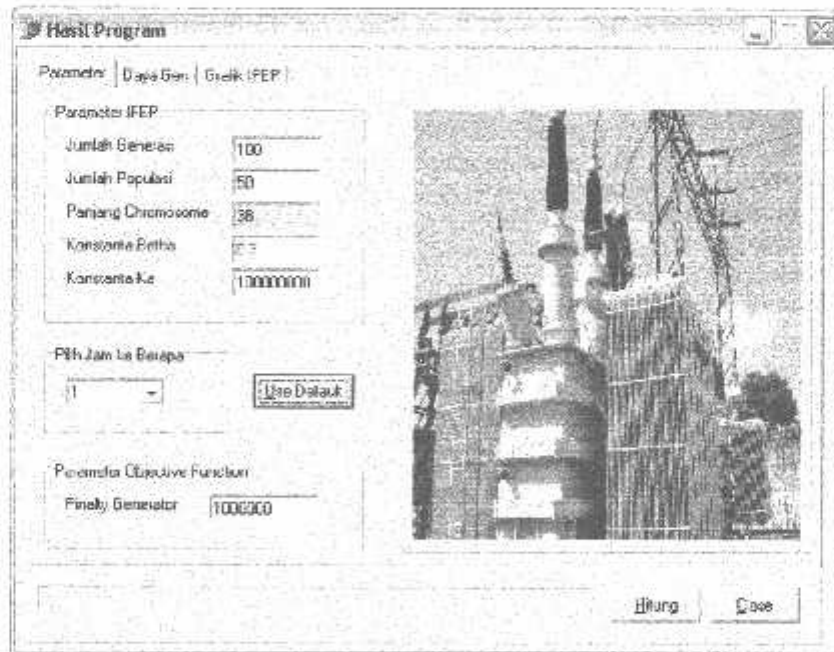
Gambar 4.2.  
Tampilan Program Utama

Kemudian setelah itu tekan tombol buka data untuk membuka file yang tersimpan.



Gambar 4.3  
Tampilan Input Data pembangkit

Setelah data yang ada diinputkan ke dalam komputer maka parameter yang digunakan sebagai berikut :



Gambar 4.4  
Tampilan Parameter yang Digunakan

Tampilan Program

Parameter | Data Busbar | Grafik IEP

No	F FEP (kW)	F PLN (kW)	Cost FEP (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisi (Rp)		
1	370	370	45.950.404	45.988.165	29.701		
2	366	370	45.555.441	45.988.165	432.724		
3	53	07	17.115.539	24.608.076	7.573.337		
4	473	285	67.913.290	58.919.570	-8.993.720		
5	53	07	17.115.539	24.608.076	7.573.337		
6	53	03	17.115.539	25.136.826	8.021.286		
7	473	285	66.805.725	59.910.550	-7.895.175		
8	54	75	13.471.503	18.373.378	4.901.869		
9	44	75	11.191.869	18.373.378	7.181.509		
10	90	90	21.816.918	21.816.918	0		
11	94	90	22.540.670	21.816.918	723.752		
12	465	435	84.252.509	80.069.945	-4.182.565		
13	252	200	31.744.267	31.489.290	-254.977		
14	44	30	24.274.342	43.652.177	19.377.835		
15	44	30	23.503.047	41.102.441	17.599.393		
Biaya FEP		518.071.625	Biaya PLN		660.305.103	Selisi	142.233.478

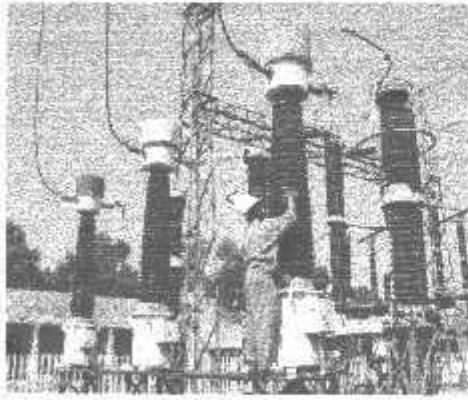
Hitung Close

Gambar 4.5  
Tampilan Data Pembangkit

Tampilan Data

General | Data Generator | Data Pembebanan | Data PLN

	Load	Plex
1	3108	400
2	3024	400
3	2953	400
4	3074	400
5	2975	400
6	2916	400
7	2868	400
8	3202	400
9	3255	400
10	3201	400
11	3297	400
12	3220	400
13	3225	400
14	3226	400
15	3207	400



