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

OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB

SKRIPSI

Disusun Oleh :

MANTRA SUHERLINGGA
NIM: 00.12.049

MARET 2005

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

Ir. H. Yudi Limpraptono, MT	Ir. H. Aboma Abadi, MSEE
NIP. Y. 103 0500 574	NIP. Y. 102 0000 508

Ketua Jurusan Teknik Elektro
Penguji

Dosen Pembimbing
Mahasiswa

NIM. 00.15.094
AGATHA SORENTINOSA

Diajukan Oleh :

Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Ujian Akhir Guna Memperoleh Gelar Sarjana Teknik (S-1)

SKRIPSI

GENETIKA DIGUNAKAN UNTUK MENGOPTIMASI PENJADWALAN MESIN PADA PT. PLN
HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE
OPTIMASI PENJADWALAN TENAGA LISTRIK

TENAGA PENGETAHUAN

LEMBAR PERSETUJUAN

OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB

SKRIPSI

Disusun Untuk Melengkapi dan Memenuhi Persyaratan
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik Elektro Strata Satu (S-1)

Disusun Oleh :

MANTRA SUHERLINGGA
NIM: 00.12.049

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Menyetujui,
Dosen Pembimbing

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
NIP. P. 103 9000 208

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

LEMBAR PERSETUJUAN

OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PLN

SKRIPSI

Disusun Untuk Melengkapi dan Memenuhi Persyaratan
Guna Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Elektro Strata Satu (S-1)

Disusun Oleh :

MANTRA SUHERLINGGA
NIM: 00.12.049

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 1039500 274

Menyetujui,
Dosen Pembimbing

Ir. H. Abraham Abdullah, MSEE
NIP. P. 1035 9000 208

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

ABSTRAKSI

OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB

(Mantra Suherlingga, Nim. 00.12.049, Teknik Elektro/T.Energi Listrik)
(Dosen Pembimbing : Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE.)

Kata Kunci : *Genetika Diploid, Optimasi pembangkitan unit hidro.*

Dalam melayani kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu serta aliran air (inflow) yang tidak tetap, sehingga menimbulkan suatu permasalahan yaitu bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi permintaan daya secara kontinyu, dengan keandalan yang tinggi dan harga 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 kombinasi operasi yang optimum dan ekonomis dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup tanpa harus melanggar constraint elevasi yang telah ditetapkan untuk memasok beban dan cadangan berputar (*spinning reserve*) pada sistem pembangkitan listrik Jawa-Bali.

Skripsi ini menganalisis permasalahan *Optimasi pada unit hidro* atau penentuan pembangkitan daya yang optimal pada pembangkit hidro selama periode waktu tertentu untuk menekan daya beban yang harus dipikul oleh unit termal sehingga berdampak pada turunnya penggunaan bahan bakar yang berakibat turunnya biaya produksi dengan menggunakan metode *Genetika Diploid* (DGA). Hasil dari analisa tersebut diharapkan nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam operasi pembangkitan daya yang ekonomis dan optimal, terutama mengenai biaya pembangkitan. *Input* dari dari program ini adalah koefisien biaya bahan bakar (*fuel cost*), daya maksimum dan minimum, data pembebanan tiap jam tiap unit pembangkit hidro dan termal, data inflow, data elevasi awal serta akhir. Sedangkan hasil akhir dari program ini yaitu hasil optimasi unit-unit pembangkit hidro, perhitungan pembebanan ekonomis (*load dispatch*) pada unit termal, grafik biaya antara PT. PJB dan optimasi dengan metode *Genetika Diploid* (DGA).

ABSTRAKSI

OPTIMASI PEMANGGILAN TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PLN

(Mahasiswa Sudirohinggo, Nim. 00.12.049, Teknik Elektro/T.Energi Listrik)
(Dosen Pembimbing : Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE.)

Kata Kunci : (Genetika Diploid, Optimasi, pembangkitan unit hidro.

Dalam melayani kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu serta aliran air (inflow) yang tidak tetap, sehingga memimbulkan suatu permasalahan yaitu bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang sekala dapat memenuhi permintaan daya secara kontinyu, dengan keandalan yang tinggi dan biaya yang murah. Oleh karena itu pada suatu operasi pada beban tertentu, perlunggan ekonomis harus tetap mempakan suatu prioritas alur nilai yang harus dipertimbangkan disamping hal hal lain sehingga masing-a dipertukan suatu kombinasi operasi yang optimum dan ekonomis dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup tapa harus melanggar constraint elevasi yang telah ditetapkan untuk menasek beban dan cadangan berputar (spinning reserve) pada sistem pembangkitan listrik Jawa-Bali.

Skripsi ini mengenalisis permasalahan Optimasi pada unit hydro atau pembangkitan daya yang optimal pada pembangkit hidro selama periode waktu tertentu untuk menekan daya beban yang harus dipikul oleh unit termal sehingga berdampak pada turunya pengguanaan bahan bakar yang berarkibat turunya biaya produksi dengan menggunakan metode Genetika Diploid (DGA). Hasil dari analisa terahut dibandingkan masinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam operasi pembangkitan daya yang ekonomis dan optimal, terutama mengenai biaya pembangkitan. Hipw dari dari program ini adalah koefisien biaya bahan bakar (*inf cost*), daya maksimum dan minimum, data pembebanan tap jam tiap unit pembangkit hidro dan termal, dan inflow, dan elevasi awal serta akhir. Sedangkan hasil akhir dari program ini yaitu hasil optimasi unit-unit pembangkit hidro, perhitungan pembebanan ekonomis (*load dispatch*) pada unit termal, grafik biaya antara PT. PJB dan optimasi dengan metode Genetika Diploid (DGA).

KATA PENGANTAR

Dengan rahmat Allah SWT, dan mengucapkan syukur kehadirat-Nya atas karunia yang dilimpahkan sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul " OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB ".

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.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, karena itu saran dan kritik membangun sangat penulis 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 Ketua Jurusan Teknik Elektro ITN Malang.
3. Bapak Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE, selaku Dosen Pembimbing.
4. Semua pihak yang telah membantu selama penulisan skripsi ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

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

Malang, Maret 2005

Penyusun

DAFTAR ISI

Halaman

Abstraksi i

Kata pengantar ii

Daftar Isi iii

Daftar Gambar vi

Daftar Tabel viii

Daftar Grafik ix

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang 1

1.2. Rumusan Masalah 4

1.3. Tujuan Pembahasan 4

1.4. Batasan Masalah 5

1.5. Metodologi Penelitian 5

1.6. Sistimatika Penulisan 6

BAB II LANDASAN TEORI

2.1. Operasi Sistem Tenaga Listrik 7

2.2. Prinsip Pembangkitan Tenaga Air 9

2.3. Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik 10

2.4. Pengoperasian Unit Pembangkit 12

2.4.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro 12

2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal 17

2.4.3. Karakteristik Masukan-Keluaran *(Input-Output Characteristics)* 18

2.4.4. Karakteristik Laju Kenaikan Nilai Panas dan Laju Kenaikan Biaya Bahan Bakar *(Incremental Fuel Cost Characteristics)* ... 19

2.4.5. Biaya Bahan Bakar 20

2.4.6. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik 21

DAFTAR ISI

Halaman

Abstraksi i

Kata pengantar ii

Daftar Isi iii

Daftar Gambar vi

Daftar Tabel viii

Daftar Grafik ix

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang 1

1.2. Rumusan Masalah 4

1.3. Tujuan Pembahasan 4

1.4. Batasan Masalah 5

1.5. Metodologi Penelitian 5

1.6. Sistimatika Penulisan 6

BAB II LANDASAN TEORI

2.1. Operasi Sistem Tenaga Listrik 7

2.2. Prinsip Pembangkitan Tenaga Air 9

2.3. Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik 10

2.4. Pengoperasian Unit Pembangkit 12

2.4.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro 12

2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal 17

2.4.3. Karakteristik Masukan-Keluaran

(Input-Output Characteristics) 18

2.4.4. Karakteristik Laju Kenaikan Nilai Panas dan Laju Kenaikan

Biaya bahan Bakar (Incremental Fuel Cost Characteristics) ... 19

2.4.5. Biaya Bahan Bakar 20

2.4.6. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik 21

2.4.7. Kendala-Kendala Unit Pembangkit Termal 22
2.4.8. Kendala Cadangan Pembangkitan 22
2.4.9. Kendala Maksimum dan Minimum Unit Pembangkit 23
2.5. Fungsi Obyektif dan Kendala Hidrotermal 23
2.6. Teori Dasar Algoritma Genetika 25
2.6.1. Algoritma Genetika (GA) 25
2.6.1.1. Parameter GA 27
2.6.1.2. Proses Algoritma Genetika 29
2.6.2. Skema Algoritma Genetika Diploid 32
2.6.3. Ilustrasi Proses Kerja GA 33
2.6.4. Ilustrasi Proses Kerja Genetika Diploid 35
2.6.5. Flowchart Algoritma Program 40

BAB III PENERAPAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA~BALI

3.1. Pembangkit Hidro 41
3.1.1. PLTA Sutami 41
3.1.2. PLTA Wlingi 45
3.1.3. PLTALodoyo 48
3.2. Pembangkit Termal 59
3.3. Data Pembangkit Termal 59
3.4. Aplikasi Genetika Diploid di PT. PJB 62
3.5. Beban Sistem 63
3.6. Data Validasi Program 65

BAB IV ANALISA DATA DENGAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA~BALI

4.1. Program Komputer Metode Genetika Diploid 69
4.2. Algoritma Program 69
4.3. Flowchart Algoritma Genetika Diploid 71
4.4. Flowchart Proses Statistik 72
4.5. Flowchart Proses Seleksi 73

2.4.7. Kendala-Kendala Unit Pembangkit Termal 22
2.4.8. Kendala Cadangan Pembangkitan 22
2.4.9. Kendala Maksimum dan Minimum Unit Pembangkit 23
2.5. Fungsi Objektif dan Kendala Hidrotermal 23
2.6. Teori Dasar Algoritma Genetika 25
2.6.1. Algoritma Genetika (GA) 25
2.6.1.1. Parameter GA 27
2.6.1.2. Proses Algoritma Genetika 29
2.6.2. Skema Algoritma Genetika Diploid 32
2.6.3. Ilustrasi Proses Kerja GA 33
2.6.4. Ilustrasi Proses Kerja Genetika Diploid 35
2.6.5. Flowchart Algoritma Program 40

BAB III PENERAPAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

3.1. Pembangkit Hidro 41
3.1.1. PLTA Suoroni 41
3.1.2. PLTA Wlingi 45
3.1.3. PLTA Lodoyo 48
3.2. Pembangkit Termal 59
3.3. Data Pembangkit Termal 59
3.4. Aplikasi Genetika Diploid di PT. PJB 62
3.5. Bedan Sistem 63
3.6. Data Validasi Program 65

BAB IV ANALISA DATA DENGAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

4.1. Program Komputer Metode Genetika Diploid 69
4.2. Algoritma Program 69
4.3. Flowchart Algoritma Genetika Diploid 71
4.4. Flowchart Proses Statistik 72
4.5. Flowchart Proses Seleksi 73

4.6. Flowchart Proses Crossover 74
4.7. Flowchart Proses Mutasi 76
4.8. Hasil Validasi Program 77
4.9. Tampilan Program 80
4.10. Analisa Program dan Hasil Perhitungan 94

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan 103
5.2 Saran 104

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar **Halaman**

2 - 1 Diagram Satu Garis Sistem Tenaga Listrik 7
2 - 2 Lengkung Beban Harian 11
2 - 3 Skema Prinsip Pusat Tenaga Listrik Hidro 12
2 - 4 Pola Operasi Waduk Tahunan 14
2 - 5 Kurva H vs Volume Waduk 16
2 - 6 Skema Kerja Unit Termal 18
2 - 7 Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal 19
2 - 8 Karakteristik Laju Tambahan Biaya Bahan Bakar 20
2 - 9 Kurva Biaya Bahan Bakar Unit Pembangkit Sebagai Fungsi Beban 21
2 - 10 Bentuk Kromosom Pada Algoritma Genetika (GA) 29
2 - 11 Bentuk Kromosom Pada Genetika Diploid 32
3 - 1 Skema PLTA Sutami 42
3 - 2 Skema PLTA Wlingi 46
3 - 3 Skema PLTA Lodoyo 49
3 - 4 PLTA Dalam Kaskade 58
3 - 5 Tampilan Load Dispatch Program EP 68
4 - 1 Tampilan Hasil Perbandingan DGA VS EP 78
4 - 2 Tampilan Grafik Perbandingan Antara DGA dan EP 79
4 - 3 Tampilan Program Utama 80
4 - 4 Menu Tampilan Pada Data Utama 81
4 - 5 Tampilan Data Generator Pada Program 82
4 - 6 Tampilan Data Waduk 83
4 - 7 Tampilan Data Pembebanan dan Data Inflow 84
4 - 8 Tampilan Data Pembebanan PLN Pada Unit Termal Tiap Jam 85
4 - 9 Tampilan Data Pembebanan PLN Pada Unit Hidro Tiap Jam 86
4 - 10 Tampilan Data Parameter Diploid GA 87
4 - 11 Tampilan Status On-Off Generator 88
4 - 12 Tampilan Daya Pembangkitan 89

4 - 13 Tampilan Summary Hasil 90
4 - 14 Tampilan Grafik Biaya 91
4 - 15 Tampilan Grafik Q Outflow 92
4 - 16 Tampilan Grafik Elevasi 93