Next Close

Gambar 4.6  
Tampilan Data Pembebanan

Date Generator	Data PLN						
	Jan 1	Jan 2	Jan 3	Jan 4	Jan 5	Jan 6	Jan 7
Gen 1	370	370	370	370	370	325	325
Gen 2	370	370	370	370	370	325	325
Gen 3	0	0	0	0	0	0	0
Gen 4	0	0	0	0	0	0	0
Gen 5	87	85	78	76	85	100	101
Gen 6	285	276	268	258	250	250	250
Gen 7	0	0	0	0	0	0	0
Gen 8	0	0	0	0	0	0	0
Gen 9	117	65	91	92	89	84	65
Gen 10	0	0	0	0	0	0	0
Gen 11	0	0	0	0	0	0	0
Gen 12	0	0	0	0	0	0	0
Gen 13	89	57	86	91	95	94	57
Gen 14	295	296	285	287	280	280	280

Gambar 4.7  
Tampilan Data PLN

Setelah menetapkan parameter yang diperlukan maka komputasi dapat dilakukan untuk menentukan biaya yang minimum. Untuk proses komputasi digunakan software Delphi Version 7.0 kemudian dieksekusi dengan menggunakan komputer berspesifikasi prosesor Intel Pentium III, 450 MHz Ram 128 Mb. Perhitungan dimulai pada jam 01:00 – 24:00 selama 3 hari.



**4.5.2. Hasil Perhitungan Menggunakan Metode *Improve Fast Evolutionary Program (IFEP)***

Berikut ini adalah hasil perhitungan biaya menggunakan metode *Improve Fast Evolutionary Program(IFE)*

Tabel 4.9.  
Hasil Perhitungan Menggunakan metode  
*Improve Fast Evolutionary Program*

Rabu 10 Maret 2004

<b>Jam</b>	<b>Beban Sistem (MW)</b>	<b>IFEP (Rp)</b>
01:00	3108	618.071.626
02:00	3024	604.394.566
03:00	2993	600.295.980
04:00	2974	597.884.820
05:00	2976	597.633.533
06:00	2916	588.600.703
07:00	2868	582.165.644
08:00	3202	637.262.832
09:00	3265	651.386.560
10:00	3281	654.979.047
11:00	3297	658.436.254
12:00	3220	641.737.461
13:00	3225	642.536.073
14:00	3226	642.789.280
15:00	3297	658.426.254
16:00	3372	675.199.031
17:00	3499	733.910.358
18:00	3600	756.697.878
19:00	3657	770.130.493
20:00	3642	766.782.237
21:00	3403	602.372.869
22:00	3388	678.863.398
23:00	3335	667.059.450
24:00	3316	662.761.956

Tabel 4.11.  
 Hasil Perhitungan Menggunakan metode  
*Improve Fast Evolutionary Program*

Minggu 14 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	IFEP (Rp)
01:00	2816	574.143.954
02:00	2678	553.669.891
03:00	2675	553.600.571
04:00	2694	556.849.732
05:00	2804	572.056.705
06:00	2611	543.652.909
07:00	2588	540.438.248
08:00	2746	563.458.491
09:00	2802	571.588.109
10:00	2816	574.143.954
11:00	2853	578.899.665
12:00	2789	569.999.813
13:00	2749	564.601.109
14:00	2654	550.981.760
15:00	2613	544.791.943
16:00	2709	557.807.054
17:00	2714	559.660.980
18:00	3255	649.068.798
19:00	3268	651.953.298
20:00	3269	652.190.820
21:00	2982	598.976.465
22:00	2876	582.187.820
23:00	2864	581.158.250
24:00	2882	574.275.139

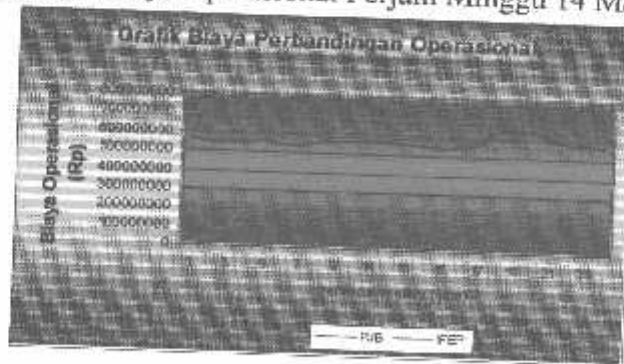
#### 4.5.3. Perbandingan Hasil Perhitungan PT. PJB Dengan metode *Improve Fast Evolutionary Program(IFE)*.

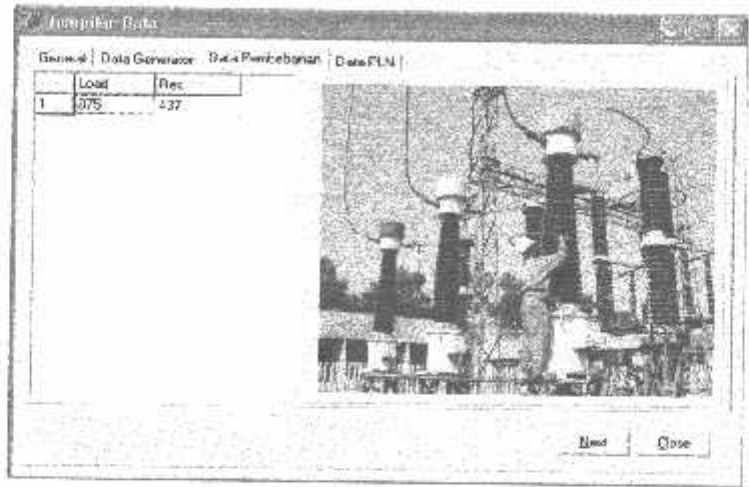
Berikut ini adalah yang berisi perbandingan biaya pada PT. PJB dan Metode metode *Improve Fast Evolutionary Program*

Tabel 4.14.  
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dan  
metode *Improve Fast Evolutionary Program*  
Minggu 14 Maret 2004

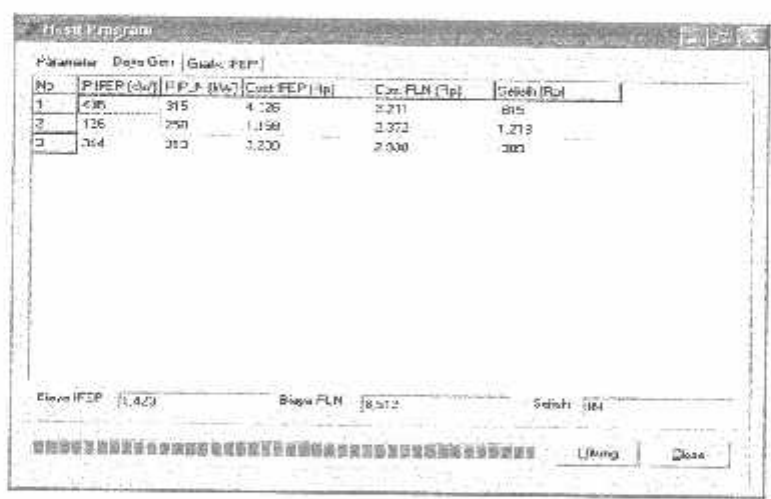
Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)	IFEP (Rp)
01:00	2816	618.251.323	574.143.954
02:00	2678	586.714.574	553.669.891
03:00	2675	580.742.086	553.600.571
04:00	2694	583.369.050	556.849.732
05:00	2804	601.290.761	572.056.705
06:00	2611	574.415.775	543.652.909
07:00	2588	570.967.006	540.438.248
08:00	2746	591.959.107	563.458.491
09:00	2802	601.814.600	571.588.109
10:00	2816	604.252.146	574.143.954
11:00	2853	611.074.946	578.899.665
12:00	2789	600.616.653	569.999.813
13:00	2749	595.203.725	564.601.109
14:00	2654	577.919.351	550.981.760
15:00	2613	570.955.908	544.791.943
16:00	2709	587.564.000	557.807.054
17:00	2714	588.687.073	559.660.980
18:00	3255	728.245.361	649.068.798
19:00	3268	730.147.988	651.953.298
20:00	3269	729.197.563	652.190.820
21:00	2982	639.723.642	598.976.465
22:00	2876	617.484.361	582.187.820
23:00	2864	615.562.714	581.158.250
24:00	2882	606.757.754	574.275.139