DAFTAR TABEL

Tabel		Halaman
2 - 1	Istilah Yang Digunakan Dalam Algoritma Genetika	27
3 - 1	Data Teknis Waduk Sutami	42
3 - 2	Kapasitas Turbin PLTA Sutami	43
3 - 3	Kapasitas Generator PLTA Sutami	44
3 - 4	Kapasitas Turbin PLTA Wlingi	46
3 - 5	Kapasitas Generator PLTA Wlingi	47
3 - 6	Kapasitas Turbin PLTA Lodoyo	49
3 - 7	Kapasitas Generator PLTA Wlingi	50
3 - 8	Data Pola Operasi PLTA Tanggal 4 Des 2003	52
3 - 9	Data Pola Operasi PLTA Tanggal 6 Des 2003	53
3 - 10	Data Pola Operasi PLTA Tanggal 7 Des 2003	54
3 - 11	Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali	60
3 - 12	Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. PJB	61
3 - 13	Data Beban Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali	64
3 - 14	Data Pembangkit Termal	65
3 - 15	Data Biaya Pembangkit Termal	66
3 - 16	Data Pembangkit Hidro	66
3 - 17	Data Pembebanan Termal + Hidro Tgl 7 Desember 2003	67
4 - 1	Perbandingan Energi Hidro Sebelum dan Sesudah Optimasi	95
4 - 2	Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Kamis 4 Desember 2003	96
4 - 3	Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Sabtu 6 Desember 2003	98
4 - 4	Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Minggu 7 Desember 2003	100
4 - 5	Perbandingan Total Biaya Operasi PT. PJB dengan Metode DGA	102

DAFTAR TABEL

Tabel **Halaman**

2 - 1 Istilah Yang Digunakan Dalam Algoritma Genetika 27

3 - 1 Data Teknis Waduk Sutami 42

3 - 2 Kapasitas Turbin PLTA Sutami 43

3 - 3 Kapasitas Generator PLTA Sutami 44

3 - 4 Kapasitas Turbin PLTA Wlingi 46

3 - 5 Kapasitas Generator PLTA Wlingi 47

3 - 6 Kapasitas Turbin PLTA Lodoyo 49

3 - 7 Kapasitas Generator PLTA Wlingi 50

3 - 8 Data Pola Operasi PLTA Tanggal 4 Des 2003 52

3 - 9 Data Pola Operasi PLTA Tanggal 6 Des 2003 53

3 - 10 Data Pola Operasi PLTA Tanggal 7 Des 2003 54

3 - 11 Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali 60

3 - 12 Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. PJB 61

3 - 13 Data Bahan Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali 64

3 - 14 Data Pembangkit Termal 65

3 - 15 Data Biaya Pembangkit Termal 66

3 - 16 Data Pembangkit Hidro 66

3 - 17 Data Pembebanan Termal + Hidro Tgl 7 Desember 2003 67

4 - 1 Perbandingan Energi Hidro Sebelum dan Sesudah Optimasi 95

4 - 2 Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Kamis 4 Desember 2003 96

4 - 3 Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Sabtu 6 Desember 2003 98

4 - 4 Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Minggu 7 Desember 2003 100

4 - 5 Perbandingan Total Biaya Operasi PT. PJB dengan Metode DCA 102

DAFTAR GRAFIK

Grafik **Halaman**

3 - 1 Lengkung Kapasitas Waduk Sutami 55
3 - 2 Lengkung Kapasitas Waduk Wlingi 56
3 - 3 Lengkung Kapasitas Waduk Lodoyo 57
4 - 1 Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional Perjam PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Kamis, 4 Desember 2003 97
4 - 2 Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional Perjam PT . PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Sabtu, 6 Desember 2003 99
4 - 3 Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional Perjam PT . PJB dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Minggu, 7 Desember 2003 101


INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
ITN
MALANG

BAB I
PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Harga dasar tenaga listrik dari waktu ke waktu terus mengalami kenaikan yang cukup tinggi. Satu hal yang menjadi penyebabnya adalah besarnya biaya operasional yang harus ditanggung PLN, yang selama ini masih disubsidi oleh pemerintah, sedangkan jumlah pembangkit yang dimiliki oleh PLN sangat banyak, antara lain: PLTA, PLTGU, PLTU, PLTD dan PLTG. Pembangkit-pembangkit yang berada dikawasan Jawa dan Bali telah terinterkoneksi, sehingga suatu lokasi yang pada saat tertentu kekurangan daya listrik dapat disuplai oleh pembangkit dari lokasi lain. Tiap-tiap pembangkit tenaga listrik mempunyai karakteristik yang berbeda, walaupun dari jenis pusat pembangkit yang sama. Hal ini terjadi karena perbedaan output pembangkit, pemakaian bahan bakar, usia unit pembangkit dan masih banyak faktor yang lainnya.

Pola beban yang optimum bagi subsistem termal harus diikuti oleh unit-unit pembangkit termal. Dalam mengikuti pola beban ini perlu dicari kombinasi unit-unit pembangkit termal yang beroperasi agar dicapai hasil operasi yang optimum, dengan biaya bahan bakar yang minimum. Konsekuensinya adalah bahwa ada unit pembangkit termal yang perlu distart dan distop kembali dalam periode optimasi. Untuk unit pembangkit termal, proses start-stop bukanlah hal yang sederhana, karena dalam proses tersebut terdapat sejumlah kalori yang hilang saat unit distop sehingga unit menjadi dingin dan perlu dipanaskan lagi waktu start. Apabila dikehendaki waktu start yang pendek maka harus dilakukan pemanasan terus pada unit pembangkit termal, tentu saja hal ini memerlukan bahan bakar yang harus diperhitungkan.

Dalam usaha menekan biaya bahan bakar yang dibutuhkan oleh unit termal dapat dimaksimalkan kinerja dari unit pembangkit hidro. Unit pembangkit hidro sendiri harus memperhatikan aliran air yang masuk pada waduk atau tandon agar dapat memperhitungkan pelepasan/ debit keluaran yang paling optimal. Karena tanpa

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Harga dasar tenaga listrik dari waktu ke waktu terus mengalami kenaikan yang cukup tinggi. Satu hal yang menjadi pertimbangan adalah besarnya biaya operasional yang harus dikeluarkan PLN. yang selama ini masih ditanggung oleh pemerintah. sedangkan jumlah pembangkit yang dimiliki oleh PLN sangat banyak. antara lain: PLTA. PLTGU. PLTU. PLTD dan PLTG. Pembangkit-pembangkit yang berada dikawasan Jawa dan Bali telah terinterkoneksi. sehingga suatu lokasi yang pada saat tertentu kekurangan daya listrik dapat disuplai oleh pembangkit dari lokasi lain. Tiap-tiap pembangkit tenaga listrik mempunyai karakteristik yang berbeda. walaupun dari jenis pusat pembangkit yang sama. Hal ini terjadi karena perbedaan output pembangkit. pemakaian bahan bakar. usia unit pembangkit dan masih banyak faktor yang lainnya.

Pola beban yang optimum bagi subsistem termal harus dilikuti oleh unit-unit pembangkit termal. Dalam mengikuti pola beban ini perlu dicari kombinasi unit-unit pembangkit termal yang beroperasi agar dicapai hasil operasi yang optimum. dengan biaya bahan bakar yang minimum. Konsekuensinya adalah bahwa ada unit pembangkit termal yang perlu distart dan distop kembali dalam periode optimasi. Untuk unit pembangkit termal. proses start-stop bukanlah hal yang sederhana. karena dalam proses tersebut terdapat sejumlah kalori yang hilang saat unit distop sehingga unit menjadi dingin dan perlu dipanaskan lagi waktu start. Apabila dikehendaki waktu start yang pendek maka harus dilakukan pemanasan terus pada unit pembangkit termal. tentu saja hal ini memerlukan bahan bakar yang harus diperhitungkan.

Dalam usaha memukan biaya bahan bakar yang dibutuhkan oleh unit termal dapat dimaksimalkan kinerja dari unit pembangkit hidro. Unit pembangkit hidro seudin harus memperhitungkan pelepasan debit keluaran yang paling optimal. karena tanpa dapat memperhitungkan pelepasan debit keluaran yang paling optimal. karena tanpa

memperhatikan aliran air yang masuk, pada jam operasi berikutnya dapat terjadi kekurangan pasokan daya dari unit pembangkit hidro yang harus ditutupi kembali oleh unit thermal. Hal inilah yang harus dihindari pada suatu penjadwalan sistem hidrotermal.

Beban sistem tenaga listrik selalu berubah menurut waktu, maka dengan demikian beban unit pembangkit termal dan hidro juga berubah-ubah menurut waktu dalam partisipasinya untuk melayani beban sistem. Hal ini mengakibatkan biaya bahan bakarnya persatuan waktu dalam rupiah perjam juga ikut mengalami perubahan menurut waktu.

Tenaga listrik tidak dapat disimpan dalam skala besar, karenanya harus disediakan pada saat dibutuhkan, akibatnya timbul persoalan dalam menghadapi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu. Bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi kebutuhan daya pada setiap saat, dengan kualitas yang baik dan harga yang murah. Apabila daya yang dikirim dari bus-bus pembangkit jauh lebih besar dari pada permintaan daya pada bus-bus beban, maka akan timbul persoalan pemborosan energi pada perusahaan listrik terutama pada pembangkit termal. Sedangkan apabila daya yang dibangkitkan dan dikirimkan lebih rendah atau tidak memenuhi kebutuhan beban konsumen, maka akan terjadi pemadaman lokal pada bus-bus beban, yang akibatnya merugikan pihak konsumen. Oleh karena itu, diperlukan penyesuaian antara pembangkitan dengan permintaan daya.

Sistem tenaga listrik terdiri dari sejumlah unit pembangkit yang saling terinterkoneksi. Penentuan penjadwalan pembangkit adalah faktor penting karena ini berhubungan dengan biaya operasional pembangkit dan memegang peranan penting dalam perencanaan operasional pembangkitan sehingga didapat operasi pembangkitan yang optimum dalam sistem tenaga listrik secara keseluruhan. Perencanaan operasional pembangkitan sistem tenaga listrik sangat erat kaitannya dengan masalah komitmen unit, yaitu masalah pemilihan unit-unit pembangkit mana yang akan dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban listrik. Komitmen unit ini nantinya akan berpengaruh pada biaya bahan bakar. Oleh karena itu, perlu

memperhatikan aliran air yang masuk, pada jam operasi berikutnya dapat terjadi kekurangan pasokan daya dari unit pembangkit hidro yang harus ditutupi kembali oleh unit thermal. Hal inilah yang harus dihindari pada suatu perjadwalan sistem hidrotermal.

Beban sistem tenaga listrik selalu berubah menurut waktu, maka dengan demikian beban unit pembangkit termal dan hidro juga berubah-ubah menurut waktu dalam partisipasinya untuk melayani beban sistem. Hal ini mengakibatkan biaya bahan bakarnya persatuan waktu dalam rupiah perjam juga ikut mengalami perubahan menurut waktu.

Tenaga listrik tidak dapat disimpan dalam skala besar. Karenanya harus disediakan pada saat dibutuhkan, akibatnya timbul persoalan dalam menghadapi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu. Bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi kebutuhan daya pada setiap saat, dengan kualitas yang baik dan harga yang murah. Apabila daya yang dikirim dari bus-bus pembangkit jauh lebih besar dari pada permintaan daya pada bus-bus beban, maka akan timbul pemborosan energi pada pembangkitan dengan pemintaan daya.

Sistem tenaga listrik terdiri dari sejumlah unit pembangkit yang saling terinterkoneksi. Pencantuan perjadwalan pembangkit adalah faktor penting karena ini berhubungan dengan biaya operasional pembangkit dan menyangg peranan penting dalam perencanaan operasional pembangkitan sehingga didapat operasi pembangkitan yang optimum dalam sistem tenaga listrik secara keseluruhan. Perencanaan operasional pembangkitan sistem tenaga listrik sangat erat kaitannya dengan masalah kombinasi unit yaitu masalah pemilihan unit-unit pembangkit mana yang akan dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban listrik. Kombinasi unit ini manfaya akan berpengaruh pada biaya bahan bakar. Oleh karena itu, perlu

diupayakan pengoptimalan operasi unit pembangkit agar dicapai biaya operasional pembangkitan yang minimum.

Ada banyak metode yang digunakan untuk memecahkan masalah pengoptimalan operasional unit pembangkit listrik hidrotermal diantaranya yaitu: *dynamic programming* (DP), *evolutionary programming, lagrange relaxation, network flow programming* (NFP) dan *DP with successive aproximation* (DPSA), namun masih belum menghasilkan solusi yang mendekati optimal. Dalam skripsi ini akan dibahas sebuah pendekatan baru untuk menyelesaikan masalah pengoptimalan jangka pendek sistem hidrotermal menggunakan metode Genetika Diploid yang berbasis pada Algoritma Genetika (GA). Metode Genetika Diploid ini merupakan perkembangan dari metode Algoritma Genetika (GA) yang memiliki sedikit perbedaan pada jumlah kromosom dan proses perkawinannya (*crossover*). Pada dasarnya GA adalah suatu program komputer yang mensimulasikan proses evolusi yang terjadi pada makhluk hidup. Proses evolusi ini bertujuan untuk menghasilkan individu atau keturunan yang lebih baik, keturunan adalah bentuk dari solusi yang ingin dicapai.

GA merupakan suatu algoritma pencarian yang banyak dipakai pada aplikasi bisnis, teknik maupun pada bidang keilmuan lainya. Algoritma ini secara khusus dapat diterapkan untuk memecahkan masalah optimisasi yang kompleks. Karena itu GA baik untuk aplikasi yang memerlukan strategi pemecahan masalah secara adaptif.

Dalam penelitian sebelumnya GA telah digunakan untuk mengatasi masalah optimasi pembangkit listrik sistem hidrotermal. Dalam pengerjaanya, GA digunakan untuk menyelesaikan penjadwalan bagian sistem hidro pada koordinasi hidrotermal dan GA yang digunakan bersifat genotip haploid (memiliki 1 kromosom). Pada skripsi ini penyelesaian optimasi akan menggunakan Algoritma Genetika yang bersifat genotip diploid (memiliki 2 kromosom). Metode Genetika Diploid ini memiliki keunggulan dibandingkan dengan GA, yaitu mampu memelihara keanekaragaman gen dalam suatu populasi yang terbatas sehingga dapat menghindari terjadinya konvergen pada optimum lokal (*local Optimation*) untuk mendapatkan optimasi yang maksimal (*Global Optimation*).

diupayakan pengoptimalan operasi unit pembangkit agar dicapai biaya operasional pembangkitan yang minimum.