Grafik 4.3.  
Perbandingan Biaya Operasional Perjam Minggu 14 Maret 2004

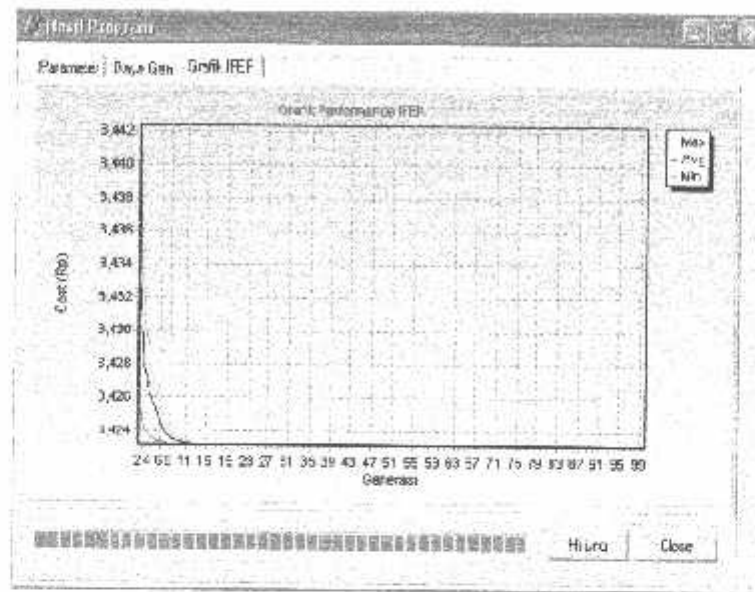




Gambar 4.10.  
Tampilan Data Pembebanan



Gambar 4.11.  
Hasil Perhitungan Economic Dispatch  
Dengan Menggunakan Data Jurnal



Gambar 4.12  
Data Grafik IFEF Dengan Menggunakan Data Jurnal

Dari hasil pengujian didapat hasil perbandingan program dapat dilihat pada tabel 4.18. Sebagai berikut :

Tabel 4.17. Perbandingan Dari Uji Validasi

Beban Permintaan PD (MW)	Hasil Perhitungan (\$/h)		Selisih	Error %
	Jurnal	Program		
875	8450	8442	8	0,09

#### 4.7 Analisa dan Hasil Perhitungan Biaya bahan bakar Untuk 38 Pembangkit

Dari Hasil Perhitungan Biaya Bahan Bakar untuk 38 Pembangkit diperoleh tabel sebagai berikut :

No	Nama Pembangkit	P (MW)	Koefisien Bahan Bakar			Biaya Bahan Bakar (Rp/kWh)
			A	B	C	
1	PLTU Paton 1	370	5244978	111712.15	10.2971	Rp 45.988.146,49
2	PLTU Paton 2	370	5244978	111712.15	10.2971	Rp 45.988.146,49
3	PLTGU Gresik GT 1.1	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
4	PLTGU Gresik GT 1.2	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
5	PLTGU Gresik GT 1.3	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
6	PLTGU Gresik GT 2.1	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
7	PLTGU Gresik GT 2.2	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
8	PLTGU Gresik GT 2.3	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
9	PLTGU Gresik GT 3.1	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
10	PLTGU Gresik GT 3.2	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
11	PLTGU Gresik GT 3.3	102	5467532.4	217963.548	34.155	Rp 28.055.162,92
12	PLTGU Gresik ST 2.1	314	11795770.8	152515.737	5.831	Rp 60.359.221,49
13	PLTGU Gresik ST 3.1	480	17177460.3	145165.581	4.554	Rp 87.906.180,78
14	PLTGU Gresik ST 3.2	480	17177460.3	145165.581	4.554	Rp 87.906.180,78
15	PLTU Gresik 1	85	1327126.68	217378.359	132.066	Rp 20.758.464,05
16	PLTU Gresik 2	85	1327126.68	217378.359	132.066	Rp 20.758.464,05
17	PLTU Gresik 3	175	5017369.5	169242.579	193.543	Rp 40.562.136,45
18	PLTU Gresik 4	175	5017369.5	169242.579	193.543	Rp 40.562.136,45
19	PLTG Gresik 1	16	352707.3	350680.77	903.969	Rp 6.195.075,684
20	PLTG Gresik 2	16	352707.3	350680.77	903.969	Rp 6.195.075,684
21	PLTG Gresik 3	16	352707.3	350680.77	903.969	Rp 6.195.075,684
22	PLTG Gilitimar 1	16	687181.85	683240.965	1762.3893	Rp 6.195.075,684
23	PLTG Gilitimar 2	16	687181.85	683240.965	1762.3893	Rp 6.195.075,684
24	PLTU M.Karang 1	85	2417820.7	473895.41	120.77935	Rp 20.758.464,05
25	PLTU M.Karang 2	85	2417820.7	473895.41	120.77935	Rp 20.758.464,05
26	PLTU M.Karang 3	85	2417820.7	473895.41	120.77935	Rp 20.758.464,05
27	PLTU M.Karang 4	165	2949187.5	205217.145	83.79	Rp 39.091.199,18
28	PLTU M.Karang 5	165	2949187.5	205217.145	83.79	Rp 39.091.199,18
29	PLTGU M.Karang GT 1.1	95	5730795	202052.97	108.045	Rp 25.900.933,28
30	PLTGU M.Karang GT 1.2	95	5730795	202052.97	108.045	Rp 25.900.933,28
31	PLTGU M.Karang GT 1.3	95	5730795	202052.97	108.045	Rp 25.900.933,28
32	PLTGU M.Karang ST 2.1	300	16010064	127208.655	35.28	Rp 57.347.860,5
33	PLTGU M.Karang ST 3.1	465	11017735	87825.15	57.33	Rp 84.252.629
34	PLTGU M.Tawar GT 1.1	138	14706521.25	433337.8	49.4605	Rp 75.449.063,41
35	PLTGU M.Tawar GT 1.2	138	14706521.25	433337.8	49.4605	Rp 75.449.063,41
36	PLTGU M.Tawar ST 1.1	202	672530	144191.717	519.175	Rp 50.983.673,33
37	PLTGU M.Tawar ST 1.2	403	30123040	303208.82	11.64715	Rp 154.207.796,4
38	PLTGU M.Tawar ST 3.1	565	43043399	288509.995	7.5984	Rp 169.738.017,7
	<b>TOTAL</b>	6613				Rp 31.059.631.049

Dari Analisa Tabel diatas kita bisa tahu berapa besar biaya bahan bakar yang di keluarkan oleh sebuah unit pembangkit dalam memenuhi kebutuhan beban sistem dan pembangkit mana yang lebih murah biaya operasionalnya

## BAB V

### KESIMPULAN

#### 5.1. Kesimpulan

Dari analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan Metode *Improve Fast Evolutionary Program* pada economic dispatch, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

- Proses Metode *Improve Fast Evolutionary Program* memberikan sebuah analisa penyelesaian yang cukup efektif dalam mengoptimalkan pembebanan dan sekaligus penghematan biaya total operasional PT. PJB. Pada tanggal 10 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan Metode *Improve Fast Evolutionary Program* sebesar Rp. 2.376.219.660 dioptimalkan 13,6 %. Pada tanggal 13 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan Metode *Improve Fast Evolutionary Program* sebesar Rp. 683.757.640 dioptimalkan 4,5 %. Pada tanggal 14 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan Metode *Improve Fast Evolutionary Program* sebesar Rp. 842.761.190 dioptimalkan 5,7 %.
- Dari beberapa argumentasi diatas dapat ditarik kesimpulan bahwa Metode *Improve Fast Evolutionary Program* ini memungkinkan untuk diaplikasikan pada sistem PT. Pembangkitan Jawa – Bali, meskipun diperlukan perbaikan-perbaikan untuk menyempurnakan metode ini.