Ada banyak metode yang digunakan untuk menyelesaikan masalah pengoptimalan operasional unit pembangkit listrik hidrotermal diantaranya yaitu: dynamic programming (DP), evolutionary programming, lagrange relaxation, network flow programming (NFP) dan DP with successive approximation (DPSA), namun masih belum menghasilkan solusi yang mendekati optimal. Dalam skripsi ini akan dibahas sebuah pendekatan baru untuk menyelesaikan masalah pengoptimalan jangka pendek sistem hidrotermal menggunakan metode Genetika Diploid yang berbasis pada Algoritma Genetika (GA). Metode Genetika Diploid ini merupakan perkembangan dari metode Algoritma Genetika (GA) yang memiliki sedikit perbedaan pada jumlah kromosom dan proses perkawinannya (crossover). Pada dasarnya GA adalah suatu program komputer yang mensimulasikan proses evolusi yang terjadi pada makhluk hidup. Proses evolusi ini berlujuan untuk menghasilkan individu atau keturunan yang lebih baik. Keturunan adalah bentuk dari solusi yang lingin dicapai.

GA merupakan suatu algoritme pencarian yang banyak dipakai pada aplikasi bisnis, teknik maupun pada bidang kehidupan lainnya. Algoritma ini secara khusus dapat diterapkan untuk menyelesaikan masalah optimisasi yang kompleks. Karena itu GA baik untuk aplikasi yang memerlukan strategi pencarian masalah secara adaptif.

Dalam penelitian sebelumnya GA telah digunakan untuk mengatasi masalah optimasi pembangkit listrik sistem hidrotermal. Dalam pengerjaannya, GA digunakan untuk menyelesaikan penjadwalan bagian sistem hidro pada koordinasi hidrotermal dan GA yang digunakan bersifat genotip haploid (memiliki 1 kromosom). Pada skripsi ini penyelesaian optimasi akan menggunakan Algoritma Genetika yang bersifat genotip diploid (memiliki 2 kromosom). Metode Genetika Diploid ini memiliki kemiripan dibandingkan dengan GA, yaitu mampu memelihara keanekaragaman gen dalam suatu populasi yang terbatas sehingga dapat menghindari terjadinya konvergen pada optimum lokal (local Optimum) untuk mendapatkan optimasi yang maksimal (Global Optimum).

1.2. Rumusan Masalah

Dalam mengoperasikan pusat-pusat pembangkit listrik, diharapkan adanya suatu optimalisasi dari biaya operasional pembangkit dengan menekannya serendah mungkin. Untuk itu diperlukan penentuan penjadwalan unit pembangkit yang ekonomis.Dalam hal ini persoalannya adalah, bagaimana pengaturan PLTA Sutami, Wlingi dan Lodoyo yang beroperasi secara kaskade dan pembangkit-pembangkit termal yang ada di PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) agar bekerja sesuai pola operasi yang telah disepakati bersama, tetapi dapat menghasilkan energi yang lebih besar dalam memenuhi kebutuhan energi listrik konsumen dan peningkatan pendapatan dari PLN.

Berdasarkan gambaran permasalahan diatas maka skripsi ini disusun dengan judul :

OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB

1.3. Tujuan Pembahasan

Berdasarkan permasalahan yang telah dikemukakan diatas, maka skripsi ini bertujuan :

- Untuk menentukan penjadwalan pembangkitan daya pada unit-unit pembangkit hidro yang optimal guna memperkecil kebutuhan daya dari unit-unit pembangkit termal yang akan melayani kebutuhan beban yang berubah tiap jam dengan menggunakan metode *Genetika Diploid.*
- Untuk mengetahui besarnya biaya operasi pembangkitan dengan menggunakan metode *Genetika Diploid.*
- Untuk menganalisa serta mengevaluasi kelayakan penerapan metode *Genetika Diploid* untuk pemecahan masalah penjadwalan di PT. Pembangkitan Jawa-Bali, guna mendapatkan suatu perencanaan pembangkitan daya hidro yang optimal, ekonomis, efektif dan efisien.

1.2. Rumusan Masalah

Dalam mengoperasikan pusat-pusat pembangkit listrik, dilaraplkan adanya suatu optimalisasi dari biaya operasional pembangkit dengan memperkecil rugi-rugi yang mungkin. Untuk itu dipertukan pemantauan perjadwalan unit pembangkit yang ekonomis.Dalam hal ini perusahaannya adalah, bagaimana pengaturan PLTA Sutami, Wlingi dan Lodoyo yang beroperasi secara kaskade dan pembangkit-pembangkit termal yang ada di PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) agar bekerja sesuai pola operasi yang telah disepakati bersama, tetapi dapat memperhatikan energi yang lebih besar dalam memenuhi kebutuhan energi listrik konsumen dan peningkatan pendapatan dari PLN.

Berdasarkan gambaran permasalahan diatas maka skripsi ini disusun dengan judul :

OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB

1.3. Tujuan Pembahasan

Berdasarkan permasalahan yang telah dikemukakan diatas, maka skripsi ini bertujuan :

- Untuk memenuhkan perjadwalan pembangkitan daya pada unit-unit pembangkit hidro yang optimal guna memperkecil kehilangan daya dan unit-unit pembangkit termal yang akan melayani kebutuhan beban yang berubah tiap jam dengan menggunakan metode Genetika Diploid.
- Untuk mengetahui besarnya biaya operasi pembangkitan dengan menggunakan metode Genetika Diploid.
- Untuk mengamalisa serta mengevaluasi kelayakan penerapan metode Genetika Diploid untuk pemecahan masalah perjadwalan di PT. Pembangkitan Jawa-Bali, guna mendapatkan suatu pertimbangan pembangkitan daya hidro yang optimal, ekonomis, efektif dan efisien.

1.4. Batasan Masalah

Permasalahan dalam sistem tenaga listrik sangat luas sekali, khususnya pada penjadwalan unit pembangkit, sehingga dalam menganalisis permasalahan perlu diadakan pembatasan-pembatasan. Didalam penulisan skripsi ini pembatasan yang dilakukan adalah sebagai berikut :

- Penjadwalan dilakukan dalam tiga hari (3 x 24 jam dengan range tiap jam) pada tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003.
- Optimasi pembangkit sistem tenaga listrik dilakukan pada PLTA Sutami, PLTA Wlingi dan PLTA Lodoyo yang beroperasi secara kaskade sebagai penampung dan penyedia air untuk pembangkitan tenaga listrik hidro.
- Tidak membahas masalah rugi-rugi saluran transmisi..
- Pembahasan dititik beratkan pada segi ekonomis, sehingga tidak terlalu membahas segi teknis.
- Tidak membahas *combined cycle* pada PLTGU.
- Untuk ST (*Steam Turbine*) pada *combined cycle*, diambil data parameter dari pola PLTGU CC-3.3.1 yang beroperasi.
- Tidak membahas masalah biaya cadangan berputar (*spinning reserve*), hanya memperhatikan kendala batasan cadangan berputar.

1.5. Metodologi Penelitian

Metode penelitian yang dipakai dalam penyusunan skripsi ini dilakukan dengan cara sebagai berikut :

- Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan pembahasan masalah.
- Studi lapangan untuk mendapatkan data-data parameter unit-unit termal dan hidro yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu pada PT. PJB yang diperlukan dengan berpedoman pada teori yang diperoleh dan studi kepustakaan.
- Perhitungan optimasi hanya menggunakan metode Genetika Diploid
- Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan apakah metode ini layak ataukah tidak layak dilihat dari sisi nilai ekonomisnya.

1.4. Batasan Masalah

Permasalahan dalam sistem tenaga listrik sangat luas sekali. Khususnya pada penjadwalan unit pembangkit sehingga dalam mengamalisis permasalahan perlu diadakan pembatasan-pembatasan. Didalam penulisan skripsi ini pembatasan yang dilakukan adalah sebagai berikut :

- Penjadwalan dilakukan dalam tiga hari (3 x 24 jam dengan range tiap jam) pada tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003.
- Optimasi pembangkit sistem tenaga listrik dilakukan pada PLTA Sutami, PLTA Wlingi dan PLTA Lodoyo yang beroperasi secara kaskade sebagai penampung dan penyedia air untuk pembangkitan tenaga listrik hidro.
- Tidak membahas masalah rugi-rugi saluran transmisi..
- Pembahasan difitik beratkan pada segi ekonomis, sehingga tidak terlalu membahas segi teknis.
- Tidak membahas combined cycle pada PLTGU.
- Untuk ST (Steam Turbine) pada combined cycle, diambil data parameter dari pola PLTGU GC-3.3.1 yang beroperasi.
- Tidak membahas masalah biaya cadangan berputar (spinning reserve), hanya memperhatikan kendala batasan cadangan berputar.

1.5. Metodologi Penelitian

Metode penelitian yang dipakai dalam penyusunan skripsi ini dilakukan dengan cara sebagai berikut :

- Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan pembahasan masalah.
- Studi lapangan untuk mendapatkan data-data parameter unit-unit termal dan hidro yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu pada PT. PJB yang diperlukan dengan berpedoman pada teori yang diperoleh dan studi kepustakaan.
- Perhitungan optimasi hanya menggunakan metode Genetika Diploid
- Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan apakah metode ini layak atau tidak layak difilihat dari sisi nilai ekonomisnya.

ekonomis dibandingkan dengan yang digunakan pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

1.6. Sistimatika Penulisan

BAB I : PENDAHULUAN

Memberikan gambaran secara umum mengenai Latar Belakang Penulisan, Rumusan Masalah, Tujuan Pembahasan, Batasan Masalah, Metodologi Penelitian dan Sistimatika Pembahasan.

BAB II : LANDASAN TEORI

Membahas tentang teori dasar operasi sistem tenaga listrik, PLTA, Pembangkit Listrik Tenaga Termal, Algoritma Genetika (GA) dan Genetika Diploid.

BAB III : PENERAPAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI

Membahas tentang PLTA Sutami, PLTA Wlingi dan PLTA Lodoyo serta data-data pembangkit yang dipakai untuk uji validasi program komputer.

BAB IV : ANALISA DATA DENGAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI

Berisi tampilan program, algoritma program, analisa program dan evaluasi hasil perhitungan dan perbandingan biaya operasional metode Genetika Diploid dengan PT. Pembangkitan Jawa Bali.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi kesimpulan dari kajian data dan saran.

DAFTAR PUSTAKA

ekonomis dibandingkan dengan yang digunakan pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

1.6. Sistimatika Penulisan

BAB I : PENDAHULUAN

Memberikan gambaran secara umum mengenai Latar Belakang Penulisan, Rumusan Masalah, Tujuan Pembahasan, Batasan Masalah, Metodologi Penelitian dan Sistimatika Pembahasan.

BAB II : LANDASAN TEORI

Membahas tentang teori dasar operasi sistem tenaga listrik, PLTA, Pembangkit Listrik Tenaga Termal, Algoritma Genetika (GA) dan Genetika Diploid.

BAB III : PENERAPAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA - BALI

Membahas tentang PLTA Sutami, PLTA *N* lingi dan PLTA Lodoyo serta data-data pembangkit yang dipakai untuk uji validasi program komputer.

BAB IV : ANALISA DATA DENGAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA - BALI

Berisi tampilan program, algoritma program, analisa program dan evaluasi hasil perhitungan dan pembandingan biaya operasional metode Genetika Diploid dengan PT. Pembangkitan Jawa Bali.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi kesimpulan dari kajian data dan saran.

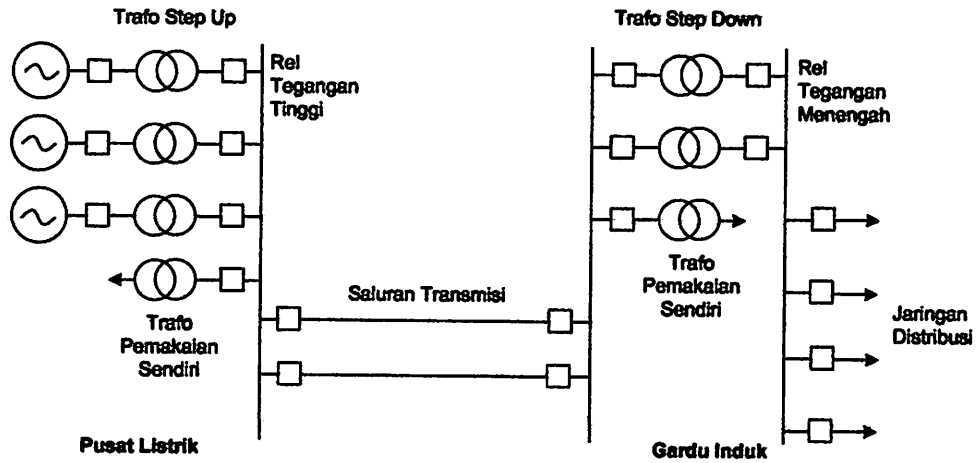
DAFTAR PUSTAKA


INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
ITN
MALANG

BAB II
LANDASAN TEORI

2.1. Operasi Sistem Tenaga Listrik[1]

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik tersebut dihubungkan satu sama lainnya, sehingga mempunyai inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Dengan demikian yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan pusat listrik dan GI (pusat beban) yang satu dengan lainnya dihubungkan oleh jaringan transmisi dan kemudian dihubungkan dengan jaringan distribusi melalui trafo penurun tegangan.



Gambar 2 – 1. Diagram Satu Garis Sistem Tenaga Listrik[1]

Tenaga listrik dibangkitkan dalam pusat-pusat listrik seperti PLTA, PLTU, PLTG, PLTGU, PLTD dan PLTP disalurkan melalui saluran transmisi setelah terlebih dahulu dinaikkan tenaganya oleh transformator listrik, setelah sampai di gardu induk (GI) diturunkan tenaganya oleh transformator penurun tegangan (*step down transformer*) menjadi tegangan menengah atau disebut juga tegangan distribusi

BAB II

LANDASAN TEORI

2.1. Operasi Sistem Tenaga Listrik[1]

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik tersebut dihubungkan satu sama lainnya, sehingga membentuk *inter* relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Dengan demikian yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan pusat listrik dan GI (pusat beban) yang satu dengan lainnya dihubungkan oleh jaringan transmisi dan kemudian dihubungkan dengan jaringan distribusi melalui trafo penurun tegangan.