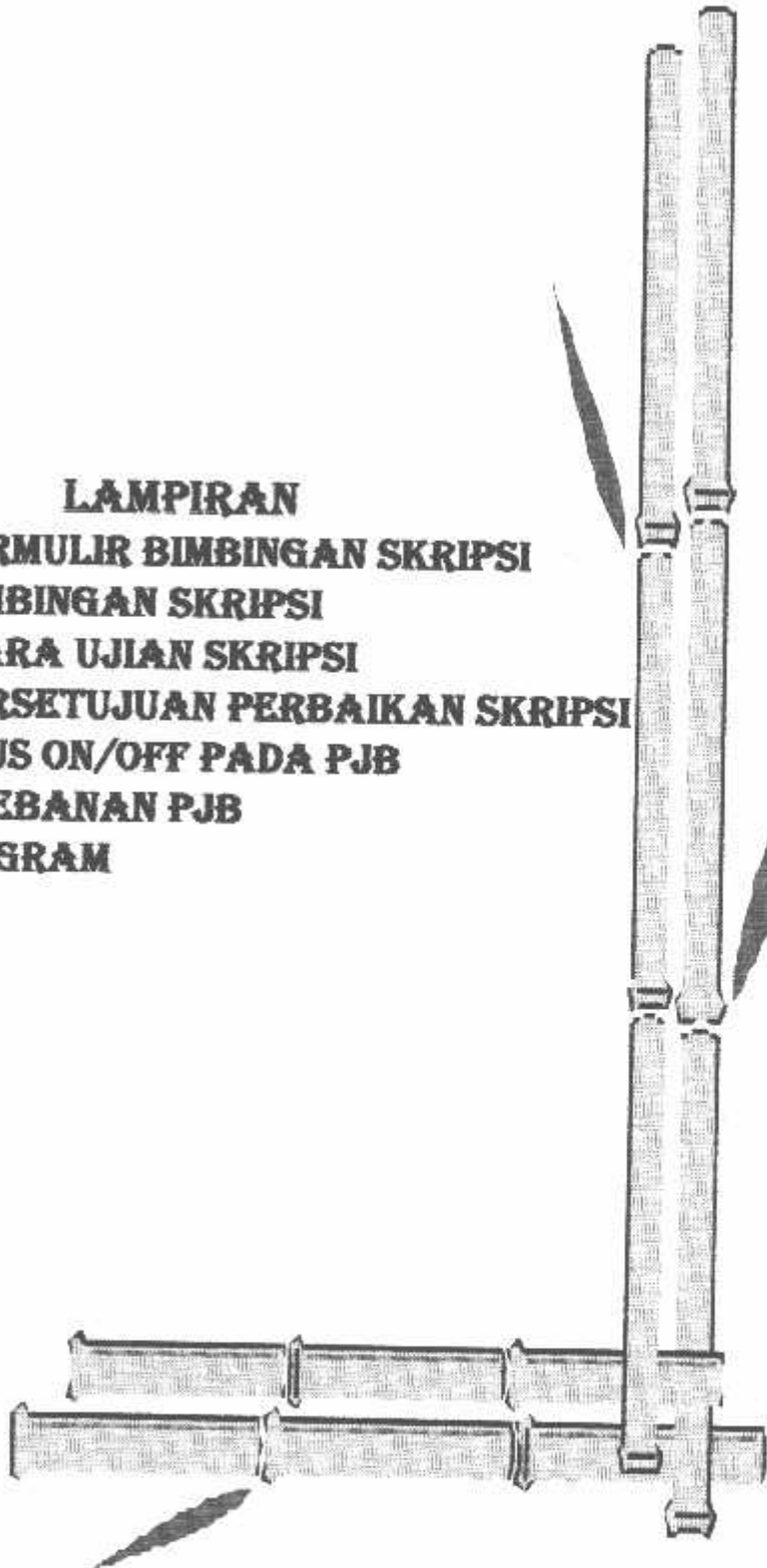
## DAFTAR PUSTAKA

- 1) A.J Wood and B.F. Wollenberg, "*Power Generation Operation and Control*" Second Edition, John Willey & Son, 1996
  - 2) Djteng Marsudi, Ir. "*Operasi Sistem Tenaga Listrik*" Balai Pustaka & Humas ISTN, 1990.
  - 3) N Sinha, Prof (DR) R Chakrabarti, "*Improve Fast Evolutionary Program for Economic Load Dispatch With Non Smooth Cost Curves*", November 30, 2004
  - 4) [http:// Zooland.alife.org /hhg 2ec/](http://Zooland.alife.org/hhg2ec/) *Whats Evolutionary Programming (EP)*
  - 5) Kusumadewi, Sri, "*Artificial Inteligence*", Graha Ilmu, Jakarta, 2003.
  - 6) "*Diktat Kullah Analisa Sistem Tenaga Elektrik II*" ITN Malang  
September 2000
-