Gambar 2 – 1. Diagram Satu Garis Sistem Tenaga Listrik[1]

Tenaga listrik dibangkitkan dalam pusat-pusat listrik seperti PLTA, PLTU, PLTG, PLTGU, PLTD dan PLTP disalurkan melalui saluran transmisi setelah terlebih dahulu dinaikkan tegangnya oleh transformator listrik, setelah sampai di gardu induk (GI) diturunkan tegangnya oleh transformator penurun tegangan (*step down transformer*) menjadi tegangan menengah atau disebut juga tegangan distribusi

primer yang besarnya 6 KV sampai 20 KV. Kemudian tegangan distribusi primer ini disalurkan melalui jaringan distribusi menuju gardu-gardu distribusi untuk diturunkan tenaganya menjadi tegangan rendah 380/220 Volt atau 220/110 Volt, selanjutnya tegangan rendah ini disalurkan melalui jaringan tegangan rendah menuju rumah-rumah pelanggan (konsumen).

Makin besar suatu sistem tenaga listrik, maka semakin banyak unsur yang harus dikoordinasikan dan harus diamati. Dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik sering dijumpai beberapa persoalan. Hal ini antara lain disebabkan karena pemakaian tenaga listrik selalu berubah dari waktu ke waktu. Biaya bahan bakar yang relatif tinggi serta kondisi alam dan lingkungan yang sering mengganggu jalanya operasi pada sistem tenaga listrik. Berbagai persoalan pokok yang dihadapi dalam pengoperasian sistem tenaga listrik adalah :

a. **Pengaturan Frekuensi**

   Apabila daya yang dibangkitkan dalam sistem lebih kecil dari beban sistem, maka frekuensi akan turun dan sebaliknya apabila daya yang dibangkitkan lebih besar dari beban sistem maka frekuensi akan naik.

b. **Pengaturan Tegangan**

   Dalam penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, tegangan yang konstan seperti halnya frekuensi yang konstan, merupakan salah satu faktor utama yang harus dipenuhi.

c. **Pemeliharaan Peralatan**

   Peralatan yang dioperasikan dalam sistem tenaga harus dipelihara secara periodik agar tidak cepat rusak dan apabila ada kerusakan hendaknya segera diperbaiki.

d. **Biaya Operasi**

   Secara garis besar biaya operasi tenaga listrik terdiri dari biaya pembelian tenaga listrik, biaya pegawai, biaya bahan bakar dan material operasi. Dari beberapa biaya operasi diatas biaya bahan bakar merupakan biaya operasi yang terbesar suatu perusahaan listrik.

primer yang besarnya 6 *KV* sampai 20 *KV*. Kemudian tegangan distribusi primer ini diturunkan melalui jaringan distribusi menuju pemakai-pemakai distribusi untuk diturunkan tegangannya menjadi tegangan rendah 380/220 Volt atau 220/110 Volt. selanjutnya tegangan rendah ini disalurkan melalui jaringan tegangan rendah menuju rumah-rumah pelanggan (konsumen).

Maka sistem besar suatu sistem tenaga listrik, maka semakin banyak unsur yang harus dikoordinasikan dan harus diamati. Dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik sering dijumpai beberapa persoalan. Hal ini antara lain disebabkan karena pemakaian tenaga listrik selalu berubah dari waktu ke waktu. Biaya bahan bakar yang relatif tinggi serta kondisi alam dan lingkungan yang sering mengganggu jalannya operasi pada sistem tenaga listrik. Berbagai persoalan pokok yang dihadapi dalam pengoperasian sistem tenaga listrik adalah :

a. **Pengaturan Frekuensi**

Apabila daya yang dibangkitkan dalam sistem lebih kecil dari beban sistem, maka frekuensi akan turun dan sebaliknya apabila daya yang dibangkitkan lebih besar dari beban sistem maka frekuensi akan naik.

b. **Pengaturan Tegangan**

Dalam penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, tegangan yang konstan sepert halnya frekuensi yang konstan, merupakan salah satu faktor utama yang harus dipenuhi.

c. **Pemeliharaan Peralatan**

Peralatan yang dioperasikan dalam sistem tenaga harus dipelihara secara periodik agar tidak cepat rusak dan apabila ada kerusakan hendaknya segera diperbaiki.

d. **Biaya Operasi**

Secara garis besar biaya operasi tenaga listrik terdiri dari biaya pembolian tenaga listrik, biaya pegawai, biaya bahan bakar dan material operasi. Dari beberapa biaya operasi diatas biaya bahan bakar merupakan biaya operasi yang terbesar suatu perusahaan listrik.

e. **Perkembangan sistem**

Perkembangan sistem tenaga listrik seirama dengan perkembangan pemakaian tenaga listrik oleh konsumen.

f. **Gangguan dalam sistem**

Gangguan dalam sistem tenaga listrik adalah sesuatu keadaan yang sepenuhnya tidak dapat dihindari. Penyebab gangguan terbesar salah satunya adalah petir.

2.2. Prinsip Pembangkitan Tenaga Air

Pembangkitan tenaga air adalah suatu bentuk perubahan tenaga dari tenaga air dengan ketinggian dan debit tertentu menjadi tenaga listrik, dengan menggunakan turbin air dan generator. Daya (power) yang dihasilkan dapat dihitung berdasarkan rumus berikut :

$$P = 9{,}8\ HQ\ (kW)$$

dimana :

P = tenaga yang dikeluarkan secara teoritis

H = tinggi jatuh air efektif (m)

Q = debit air (m^3/s)

Daya yang keluar dari generator dapat diperoleh dari perkalian efisiensi turbin dan generator dengan daya yang terkandung secara teoritis.

Sebagaimana dapat dipahami dari rumus tersebut diatas, daya yang dihasilkan adalah hasil kali dari tinggi jatuh dan debit air, oleh karena itu berhasilnya pembangkitan tenaga air tergantung dari usaha untuk mendapatkan tinggi jatuh air dan debit yang besar secara efektif dan ekonomis. Pada umumnya debit yang besar membutuhkan fasilitas dengan ukuran yang besar untuk, misalnya bangunan ambil air (intake), saluran air dan turbin sehingga mahal. Sebaliknya dengan tinggi jatuh yang besar dapat digunakan debit yang kecil, oleh karena itu tinggi jatuh yang besar dengan sendirinya lebih murah. Di hulu sungai dimana pada umumnya kemiringan dasar sungai lebih curam akan mudah diperoleh tinggi jatuh yang besar. Sebaliknya

c. **Perkembangan sistem**

Perkembangan sistem tenaga listrik seiranna dengan perkembangan pemakaian tenaga listrik oleh konsumen.

f. **Gangguan dalam sistem**

Gangguan dalam sistem tenaga listrik adalah semuatu kesdaan yang sepenuhnya tidak dapat dihindari. Penyebab gangguan terbesar salah satunya adalah petir.

2.2. Prinsip Pembangkitan Tenaga Air

Pembangkitan tenaga air adalah suatu bentuk perubahan tenaga dari tenaga air dengan ketinggian dan debit tertentu menjadi tenaga listrik. dengan menggunakan turbin air dan generator. Daya (power) yang dihasilkan dapat dihitung berdasarkan rumus berikut :

$$P = 9.8\ \eta\ Q\ (\Delta H)$$

dimana :

P = tenaga yang dikeluarkan secara teoritis

H = tinggi jatuh air efektif (m)

Q = debit air (m^3/s)

Daya yang keluar dari generator dapat diperoleh dari perkalian efisiensi turbin dan generator dengan daya yang terkandung secara teoritis.

Sebagaimana dapat dipahami dari rumus tersebut diatas, daya yang dihasilkan adalah hasil kali dari tinggi jatuh dan debit air. oleh karena itu berhasilnya pembangkitan tenaga air terpantung dari usaha untuk memdapatkan tinggi jatuh air dan debit yang besar secara efektif dan ekonomis. Pada umumnya debit yang besar memburuhkan fasilitas dengan ukuran yang besar untuk misalnya bangunan ambil air (intake), saluran air dan turbin sehingga mahal. Sebaliknya dengan tinggi jatuh yang besar dapat digunakan debit yang kecil. oleh karena itu tinggi jatuh yang besar dengan sendirinya lebih murah. Di hulu sungai dimana pada umumnya kemiringan dasar sungai lebih curam akan mudah diperoleh tinggi jatuh yang besar. Sebaliknya

disebelah hilir sungai, tinggi jatuh rendah dan debit besar. Oleh karena itu bagian hulu sungai lebih ekonomis, sedangkan bagian hilirnya kurang ekonomis mengingat tinggi jatuh yang kecil dan debit yang besar tadi. Lagi pula dibagian hilir tersebut penduduknya padat, sehingga akan timbul masalah pemindahan penduduk, dan karena itu dalam banyak hal tak dapat dihindari tambahan biaya untuk konstruksi. Akhir-akhir ini giat dilakukan pengembangan secara serba-guna (*multi-purpose*) dan serentak didaerah hilir sungai. Bangunan-bangunan air semacam itu pada umumnya dipergunakan untuk berbagai kepentingan, misalnya, untuk pengaturan banjir, perairan kota, industri, pengairan dan pembangkitan tenaga. Jika biaya pembangunannya dapat dipikul bersama oleh karena digunakan untuk banyak tujuan, maka mungkin untuk memanfaatkan sumber-sumber alam itu secara ekonomis; sebaliknya, biaya tersebut akan menjadi mahal kalau dipergunakan hanya untuk satu tujuan saja, misalnya untuk pembangkitan tenaga listrik.

2.3. Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik

Mengingat bahwa tenaga listrik tak dapat disimpan, maka perlu dijamin agar daya yang dibangkitkan oleh generator sama dengan kebutuhan (beban). Pada umumnya beban selalu berubah sehingga daya yang dihasilkan oleh generator selalu harus disesuaikan dengan beban yang berubah-ubah tersebut. Beberapa karakteristik beban dan faktor pusat listrik (*plant-factor*) akan dijelaskan lebih lanjut.

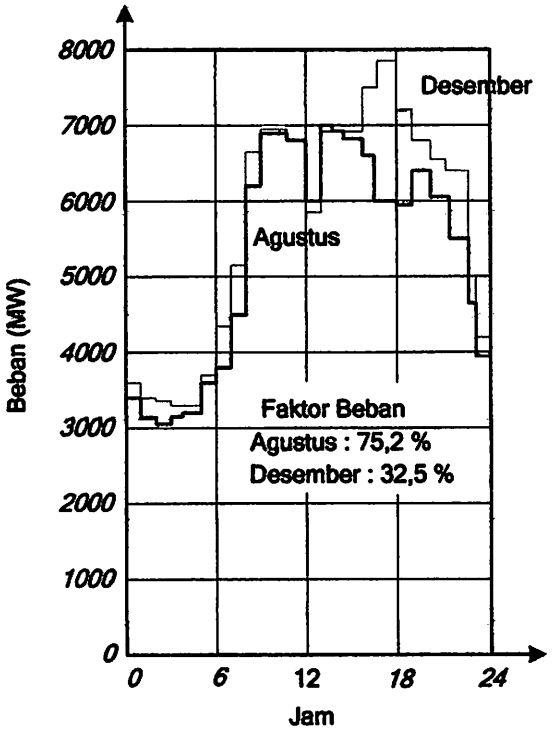
Lengkung Beban (*load curve*) menunjukkan variasi beban setiap saat. Bentuk lengkung beban tersebut tergantung dari jenis beban yang ada. Dalam banyak hal dipergunakan lengkung beban untuk 24 jam dalam sehari dan disebut lengkung beban harian. Demikian pula dipakai lengkung beban bulanan dan tahunan. Lengkung beban ini merupakan unsur dasar yang penting, bukan saja untuk operasi sistem tenaga, tetapi juga sebagai bahan perancangan, pertimbangan-pertimbangan ekonomis pembangkitan, dan sebagainya. Contoh lengkung beban dapat dilihat pada gambar berikut ini :

dikeluarkan hilir sungai. tinggi jatuh rendah dan debit besar. Oleh karena itu bagian hulu sungai lebih ekonomis. sedangkan bagian hilirnya kurang ekonomis. mengingat tinggi jatuh yang kecil dan debit yang besar tadi. Lagi pula dibagian hilir tersebut pendudukanya padat. sehingga akan timbul masalah pemindahan penduduk. dan karena itu dalam banyak hal tak dapat dihindari tambahan biaya untuk konstruksi. Akhir-akhir ini giat dilakukan pengembangan secara serba-guna (*multi-purpose*) dan semenak didaerah hilir sungai. Bangunan-bangunan air semacam itu pada umumnya dipergunakan untuk berbagai kepentingan. misalnya. untuk pengairan daerah pertanian kota. industri. pengairan dan pembangkitan tenaga. Jika biaya pembangunannya dapat dipikul bersama oleh karena digunakan untuk banyak tujuan. maka mungkin untuk memanfaatkan sumber-sumber alam itu secara ekonomis sehabis-habisnya. biaya tersebut akan menjadi madal kalau dipergunakan hanya untuk satu tujuan saja. misalnya untuk pembangkitan tenaga listrik.

2.3. Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik

Mengingat bahwa tenaga listrik tak dapat disimpan. maka perlu dijamin agar daya yang dibangkitkan oleh generator sama dengan kebutuhan (beban). Pada umumnya beban selalu berubah sehingga daya yang dibasilkan oleh generator selalu harus disesuaikan dengan beban yang berubah-ubah tersebut. Beberapa karakteristik beban dan faktor pusat listrik (*plant-factor*) akan dijelaskan lebih lanjut.

Lengkung Beban (*load curve*) menunjukkan variasi beban setiap saat. Bentuk lengkung beban tersebut tergantung dari jenis beban yang ada. Dalam banyak hal dipergunakan lengkung beban untuk 24 jam dalam sehari dan disebut lengkung beban harian. Demikian pula dipakai lengkung beban bulanan dan tahunan. Lengkung beban ini merupakan unsur dasar yang penting. bukan saja untuk operasi sistem tenaga. tetapi juga sebagai bahan perancangan. perimbangan-perimbangan ekonomis pembangkitan. dan sebagainya. Contoh lengkung beban dapat dilihat pada gambar berikut ini :



Gambar 2 – 2. Lengkung Beban Harian[3]

Lengkung lama beban (*load duration curve*) dibuat dengan mengatur lagi beban pada lengkung beban dalam suatu urutan mulai dari yang besar sampai ke yang kecil, tanpa memperhatikan waktu. Lengkung ini dipergunakan bersama-sama dengan lengkung beban.