### **LAMPIRAN**

- **LEMBAR FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI**
- **LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI**
- **BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI**
- **LEMBAR PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI**
- **DATA STATUS ON/OFF PADA PJB**
- **DATA PEMBEBANAN PJB**
- **LISTING PROGRAM**





BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama Mahasiswa : EKO SIH WIDIANTO
2. NIM : 99.12.039
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Energi Listrik S-1
5. Judul Skripsi

ANALISA ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN  
METODE IMPROVE FAST EVOLUTIONARY PROGRAM  
PADA PT.PEMBANGKITAN JAWA - BALI

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

Hari : Sabtu

Tanggal : 18 Maret 2006

Dengan Nilai : B + 78,25

Panitia Ujian Skripsi



(Ir. Mochtar Asroni, MSME)

Ketua

(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)

Sekretaris

Anggota Penguji

(Ir. H. Soemarwanto)

Penguji Pertama

(Ir. H. Choiri)

Penguji Kedua



### LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama : EKO SIH WIDIANTO  
2. Nim : 99.12.039  
3. Jurusan : Teknik Elektro  
4. Konsentrasi : Energi Listrik S-1  
Judul : Analisa Economic Dispatch  
Menggunakan Metode Improve Fast  
Evolutionary Program  
Pada PT.PJB  
5. Tanggal mengajukan skripsi : 20 September 2005  
6. Tanggal menyelesaikan skripsi : 20 Maret 2006  
7. Dosen pembimbing : Ir. Choirul Saleh, MT  
8. Telah dievaluasi dengan nilai : 85 *Sm*

Menyetujui

Dosen Pembimbing

( Ir. Choirul Saleh, MT )  
Nip. Y. 1018800190

Mengetahui

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

( Ir. F. Yudi Lamprantono, MT )  
Nip. Y. 1039500274



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO



## PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

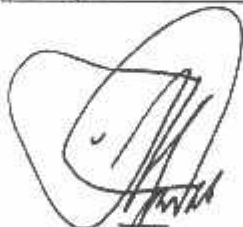
Dari hasil ujian skripsi jurusan teknik elektro jenjang strata satu

(S-1) Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh:

Nama : EKO SIH WIDIANTO  
Nim : 99.12.039  
Jurusan : Teknik Elektro  
Konsentrasi : Energi Listrik S-1  
Judul : *Analisa Economic Dispatch Dengan Menggunakan Metode Improve Fast Evolutionary Program Pada PT.PJB*

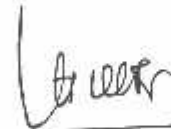
Perbaikan meliputi :

No.	Materi Perbaikan	Paraf
1.	Analisa perhitungan dengan menggunakan 38 Unit pembangkit	
2.	Perbaiki pada batasan masalah skripsi	



( Ir. H. Soemarwanto )

Anggota Penguji



( Ir. H. Choiri )

Dosen Pembimbing



( Ir. Choirul Saleh, MT )

---



DATA PENAWARAN  
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI  
AGUSTUS 2002