Faktor beban (*load factor*) adalah perbandingan dengan beban rata-rata dalam suatu jangka waktu tertentu dan beban maksimum dalam jangka waktu tersebut. Jangka waktu tersebut mungkin sehari, sebulan atau setahun. Dengan demikian ada faktor beban harian, bulanan dan tahunan. Faktor beban itu berbeda-beda sesuai dengan macam beban, musim, situasi sosial pada umumnya, dan lain-lainnya. Faktor ini sangat penting untuk dapat mengetahui ciri-ciri dari beban.

Faktor pusat listrik (*plant factor*) adalah perbandingan antara daya rata-rata dalam jangka waktu tertentu (biasanya setahun) dan jumlah kapasitas terpasang pada suatu pusat listrik. Faktor pusat listrik menunjukan bagaimana peralatan listrik telah dimanfaatkan; faktor ini dipakai sebagai standar dalam membuat penilaian ekonomis dari pusat listrik. Faktor ini dapat dipakai juga untuk menunjukan dan menentukan

Gambar 2 – 2. Lengkung Beban Harian[6]

Lengkung lama beban (*load duration curve*) dibuat dengan mengatur lagi beban pada lengkung beban dalam suatu urutan mulai dari yang besar sampai ke yang kecil, tanpa memperhatikan waktu. Lengkung ini dipergunakan bersama-sama dengan lengkung beban.

Faktor beban (*load factor*) adalah perbandingan dengan beban rata-rata dalam suatu jangka waktu tertentu dan beban maksimum dalam jangka waktu tersebut. Jangka waktu tersebut mungkin sehari, sebulan atau setahun. Dengan demikian ada faktor beban harian, bulanan dan tahunan. Faktor beban itu berbeda-beda sesuai dengan macam beban, musim, situasi sosial pada umumnya, dan lain-lainnya. Faktor ini sangat penting untuk dapat mengetahui ciri-ciri dari beban.

Faktor pusat listrik (*plant factor*) adalah perbandingan antara daya rata-rata dalam jangka waktu tertentu (biasanya setahun) dan jumlah kapasitas terpasang pada suatu pusat listrik. Faktor pusat listrik menunjukan bagaimana peralatan listrik telah dimanfaatkan; faktor ini dipakai sebagai standar dalam membuat perhitungan ekonomis dari pusat listrik. Faktor ini dapat dipakai juga untuk menunjukan dan menentukan

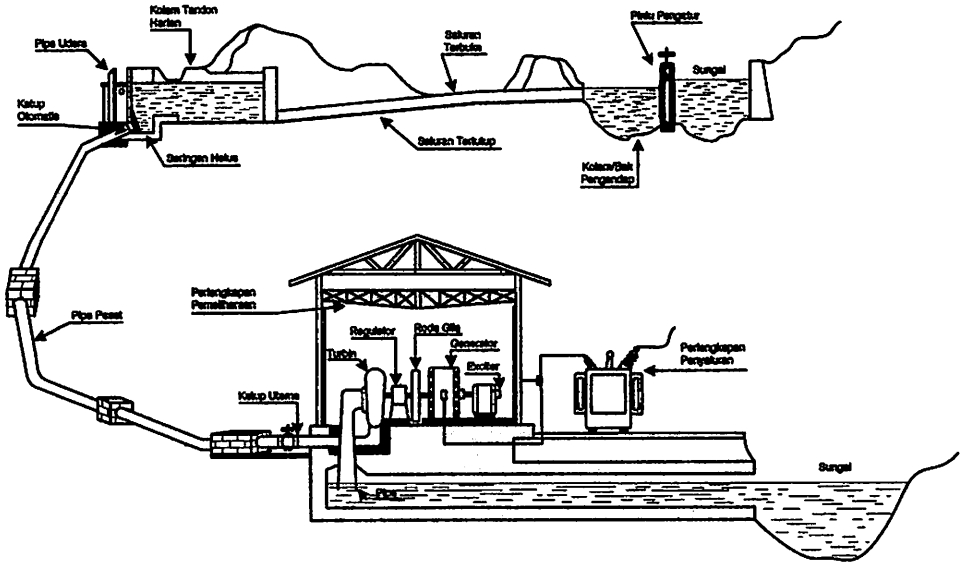
ketepatan kapasitas dari peralatan. Nilainya sekarang menjadi semakin kecil, karena banyak PLTA yang kini hanya bertugas memenuhi kebutuhan beban puncak.

Beban pada suatu sistem tenaga terjadi karena adanya permintaan tenaga yang sifatnya berbeda-beda. Karenanya karakteristik beban tergantung dari permintaan ini dan beberapa kondisi lainnya, misalnya, cuaca, musim, situasi sosial dan keadaan ekonomi. Dalam suatu sistem tenaga dimana kebutuhan listrik untuk penerangan besar, variasi beban dalam satu hari juga besar, dengan puncaknya pada waktu petang hari. Lengkung beban akan menunjukan garis yang hampir datar, apabila langganan kebanyakan adalah industri listrik dan kimia. Variasi karena musim lain lagi sifatnya; pada musim panas umumnya beban rendah, sedangkan pada musim dingin besar. Walaupun tidak sama untuk tiap negara, namun pada umumnya beban puncak maksimum dalam satu tahun terjadi pada bulan Desember.

2.4. Pengoperasian Unit Pembangkit

2.4.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro

Sebuah pusat listrik tenaga air yang terdiri dari waduk, bendungan, saluran-saluran air, dan sentral daya beserta semua perlengkapannya seperti pada gambar berikut ini.



Gambar 2 - 3. Skema Prinsip Pusat Tenaga Listrik Hidro[1]

ketepatan kapasitas dari pembiatan. Nilainya sekarang menjadi semakin kecil, karena banyak PLTA yang kini hanya berfungsi memenuhi kebutuhan beban puncak.

Beban pada suatu sistem tenaga terjadi karena adanya permintaan tenaga yang silihnya berbeda-beda. Karenanya karakteristik beban tergantung dari permintaan ini dan beberapa kondisi lainnya, misalnya, cuaca, musim, situasi sosial dan keadaan ekonomi. Dalam suatu sistem tenaga dimana kebutuhan listrik untuk penerangan besar, variasi beban dalam satu hari juga besar, dengan puncaknya pada waktu petang hari. Lengkung beban akan menunjukkan garis yang hampir datar, apabila penggunaan kebanyakan adalah industri listrik dan kimia. Variasi karena musim lain lagi silihnya pada musim panas umumnya beban rendah, sedangkan pada musim dingin besar. Walaupun tidak sama untuk tiap negara, namun pada umumnya beban puncak maksimum dalam satu tahun terjadi pada bulan Desember.

2.4. Pengoperasian Unit Pembangkit

2.4.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro

Sebuah pusat listrik tenaga air yang terdiri dari waduk, bendungan, saluran-saluran air, dan sentral daya beserta semua perlengkapannya seperti pada gambar berikut ini.

Gambar 2 - 3. Skema Prinsip Pusat Tenaga Listrik Hidro[1]

Dalam sistem tenaga listrik yang menggunakan tenaga air, pusat listrik jenis waduk memegang peranan dalam penyediaan air pada musim kemarau. Dalam sistem tenaga listrik yang menggunakan tenaga termis, tugas pusat listrik jenis waduk adalah untuk menyediakan daya (kW) secara stabil sepanjang tahun, yaitu guna penyediaan pada waktu pusat listrik tenaga termis tidak bekerja, guna penyediaan pada waktu beban puncak dan lain sebagainya.

Kolam pengatur dapat mengatur aliran air sungai guna keperluan harian atau mingguan. Pada saat beban puncak aliran air perlu diatur selama kira-kira 6 jam lamanya. Bila kolam pengatur dimaksudkan untuk mengatur air secara harian, maka jumlah cadangan (reserve) yang dibutuhkan (Q) dapat ditentukan berdasarkan rumus berikut ini:

$$Q = (Q_2 - Q_1) \times t \times 3600\,(m^3)$$

dimana : Q_1 = debit turbin per hari (m^3/s)

Q_2 = debit turbin pada saat beban puncak (m^3/s)

t = lamanya beban puncak

Sering terjadi bahwa sebuah bendungan mempunyai fungsi lebih dari suatu penggunaan, antara lain untuk: pengendali banjir, irigrasi, pembangkit tenaga listrik, penyediaan air baku, serta perikanan darat dan pariwisata. Agar air yang ditampung dalam waduk dapat digunakan secara optimal maka perlu diatur penggunaan pemakaian air melalui suatu pola operasi waduk yaitu suatu acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk yang disepakati bersama oleh para pemanfaat air dan pengelola air, sehingga terjadi konflik antar kepentingan termasuk pengendalian banjir pada musim hujan. Apabila diperlukan koordinasi dengan keperluan irigasi dan pengendalian banjir maka umumnya PLTA yang bersangkutan mempunyai kolam tandon tahunan seperti yang terdapat pada PLTA Juanda di Jatiluhur dan PLTA Sutami di Karang Kates. Secara garis besar pola pengusahaan suatu waduk yang juga menjadi kolam tahunan dari suatu PLTA didasarkan atas pemikiran-pemikiran sebagai berikut :

a. Waduk harus dapat menyediakan air untuk keperluan irigasi dimusim kemarau.
b. Waduk harus dapat mengendalikan banjir dimusim hujan.

Dalam sistem tenaga listrik yang menggunakan tenaga air, pusat listrik jenis *waduk* memegang peranan dalam penyediaan air pada musim kemarau. Dalam sistem tenaga listrik yang menggunakan tenaga termis, tugas pusat listrik jenis *waduk* adalah untuk menyediakan daya (kW) secara stabil sepanjang tahun. yaitu guna penyediaan pada *waktu* pusat listrik tenaga termis tidak bekerja. guna penyediaan pada *waktu* beban puncak dan lain sebagainya.

Kolam pengatur dapat mengatur aliran air sungai guna kepentiuan harian atau minggnan. Pada saat beban puncak aliran air perlu diatur selama kira-kira 6 jam lamanya. Bila kolam pengatur dimaksudkan untuk mengatur air secara harian. maka jumlah cadangan (reserve) yang dibutuhkan (Q) dapat ditentukan berdasarkan rumus berikut ini:

$$Q = (Q_2 - Q_1) \times t \times 3600 \ (m^3)$$

dimana : Q_1 = debit turbin per hari (m^3/s)

Q_2 = debit turbin pada saat beban puncak (m^3/s)

t = lamanya beban puncak

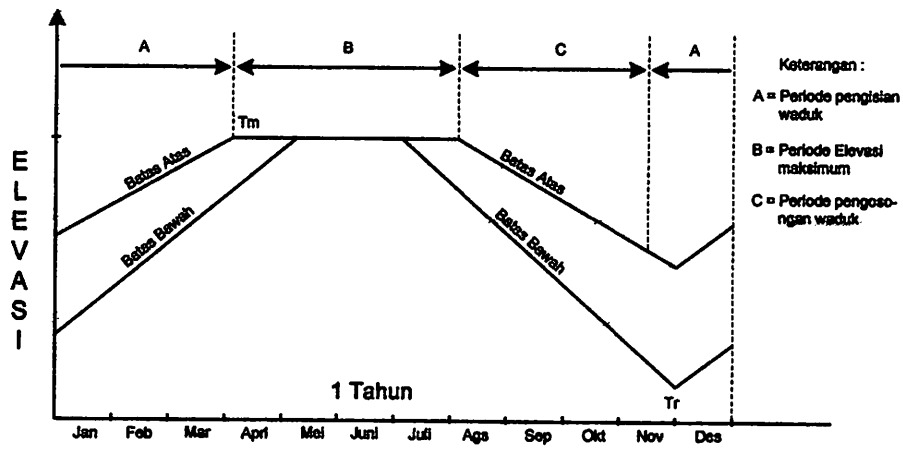
Sering terjadi bahwa sebuah bendungan mempunyai fungsi lebih dari suatu penggunaan, antara lain untuk: pengendali banjir. irigrasi, pembangkit tenaga listrik. penyediaan air baku, serta perikanan darat dan pariwisata. Agar air yang ditampung dalam *waduk* dapat digunakan secara optimal maka perlu diatur penggunaan pemakaian air melalui suatu pola operasi *waduk* yaitu suatu acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian *waduk* yang disepakati bersama oleh para pemanfaat air dan pengelola air, sehingga terjadi konflik antar kepentingan termasuk pengendalian banjir pada musim hujan. Apabila dipethatkan koordinasi dengan kepentuan irigasi dan pengendalian banjir maka umumnya PI TA yang bersangkutan mempunyai kolam tandon tahunan seperti yang terdapat pada PLTA Inanda di Jatiluhur dan PLTA Sutami di Karang Kates. Secara garis besar pola pengusahaan suatu *waduk* yang juga meniadi kolam tahunan dari suatu PLTA dibasarkan atas pemikiran-pemikiran sebagai berikut :

a. *Waduk* harus dapat menyediakan air untuk kepentuan irigasi dimusim kemarau.

b. *Waduk* harus dapat mengendalikan banjir dimusim hujan.

c. Diwaktu musim hujan pengisian waduk harus terkendali, dalam arti jangan sampai terjadi pelimpasan air yang berlebihan sehingga membahayakan waduk.
d. Diakhir musim kemarau atau permulaan musim hujan tinggi air dalam waduk masih harus cukup tinggi agar tetap dapat membangkitkan tenaga listrik tetapi juga harus cukup rendah agar dapat menampung air dimusim hujan yang akan datang.

Dari segi pengusahaan tenaga listrik sesungguhnya yang diinginkan adalah tinggi air dalam waduk selalu setinggi mungkin agar dengan jumlah air yang sama dapat dibangkitkan tenaga listrik sebanyak mungkin. Tetapi dengan adanya pemikiran-pemikiran tersebut di atas (a sampai dengan d) maka pemikiran-pemikiran tersebut merupakan kendala-kendala yang harus dipenuhi. Gambar 2.4. menggambarkan elevasi dari suatu waduk/kolam tandon tahunan yang dikehendaki dalam satu tahun berdasarkan pemikiran-pemikiran tersebut diatas.



Gambar 2 - 4. Pola Operasi Waduk Tahunan[1]

Selama periode pengisian waduk seperti ditunjukkan gambar 2.4 harus diusahakan agar terletak diantara garis Batas Atas dan garis Batas Bawah. Apabila elevasi waduk terletak di bawah garis Batas Bawah maka harus dilakukan penghematan penggunaan air, sebaliknya apabila elevasinya ada diatas garis Batas Atas harus diamati kenaikannya kalau perlu dengan membuka hollow jet.

c. Diwakili musim hujan pengisian waduk harus terkendali, dalam arti jangan sampai terjadi pelimpasan air yang berlebihan sehingga membahayakan waduk.

d. Diakhir musim kemarau atau permulaan musim hujan tinggi air dalam waduk masih harus cukup tinggi agar tetap dapat membangkitkan tenaga listrik tetapi juga harus cukup rendah agar dapat menampung air dimusim hujan yang akan datang.

Dari segi pengusahaan tenaga listrik sesungguhnya yang diinginkan adalah tinggi air dalam waduk selalu setinggi mungkin agar dengan jumlah air yang sama dapat dibangkitkan tenaga listrik sebanyak mungkin. Tetapi dengan adanya permintaan-permintaan tersebut di atas (a sampai dengan d) maka permintaan-permintaan tersebut merupakan kendala-kendala yang harus dipenuhi. Gambar 2.4. menggambarkan elevasi dari suatu waduk dalam tahunan yang dikehendaki dalam satu tahun berdasarkan permintaan-permintaan tersebut diatas.

Gambar 2 - 4. Pola Operasi Waduk Tahunan[1]

Selama periode pengisian waduk sepeti ditunjukkan gambar 2.4 harus diusahakan agar terjadi dimana garis Batas Atas dan garis Batas Bawah. Apabila elevasi waduk terletak di bawah garis Batas Bawah maka harus dilakukan pengbematan pengguraan air sehubungan apabila elevasinya ada diatas garis Batas Atas harus diamati kemudianya kalau perlu dengan membuka hollow jet.

Pengendalian ini diperlukan karena kenaikan elevasi yang terlalu cepat dapat membahayakan dam dari waduk. Pembukaan hollow jet harus pula diperhatikan agar tidak terjadi banjir. Apabila elevasi telah mencapai tinggi T_m yaitu nilai maksimalnya, memasuki periode elevasi maksimum, maka air akan melimpas melalui pelimpasan waduk apabila air keluar dari waduk lebih kecil daripada air masuk ke waduk. Apabila air melimpas terlalu banyak maka hollow jet harus juga dibuka. Harus diusahakan agar periode ini bisa berlangsung selama mungkin karena selama periode ini tinggi terjun PLTA yang bersangkutan adalah maksimal, sehingga dengan jumlah air tertentu dapat membangkitkan tenaga listrik maksimal. Selama periode pengosongan yang biasanya adalah dalam musim kemarau juga harus dilakukan hal yang serupa seperti pada periode pengisian tetapi tidak perlu membuka hollow jet apabila elevasi ada diatas garis batas atas.

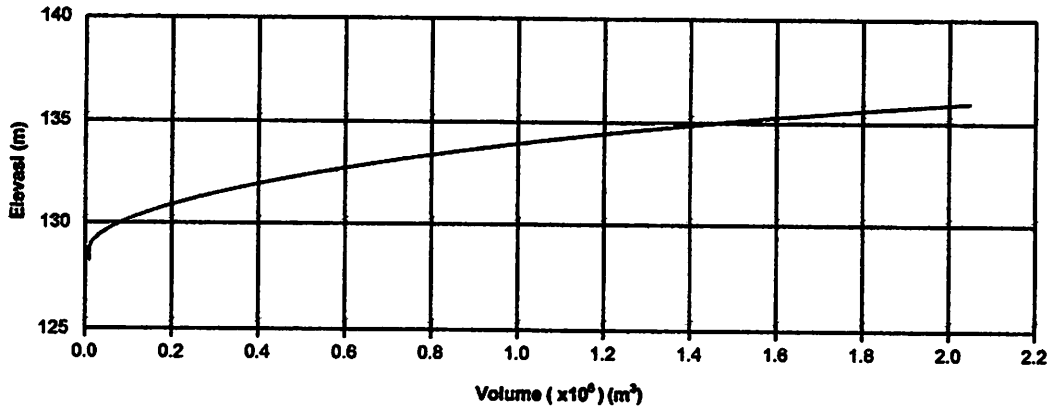
Dari uraian diatas mengenai operasi PLTA yang memakai waduk irigasi sebagai kolam tandon tahunan, terlihat bahwa pengoperasian yang optimum sangat tergantung kepada ketepatan perkiraan air yang akan masuk waduk untuk jangka waktu tertentu, hal ini erat kaitannya dengan evaluasi hujan yang akan datang. Pada PLTA yang memiliki kolam tandon harian umumnya air hanya dipakai untuk membangkitkan tenaga listrik sehingga tidak ada kendala operasi karena persoalan irigasi. Kendala operasinya hanyalah besarnya perubahan beban persatuan waktu (MW/menit) yang diperbolehkan khususnya karena panjangnya pipa pesat.

Untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk pada tiap elevasi dapat dilihat dari tabel hasil pengukuran atau dengan melihat kurva hubungan tinggi elevasi air (H) dengan volume air (V). Kurva H vs V dapat diturunkan menjadi persamaan tersendiri sehingga secara matematis dapat dihitung jumlah volume air pada ketinggian tertentu.

Pengendalian ini diperlukan karena kemalasan cleavasi yang terjadi cepat dapat membahayakan dan dari wadah. Pembukaan hollow jet harus pula diperhatikan agar tidak terjadi banjir. Apabila cleavasi telah mencapai tinggi T_m yaitu nilai maksimalnya, memasuki periode cleavasi maksimum, maka air akan melimpas melalui pelimpasan wadah apabila air keluar dari wadah lebih kecil daripada air masuk ke wadah. Apabila air melimpas terlalu banyak maka hollow jet harus juga dibuka. Harus diusahakan agar periode ini bisa berlangsung selama mungkin karena selama periode ini tinggi torjun PLTA yang bersangkutan adalah maksimal. sehingga dengan jumlah air tertentu dapat membangkitkan tenaga listrik maksimal. Selama periode pengosongan yang biasanya adalah dalam musim kemarau juga harus dilakukan hal yang serupa seperti pada periode pengisian tetapi tidak perlu membuka hollow jet apabila cleavasi ada diatas garis batas atas.

Dari uraian diatas mengenai operasi PLTA yang memakai wadah tingsi sebagai kolam tandon tahunan, terdiat bahwa pengoperasian yang optimum sangat tergantung kepada ketepatan perkiraan air yang akan masuk wadah untuk jangka waktu tertentu. hal ini erat kaitannya dengan evaluasi hujan yang akan datang. Pada PLTA yang memiliki kolam tandon harian umumnya air hanya dipakai untuk membangkitkan tenaga listrik sehingga tidak ada kendala operasi karena persoalan tingsi. Kendala operasinya hanyalah besarnya perubahan beban persatuan waktu (MW/menit) yang diperbolehkan khususnya karena pembangkit pipa pesat.

Untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam wadah pada tiap cleavasi dapat dilihat dari tabel hasil pengukuran atau dengan melihat kurva hubungan tinggi cleavasi air (H) dengan volume air (V). Kurva H vs V dapat diturunkan menjadi persamaan tersendiri sehingga secara matematis dapat dihitung jumlah volume air pada ketinggian tertentu.



Gambar 2 - 5. Kurva H (m) vs Volume (m^3) Waduk

Dalam unit PLTA secara operasional perlu diperhatikan hal-hal sebagai berikut:

A. Beban maksimum

Beban maksimum pada unit PLTA pada umumnya dapat mencapai nilai nominal seperti yang tertulis dalam spesifikasi pabrik. Nilai nominal ini dalam praktek kadang-kadang tidak dapat tercapai karena:

a. Ada bagian berputar (*rotaring part*) yang kurang sempurna misalnya bantalan atau poros yang kurang baik kedudukannya sehingga timbul suhu atau getaran yang berlebihan.

b. Ada perapat (*seal*) yang kurang baik sehingga air yang bertekanan tidak melalui rotor turbin tetapi langsung mengalir kepipa pembuangan. Pada turbin francis hal ini terlihat dengan kurang rendahnya tekanan di dalam pipa hisap (pipa pembuangan).

c. Kurang tingginya permukaan air dalam kolam tandon sehingga tinggi terjun tidak cukup, kurang dari nilai yang disyaratkan oleh spesifikasi pabrik. Hal semacam ini kadang-kadang terjadi pada musim kemarau.

B. Beban minimum

Beban minimum pada unit PLTA disyaratkan karena hal-hal sebagai berikut:

a. Masalah kavitasi dalam turbin untuk beban yang terlalu rendah.

Gambar 2 - 5. Kurva H (m) vs Volume (m^3) Waduk

Dalam unit PLTA secara operasional perlu diperhatikan hal-hal sebagai berikut:

A. Beban maksimum

Beban maksimum pada unit PLTA pada umumnya dapat mencapai nilai nominal seperti yang tertulis dalam spesifikasi pabrik. Nilai nominal ini dalam praktek kadang-kadang tidak dapat tercapai karena:

a. Ada bagian berputar (*rotating part*) yang kurang sempurna misalnya bantalan atau poros yang kurang baik kedudukannya sehingga timbul suhu atau getaran yang berlebihan.

b. Ada perapat (*seal*) yang kurang baik sehingga air yang bertekanan tidak melalui rotor turbin tetapi langsung mengalir kepipa pembuangan. Pada turbin Francis hal ini terlihat dengan kurang rendahnya tekanan di dalam pipa hisap (pipa pembuangan).

c. Kurang tingginya permukaan air dalam kolam tandon sehingga tinggi tekan tidak cukup. kurang dari nilai yang disyaratkan oleh spesifikasi pabrik. Hal semacam ini kadang-kadang terjadi pada musim kemarau.

B. Beban minimum

Beban minimum pada unit PLTA disyaratkan karena hal-hal sebagai berikut:

a. Masalah kavitasi dalam turbin untuk beban yang terlalu rendah.

b. Untuk PLTA serba guna misalnya dimana airnya juga dipakai untuk irigasi, ada syarat air minimum yang harus keluar dari PLTA untuk keperluan irigasi sehingga hal ini juga mensyaratkan beban minimum bagi PLTA. Hal yang serupa juga terjadi apabila air yang keluar dari PLTA dipergunakan untuk pelayaran sungai atau untuk air minum.

C. Kecepatan perubahan beban

Untuk unit PLTA masalah kecepatan perubahan beban dapat dilakukan dengan cepat jika dibandingkan dengan unit pembangkit lainnya. Unit PLTA umumnya dapat diubah bebannya dari 0% menjadi 100% dalam waktu kurang dari setengah menit. Perubahan beban yang relatif cepat pada PLTA dapat dilakukan karena kendala-kendalanya juga relatif sedikit dibandingkan dengan Pusat Listrik Termis.

D. Perhitungan cadangan berputar

Untuk PLTA, cadangan berputar dapat dianggap sama dengan kemampuan maksimum deikurangi dengan beban sesaat dari unit, karena beban unit dapat dirubah dengan cepat seperti diuraikan dalam butir C.

2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal

Performansi atau unjuk kerja sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsipnya ditentukan oleh apa yang dinamakan karakteristik masukan-keluaran (*input-output characteristics).* Karakteristik masukan-keluaran memberikan gambaran tentang efisiensi termis pusat pembangkit tenaga listrik yaitu jumlah panas yang dimasukkan sebagai bahan bakar dan jumlah panas yang dihasilkan sebagai tenaga listrik.

Model sebuah pembangkit listrik tenaga uap tampak pada gambar 2.6, skema tersebut terdiri atas sebuah ketel yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan sebuah generator listrik. Daya listrik yang dihasilkan tidak seluruhnya disalurkan ke sistem tetapi sebagian kecil digunakan untuk mengoperasikan peralatan yang terdapat pada pusat pembangkit listrik tersebut,

b. Untuk PLTA serba guna misalnya dimana ainnya juga dipakai untuk irigasi, ada syarat air minimum yang harus keluar dari PLTA untuk keperluan irigasi sehingga hal ini juga mempengaruhi beban minimum bagi PLTA. Hal yang serupa juga terjadi apabila air yang keluar dari PLTA dipergunakan untuk pelayaran sungai akan untuk air minum.

C. Kecepatan perubahan beban

Untuk unit PLTA masalah kecepatan perubahan beban dapat dilakukan dengan cepat jika dibandingkan dengan unit pembangkit lainnya. Unit PLTA umumnya dapat diubah bebannya dari 0% menjadi 100% dalam waktu kurang dari setengah menit. Perubahan beban yang relatif cepat pada PLTA dapat dilakukan karena kondalu-kondalanya juga relatif sedikit dibandingkan dengan Pusat Listrik Termis.

D. Perhitungan cadangan berputar

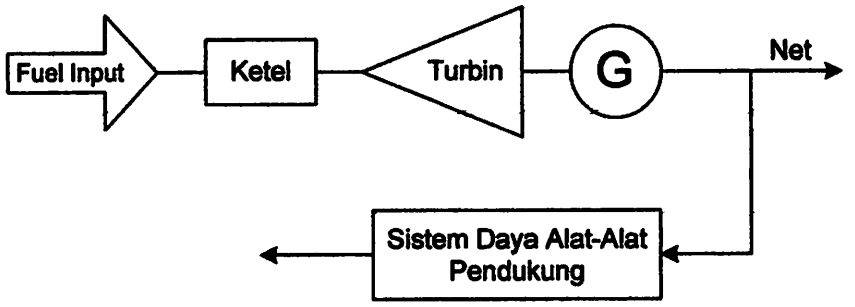
Untuk PLTA, cadangan berputar dapat dianggap sama dengan kemampuan maksimum dekitrangi dengan beban sesaat dari unit. kurena beban unit dapat dirubah dengan cepat seperti diuraikan dalam butir C.