No.	NAMA PC/BAHOKIT	KAPASITAS				LEVA WAKTU (JAM)		BIAYA START UP (JUTA RP)		KOEFSIEN BIAYA BAHAN BAKAR		
		MIN (MW)	MAX (MW)	UP TIME	DOWN TIME	MIN	MAX	COLD START UP	HOT START UP	30	31	32
1	UP. PATON	225	370	72	48	17	4	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2	PLTU #12 (DUAL)	2 x 400										
	UP. GRESIK											
	GT 1.0 OC (GAS)	50	102	36	10	1	0	7.82	0	5467532.4	217983.548	34.155
	CC - 1.1.1 (GAS)	115	143	36	10	3	1	57.68	31.46	10836203.3	72527.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)	164	314	36	10	3	2	65.5	39.28	1179570.3	152515.737	6.431
	CC - 3.3.1 (GAS)	250	480	36	10	3	2	73.32	47.1	17177480.3	145165.381	1.554
	PLTU # 10 (GAS)	43	85	48	10	9	1	143.74	43.89	1327128.63	217378.359	132.086
	PLTU # 34 (GAS)	90	175	48	10	9	2	229.5	92.52	5017389.5	195242.579	93.545
	PLTU # 20 (GAS)	5	15	3	1	1	0	8.13	0	352757.3	350080.77	903.980
	PLTU # 40 (GAS)	5	15	3	1	1	0	6.33	0	63181.85	683140.965	1782.380
PLTG GRESIK 1-3 (GAS)												
PLTG GRESIK 1-2 (HSD)												
3	UP. MUARA KAPANG											
	GT 1.0 OC	50	55	36	10	1	0	7.35	0	5730795	202552.97	108.045
	CC - 1.1.1 (GAS)	110	130	36	10	3	1	54.22	29.87	11560815	93685.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	200	300	36	10	3	2	61.57	30.92	16010064	127506.555	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	300	468	36	10	3	2	69.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	72	133	36	10	0	0	0	0	14705321.25	11337.8	49.4925
	MTW CC - 2.2.1 (HSD)	152	252	36	10	3	1	118.08	64.4	873530	144191.717	519.175
	MTW CC - 3.3.1 (HSD)	210	403	36	10	3	2	134.1	80.42	30723040	363304.82	11.64715
	PLTU # 120 (HSD)	420	565	36	10	3	2	160.1	85.47	43043552	299529.044	7.5284
	PLTU # 40 (HSD)	44	35	48	10	6	1	215.34	31.04	2417570.7	47255.41	100.1792

151 2546  
 1595 5 Pabrik  
 1554 5 Pabrik  
 2 53 USJ-MW-PTU  
 2 45 USJ-MW-PTU  
 5 000 POC 22  
 Harga Baku  
 Harga MFO  
 Harga HSD  
 Harga Gas UP. Gresik  
 Harga Gas UP. M. Karang  
 Nilai Tukar





















**SUB SISTEM REGION\_1**

**RENCANA : HARI TANGGAL: MINGGU, 14 MARET 2004**

**PL. PLU PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALU**

Jenis	00.30	01.30	02.00	03.00	04.00	05.00	06.00	07.00	08.00	09.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00
PL. PLU	410	410	400	400	400	400	350	350	400	400	425	425	400	400	400	400	350
	90	90	90	90	90	90	80	80	90	90	90	90	90	90	90	90	80
	150	150	150	150	150	150	185	185	155	185	185	185	165	165	185	185	150
	65	90	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	200	200	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**PENSELAR DAHS LUAR PLU**

150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4330	4030	4567	4453	4453	4453	4453	4350	4425	4425	4425	4425	4425	4425	4425	4425	4425	4425
4462	4439	4379	4329	4224	4100	4145	4309	4332	4332	4332	4332	4332	4332	4332	4332	4332	4332
38	54	209	150	229	271	310	348	241	118	350	410	5	-82	-117	-251	-251	-251
54	106	104	121	121	121	121	121	121	70	130	125	172	172	172	172	172	172
189	272	318	372	372	372	372	372	372	375	382	462	675	675	675	675	675	675















---

unit uHasil;

interface

uses

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

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;
Panel2: TPanel;
Image1: TImage;
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;

{SR *.dfm}

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

procedure TfrmHasil.btnUseDefaultClick(Sender: TObject);
begin
  edtMaxGen.Text:='100';
  edtPopSize.Text:='50';
  edtBerha.Text:='0.3';
  edtKa.Text:='1000000000';
  edtPinGen.Text:='1000000';
  btnHitungEP.Enabled:=true;
end;

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

```

---

```

end;

procedure TForm1.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);
    pIterasi.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:=1 to high(Min)-1 do
begin
  Series3.Add(Ka/Min[i],IntToStr(i+1));
  Series4.Add(Ka/Avg[i],IntToStr(i+1));
  Series5.Add(Ka/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.

---