2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal

Performansi atau unjuk kerja sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsipnya ditentukan oleh apa yang dinamakan karakteristik masukan-keluaran (*input-output characteristic*). Karakteristik masukan-keluaran menberikan gambaran tentang efisiensi termis pusat pembangkit tenaga listrik yaitu jumlah panas yang dimasukkan sebagai bahan bakar dan jumlah panas yang dihasilkan sebagai tenaga listrik.

Model sebuah pembangkit listrik tenaga uap tampak pada gambar 2.6, skema tersebut terdiri atas sebuah ketel yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan sebuah generator listrik. Daya listrik yang dihasilkan tidak seimbanya disalurkan ke sistem tetapi sebagian kecil digunakan untuk mengoperasikan peralatan yang terdapat pada pusat pembangkit listrik tersebut.

seperti ketel, pompa, kompresor dan sebagainya, serta untuk mencatu peralatan kontrol, komunikasi, penerangan dan komputer.



Gambar 2 - 6. Skema Kerja Unit Termal[2]

2.4.3. Karakteristik Masukan-Keluaran *(Input-Output Characteristics)*

Definisi dari karakteristik masukan-keluaran pembangkit tenaga listrik adalah formula yang menyatakan hubungan antara masukan pembangkit sebagai fungsi keluaran pembangkit. Karakteristik masukan-keluaran ini merupakan hal yang paling mendasar dalam optimasi ekonomi dari unit pembangkit termal. Masukan sebuah pembangkit listrik termal dinyatakan sebagai banyaknya energi per satuan waktu dari bahan bakar yang diberikan ke ketel untuk menghasilkan daya listrik yang merupakan keluaran dari pusat pembangkit tersebut.

Sedangkan keluaran dari pembangkit listrik termal adalah daya nyata (MW) yang dihasilkan oleh generator dikurangi dengan daya nyata yang dipakai oleh pusat tenaga listrik tersebut. Dengan demikian persamaan karakteristik pembangkit tenaga listrik dapat ditulis sebagai berikut :

$H = f(P)$ (MBTU/h) atau Kg/h

Dengan mengetahui harga bahan bakar (Rp/MBTU) atau (Rp/Kg) pada persamaan karakteristik masukan-keluaran diatas, maka dapat diketahui persamaan biaya bahan bakar unit pembangkit termal sebagai beban (MW) sebagai berikut :

$F = f(P)$ (Rp/h)

Adapun kurva dari karakteristik masukan-keluaran pembangkit termal dapat dilihat pada gambar 2.7 dibawah ini :

seperti ketel, pompa, kompresor dan sebagainya, serta untuk mencatat peralatan kontrol, komunikasi, penerangan dan komputer.

Gambar 2 - 6. Skema Kerja Unit Termal[5]

2.4.3. Karakteristik Masukan-Keluaran (Input-Output Characteristics)

Definisi dari karakteristik masukan-keluaran pembangkit tenaga listrik adalah formula yang menyatakan hubungan antara masukan pembangkit sebagai fungsi keluaran pembangkit. Karakteristik masukan-keluaran ini merupakan hal yang paling mendasar dalam optimasi ekonomi dari unit pembangkit termal. Masukan sebuah pembangkit listrik termal dinyatakan sebagai banyaknya energi per satuan waktu dari bahan bakar yang diberikan ke ketel untuk menghasilkan daya listrik yang merupakan keluaran dari pusat pembangkit tersebut.

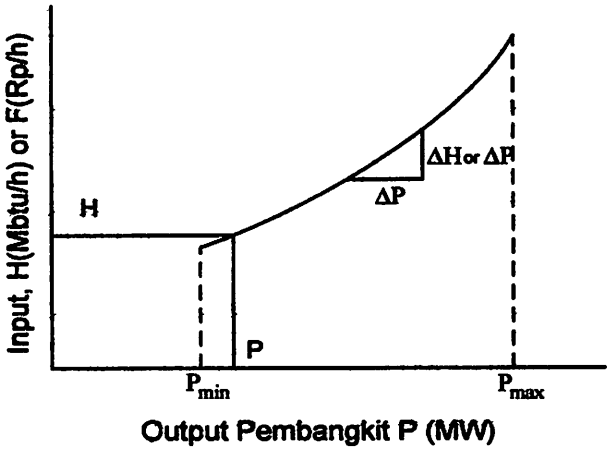
Sedangkan keluaran dari pembangkit listrik termal adalah daya nyata (MW) yang dihasilkan oleh generator dikurangi dengan daya nyata yang dipakai oleh pusat tenaga listrik tersebut. Dengan demikian persamaan karakteristik pembangkit tenaga listrik dapat ditulis sebagai berikut :

H = f(P) (MBTU/h) atau Kg/h

Dengan mengetahui harga bahan bakar (Rp/MBTU) atau (Rp/Kg) pada persamaan karakteristik masukan-keluaran diatas, maka dapat diketahui persamaan biaya bahan bakar unit pembangkit termal sebagai berikut :

F = f(P) (Rp/h)

Adapun kurva dari karakteristik masukan-keluaran pembangkit termal dapat dilihat pada gambar 2.7 dibawah ini :



Gambar 2 - 7. Karakteristik Input - Output Pembangkit Termal[2]

2.4.4. Karakteristik Laju Kenaikan Nilai Panas Dan Laju Kenaikan Biaya Bahan Bakar *(Incremental Heat Rate And Fuel Cost Characteristics)*

Karakteristik *incremental heat rate* menunjukkan besarnya tambahan nilai kalor bahan bakar yang diperlukan jika ada perubahan pembebanan pada unit termal. Karakteristik laju kenaikan biaya bahan bakar atau *incremental fuel cost characteristics* adalah turunan pertama dari fungsi biaya bahan bakar F_i (Rp/h) terhadap tingkatan pembebanan P_i (MW) dari pusat listrik yang bersangkutan. Fungsi ini menunjukkan besar kenaikan atau penurunan biaya bahan bakar untuk setiap satu satuan perubahan beban.

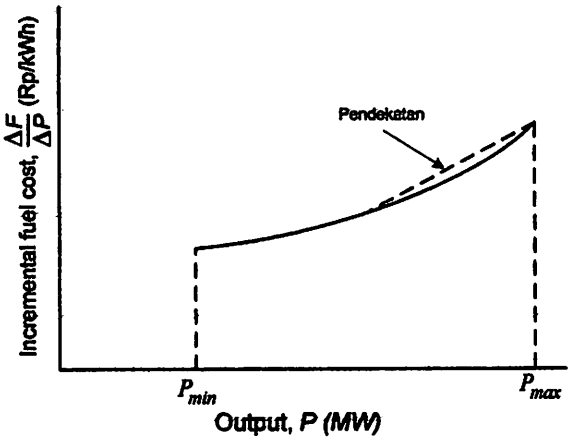
Secara luas fungsi biaya bahan bakar akan digunakan untuk menentukan pembebanan ekonomis dari sebuah pembangkit listrik tenaga termal. Tampak pada gambar 2.8 kurva laju tambahan biaya bahan bakar yang telah diidealkan melalui pendekatan linier dari sebuah pembangkit listrik termal

Gambar 2 - 7. Karakteristik Input - Output Pembangkit Termal[5]

2.4.4. Karakteristik Laju Kenaikan Nilai Panas Dan Laju Kenaikan Biaya Bahan Bakar (Incremental Heat Rate And Incremental Fuel Cost Characteristics)

Karakteristik incremental heat rate menunjukkan besarnya tambahan nilai kalor bahan bakar yang diperlukan jika ada perubahan pembebanan pada unit termal. Karakteristik laju kenaikan biaya bahan bakar atau incremental fuel cost characteristics adalah turunan pertama dari fungsi biaya bahan bakar F_i (Rp/h) terhadap tingkatan pembebanan P_i (MW) dari pusat listrik yang bersangkutan. Fungsi ini menunjukkan besar kenaikan atau penurunan biaya bahan bakar untuk setiap satu satuan perubahan beban.

Secara luas fungsi biaya bahan bakar akan digunakan untuk menentukan pembebanan ekonomis dari sebuah pembangkit listrik tenaga termal. Tampak pada gambar 2.8 kurva laju tambahan biaya bahan bakar yang telah didekatkan melalui pendekatan linier dari sebuah pembangkit listrik termal



Gambar 2 - 8. Karakteristik Laju Tambahan Biaya Bahan Bakar[2]

2.4.5. Biaya Bahan Bakar

Dalam sistem tenaga listrik perlu dicari jalur pembagian beban agar diperoleh operasi yang optimum bagi sistem tenaga listrik secara keseluruhan, dalam arti dicapai biaya bahan bakar yang minimum.

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya terbesar dalam operasi sistem tenaga listrik. Biaya bahan bakar merupakan objective function, yaitu yang akan dicari nilai minimumnya.

Biaya bahan bakar dari sebuah unit pembangkit termis merupakan fungsi beban pembangkit termis yang bersangkutan dan dinyatakan oleh sebuah fungsi F (P), dinyatakan sebagai berikut :

$$F_i[P_{si(t)}] = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2$$

dimana :

a_i , b_i , c_i = konstanta persamaan dari unit ke-*i*

$P_{si(t)}$ = daya yang dihasilkan unit termal ke-*i* pada jam *t*

Kurva biaya bahan bakar dari unit pembangkit sebagai fungsi beban dapat dilihat pada gambar sebagai berikut :

Gambar 2 - 8. Karakteristik Laju Tambahan Biaya Bahan Bakar[6]

2.4.3. Biaya Bahan Bakar

Dalam sistem tenaga listrik perlu dicari jalur pembagian beban agar diperoleh operasi yang optimum bagi sistem tenaga listrik secara keseluruhan. dalam arti dicapai biaya bahan bakar yang minimum.

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya terbesar dalam operasi sistem tenaga listrik. Biaya bahan bakar merupakan objective function, yaitu yang akan dicari nilai minimumnya.

Biaya bahan bakar dari sebuah unit pembangkit termis merupakan fungsi beban pembangkit termis yang bersangkutan dan dinyatakan oleh sebuah fungsi F (P). dinyatakan sebagai berikut :

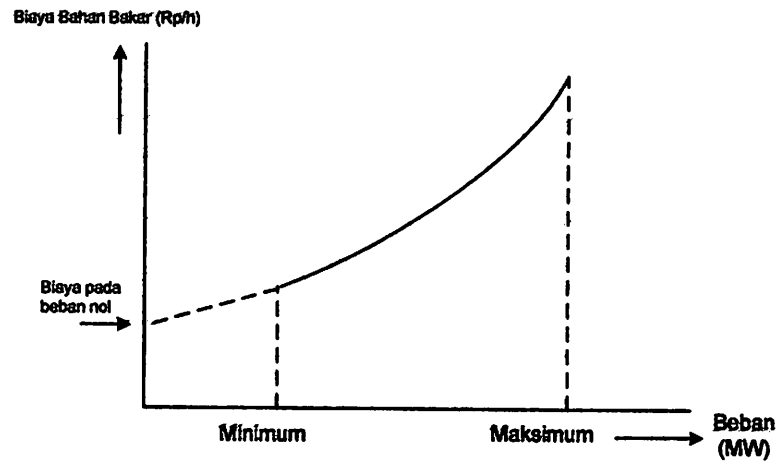
$$F_i[P_{(MW)}] = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2$$

dimana :

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

$P_{(MW)}$ = daya yang dibangkitkan unit termal ke-i pada jam t

Kurva biaya bahan bakar dari unit pembangkit sebagai fungsi beban dapat dilihat pada gambar sebagai berikut :



Gambar 2 - 9. Kurva Biaya Bahan Bakar Dari Unit Pembangkit Sebagai Fungsi Beban[2]

Sesuai dengan macamnya output dikelompokan oleh dua prinsip kategori :

a. Ketinggian kandungan waduk yang tertentu pada masing-masing tahap: penggunaan air pada setiap tahap ditentukan semata-mata oleh model.
b. Fungsi biaya dimasa datang (Future Cost Function) : Proses berulang-ulang menggunakan ketinggian kandungan waduk yang berbeda-beda untuk masing-masing tahap. Dengan cara ini diperoleh fungsi biaya dimasa datang terhadap ketinggian kandungan waduk dapat diperoleh.

2.4.6. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik

Pembebanan ekonomis atau *economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik, secara optimal dan ekonomis pada harga beban tertentu. Komponen terbesar dari biaya pembangkitan adalah biaya bahan bakar. Oleh sebab itu dengan dilakukannya *economic dispatch* berarti pula didapatkan biaya bahan bakar pembangkitan yang paling murah. 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.

Gambar 2 - 9. Kurva Biaya Bahan Bakar Dari Unit Pembangkit Sebagai Fungsi Beban[9]

Sesuai dengan macamnya output dikelompokan oleh dua prinsip kategori :

a. Ketinggian kandungan wadah yang tercurah pada masing-masing tahap: penggunaan air pada setiap tahap ditentukan sesuai-mana oleh model.

b. Fungsi biaya dimasa datang (Future Cost Function) : Proses berulang-ulang menggunakan ketinggian kandungan wadah yang berbeda-beda untuk masing-masing tahap. Dengan cara ini diperoleh fungsi biaya dimasa datang terhadap ketinggian kandungan wadah dapat diperoleh.

2.4.6. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik

Pembebanan ekonomis atau economic dispatch adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik secara optimal dan ekonomis pada harga beban tertentu. Komponen terbesar dari biaya pembangkitan adalah biaya bahan bakar. Oleh sebab itu dengan dilaksanakannya economic dispatch berarti pula didapatkan biaya bahan bakar pembangkitan yang paling murah. 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.

2.4.7. Kendala-kendala Unit Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang relatif besar seperti PLTU pada umumnya merupakan pusat pembangkit listrik yang dominan baik dari teknis operasional maupun dari segi biaya operasi. Dari segi teknis operasional, dalam kondisi dinamis PLTU paling banyak kendalanya. Hal ini disebabkan karena banyaknya komponen yang harus diatur dalam PLTU.

Berbagai macam kendala-kendala yang ada pada pengoperasian unit pembangkit termal, antara lain :

1. Kendala waktu minimal berjalan *(Minimum Up Time)*

   Yaitu waktu minimal unit pembangkit tersebut harus beroperasi, dengan demikian unit pembangkit yang sedang beroperasi tidak boleh langsung dimatikan sebelum *Minimum Up Timenya* terpenuhi.

2. Kendala waktu minimal berhenti (*Minimum Down Time*)

   yaitu waktu minimal unit pembangkit tersebut harus berhenti, dengan demikian unit pembangkit yang telah dihentikan tidak boleh langsung dihidupkan selama waktu *Minimum Down Timenya* terpenuhi.

2.4.8. Kendala Cadangan Pembangkitan

Cadangan pembangkitan dalam sistem dapat diartikan sebagai simpanan daya dari semua unit pembangkit yang siap untuk dibangkitkan dalam sistem yang besarnya sama dengan selisih antara beban sistem dengan daya yang siap dibangkitkan. Sehingga apabila terjadi gangguan pada satu atau lebih unit pembangkit tidak menyebabkan penurunan frekuensi dari sistem tersebut. Karena tidak semua unit pembangkit yang siap operasi selalu dioperasikan, maka ada beberapa cadangan pembangkitan yaitu:

1. Cadangan Berputar *(Spinning Reserve)*

   Ialah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit-unit pembangkit yang beroperasi paralel dengan sistem. Pada PT. PJB besarnya cadangan berputar ditetapkan sebagai kapasitas daya terpasang terbesar dari unit pembangkit, yaitu dengan mengasumsikan bahwa kapasitas unit pembangkit terbesar mengalami gangguan.

2.4.7. Kendala-kendala Dari Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang relatif besar seperti PLTU pada umumnya merupakan pusat pembangkit listrik yang dominan baik dari sistis operasional maupun dari segi biaya operasi. Dari segi teknis operasional, dalam kondisi dinamis PLTU paling banyak kendalanya. Hal ini disebabkan karena banyaknya komponen yang harus diatur dalam PLTU.

Berbagai macam kendala-kendala yang ada pada pengoperasian unit pembangkit termal, antara lain :

1. Kendala *waktu* minimal berjalan (*Minimum Up Time*)

   Yaitu waktu minimal unit pembangkit tersebut harus beroperasi, dengan demikian unit pembangkit yang sedang beroperasi tidak boleh langsung dimatikan sebelum *Minimum Up Time*-nya terpenuhi.

2. Kendala *waktu* minimal berhenti (*Minimum Down Time*)

   yaitu *waktu* minimal unit pembangkit tersebut harus berhenti, dengan demikian unit pembangkit yang telah dihentikan tidak boleh langsung dihidupkan selama waktu *Minimum Down Time*-nya terpenuhi.

2.4.8. Kendala Cadangan Pembangkitan

Cadangan pembangkitan dalam sistem dapat diartikan sebagai simpanan daya dari semua unit pembangkit yang siap untuk dibangkitkan dalam sistem yang besarnya sama dengan selisih antara beban sistem dengan daya yang siap dibangkitkan. Sehingga apabila terjadi gangguan pada satu atau lebih unit pembangkit tidak menyebabkan pemutusan frekuensi dari sistem tersebut. Karena tidak semua unit pembangkit yang siap operasi selalu dioperasikan, maka ada beberapa cadangan pembangkitan yaitu:

1. Cadangan Berputar (*Spinning Reserve*)

   Ialah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit-unit pembangkit yang beroperasi paralel dengan sistem. Pada PT. PLN besarnya cadangan berputar ditetapkan sebagai kapasitas daya terpasang terbesar dari unit pembangkit, yaitu dengan mengasumsikan bahwa kapasitas unit pembangkit terbesar mengalami gangguan.

2. Cadangan Panas *(Hot Reserve)*

   Ialah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit yang siap beroperasi dan dalam kondisi untuk segera paralel dengan sistem. Hal ini berlaku pada PLTU yang siap beroperasi dalam keadaan ketel masih panas dan masih tersedia uap yang sewaktu-waktu dapat digunakan untuk menjalankan turbin uap.

3. Cadangan Dingin *(Cold Reserve)*

   Ialah cadangan pembangkit yang terdapat pada unit-unit yang siap beroperasi tetapi dalam keadaan berhenti.

2.4.9. Kendala Maksimum Dan Minimum Unit Pembangkit

Besarnya daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit harus lebih besar dari kapasitas minimum dan lebih kecil daripada kapasitas maksimum unit pembangkit tersebut. Apabila daya yang dibangkitkan kurang dari kapasitas minimumnya, maka efisiensinya akan rendah. Sedangkan apabila daya yang dibangkitkan melebihi dari kapasitas maksimumnya, maka akan terjadi kerusakan pada komponen-komponennya.

2.5. Fungsi Obyektif dan Kendala Hidrotermal[5]

Sasaran dari masalah penjadwalan hidrotermal adalah meminimalkan total biaya operasi dalam penjadwalan unit pembangkit termal dengan memaksimalkan penggunaan unit pembangkit hidro untuk suatu siklus waktu yang diinginkan. Oleh karena itu, fungsi obyektif dinyatakan sebagai jumlah dari fungsi biaya bahan bakar dari daya yang di bangkitkan oleh unit pembangkit termal setelah dikurangi oleh daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit hidro yang telah dioptimalkan.

Masalah yang terkait disini dapat digambarkan secara matematis sebagai berikut :

$$\min F = \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{Ns} F_i[P_{si(t)}] \quad \text{.....(1)}$$

$$F_i[P_{si(t)}] = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^{\,2}$$

2. Cadangan Panas (*Hot Reserve*)

Ialah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit yang sinp beroperasi dan dalam kondisi untuk segera paralel dengan sistem. Hal ini berlaku pada PLTU yang sinp beroperasi dalam keadaan kotel masih panas dan masih tersedia uap yang sewaktu-waktu dapat digunakan untuk menjalankan turbin uap.

3. Cadangan Dingin (*Cold Reserve*)

Ialah cadangan pembangkit yang terdapat pada unit-unit yang sinp beroperasi tetapi dalam keadaan berhenti.

2.4.9. Kendala Maksimum Dan Minimum Unit Pembangkit

Besarnya daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit harus lebih besar dari kapasitas minimum dan lebih kecil daripada kapasitas maksimum unit pembangkit tersebut. Apabila daya yang dibangkitkan kurang dari kapasitas minimumnya, maka efisiensinya akan rendah. Sedangkan apabila daya yang dibangkitkan melebihi dari kapasitas maksimumnya, maka akan terjadi kerusakan pada komponen-komponennya.

2.5. Fungsi Obyektif dan Kendala Hidrotermal[6]

Sasaran dari masalah penjadwalan hidrotermal adalah meminimalkan total biaya operasi dalam penjadwalan unit pembangkit termal dengan memaksimalkan penggunaan unit pembangkit hidro untuk suatu siklus waktu yang ditinjukan. Oleh karena itu, fungsi obyektif dinyatakan sebagai jumlah dari fungsi biaya bahan bakar dari daya yang di bangkitkan oleh unit pembangkit termal setelah dikurangi oleh daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit hidro yang telah dioptimalkan.

Masalah yang terkait disini dapat digambarkan secara matematis sebagai berikut :

$$\min F = \sum_{i=1}^{N_s} F(P_{Gi}) \quad \ldots\ldots\ldots\

dimana

$F_i[P_{si(t)}]$: fungsi biaya bahan bakar unit termal ke-i dengan a_i, b_i dan c_i adalah konstanta persamaan dari unit ke-i

T : jumlah jam penjadwalan

Ns : jumlah unit pembangkit termal

$P_{si(t)}$: daya yang dihasilkan unit termal ke-i pada jam t

Sehubungan dengan minimalisasi dari total biaya operasi, terdapat berbagai kendala atau syarat batas, sebagai berikut :

Keseimbangan tenaga (Power Balance)

$$\sum_{i=1}^{Ns} P_{si(t)} + \sum_{j=1}^{Nh} P_{hj(t)} = P_{D(t)} + P_{L(t)} \quad \text{..... (2)}$$

dimana

Nh : jumlah unit pembangkit hidro

$P_{hj(t)}$: daya yang dihasilkan unit hidro ke-j pada jam t

$P_{D(t)}$: kebutuhan beban sistem pada jam t

$P_{L(t)}$: daya yang hilang sebagai rugi-rugi dalam sistem pada jam t.

Batas Kapabilitas operasional pembangkit termal

$$P_{si}\min \le P_{si(t)} \le P_{si}\max \quad \text{..... (3)}$$

Keseimbangan dinamik air dengan waktu air mengalir

$$V_j(t+1) = V_j(t) + y_j(t) + z_j(t) - q_j(t) - S_j(t)$$

$$z_j(t) = \sum_k [q_k(t - T_{kj}) + S_k(t - T_{kj})] \quad \text{..... (4)}$$

Dimana :

$V_{j(t)}$: Penampungan air bendungan j pada jam t

$q_{j(t)}$: pelepasan air bendungan j pada jam t

$S_{j(t)}$: peluapan air bendungan j pada jam t

dimana

$F_i[P_{Gi,t}]$: fungsi biaya bahan bakar unit termal ke-i dengan a_i, b_i dan c_i adalah konstanta persamaan dari unit ke-i

T : jumlah jam penjadwalan

Ns : jumlah unit pembangkit termal

$P_{Gi(t)}$: daya yang dihasilkan unit termal ke-i pada jam t

Selubungan dengan minimalisasi dari total biaya operasi terdapat berbagai kendala atau syarat batas, sebagai berikut :

Keseimbangan tenaga (Power Balance)

$$\sum_{i=1}^{Ns} P_{Gi(t)} + \sum_{i=1}^{Nh} P_{Hi(t)} = P_{D(t)} + P_{L(t)} \quad \text{..... (2)}$$

dimana

Nh : jumlah unit pembangkit hidro

$P_{Hi(t)}$: daya yang dihasilkan unit hidro ke-i pada jam t

$P_{D(t)}$: kebutuhan beban sistem pada jam t

$P_{L(t)}$: daya yang hilang sebagai rugi-rugi dalam sistem pada jam t.

Batas Kapabilitas operasional pembangkit termal

P_i min $\leq P_{Gi(t)} \leq P_i$ max ..... (3)

Keseimbangan dinamik air dengan waktu air mengalir

$$I_j(t+1) = I_j(t) + y_j(t) + z_j(t) - q_j(t) - S_j(t)$$

$$z_j(t) = \sum_k [q_k(t - T_{ij}) + S_k(t - T_{ij})] \quad \text{..... (4)}$$

Dimana :

$N_{j(t)}$: Penampungan air bendungan j pada jam t

$q_{j(t)}$: pelepasan air bendungan j pada jam t

$S_{j(t)}$: pelimpan air bendungan j pada jam t

$y_{j(t)}$: pemasukan air bebas pada bendungan j pada jam t

$z_{j(t)}$: pemasukan air terikat pada bendungan j pada jam t

T_{kj} : waktu mengalirnya air dari pembangkit hidro k ke-j

Penampungan bendungan

$V_j \min \leq V_{j(t)} \leq V_j \max$ ..... (5)

Tingkat air yang dilepaskan

$q_j \min \leq q_j(t) \leq q_j \max$ ..... (6)

Pembangkitan hidroelektrik merupakan sebuah fungsi pelepasan air, volume air, yang secara bergiliran merupakan sebuah fungsi penampungan air

$P_{hj} = F(q_j, V_j)$ ..... (7)

dimana:

q_j : pelepasan air pada unit pembangkit hidro ke-*j*

V_j : penampungan air pada unit hidro ke-*j*

2.6. Teori Dasar Algoritma Genetika

2.6.1. Algorima Genetika (GA)

Algoritma Genetika (Genetic Algorithms, GA) diusulkan pertama kali oleh John Holland dan kolega-koleganya pada awal tahun 1970 di Universitas Michigan untuk aplikasi cellular automata. Algoritma Genetika merupakan suatu metode adaptif yang bisa digunakan untuk memecahkan suatu pencarian nilai dalam sebuah masalah optimasi. Algoritma ini mensimulasikan proses yang terjadi pada populasi alamiah yang merupakan hal penting dalam proses evolusi pada makhluk hidup. Holland percaya bahwa ini sangat cocok untuk digabungkan dalam sebuah algoritma komputer, menghasilkan sebuah teknik penyelesaian untuk permasalahan-permasalahan yang sulit dengan langkah alami yaitu melalui evolusi. Jhon Holland mulai bekerja dengan algoritma yang dibentuk dari string-string biner 1 dan 0 yang

y_{ij0} : permasukan air bebas pada bendungan j pada jam t

z_{ij0} : permasukan air terikat pada bendungan j pada jam t

V_{ij} : waktu mengalirnya air dari pembangkit hidro k ke-j

Penampungan bendungan

$I_j^t \min \geq I_{ij0}^t \geq I_j^t \max$ ..... (5)

Tingkat air yang dilepaskan

$q_j^t \min \geq q_j^t(t) \geq q_j^t \max$ ..... (6)

Pembangkitan bidroelektrik merupakan sebuah fungsi pelepasan air. volume air yang secara bergilitan merupakan sebuah fungsi penampungan air

$P_{ij}^t = F(q_j^t, I_j^t)$ ..... (7)

dimana:

q_j^t : pelepasan air pada unit pembangkit hidro ke-j

I_j^t : penampungan air pada unit hidro ke-j

2.6. Teori Dasar Algoritma Genetika

2.6.1. Algoritma Genetika (GA)

Algoritma Genetika (Genetic Algorithms, GA) dikenalkan pertama kali oleh John Holland dan kolega-koleganya pada awal tahun 1970 di University Michigan untuk aplikasi cellular automata. Algoritma Genetika merupakan suatu metode adaptif yang bisa digunakan untuk memecahkan suatu pencarian nilai dalam sebuah masalah optimasi. Algoritma ini mensimulasikan proses yang terjadi pada populasi alamiah yang merupakan hal penting dalam proses evolusi pada makhluk hidup. Holland percaya bahwa ini sangat cocok untuk digabungkan dalam sebuah algoritma komputer. menginisilkan sebuah teknik penyelesaian untuk permasalahan-permasalahan yang sulit dengan langkah alami yaitu melalui evolusi. Jhon Holland mulai bekerja dengan algoritma yang dibentuk dari string-string biner 1 dan 0 yang

disebut *kromosom*. Seperti halnya alam, algoritma ini menyelesaikan permasalahan-permasalahan dengan menemukan kromosom-kromosom yang baik dengan memanipulasi materi dan sifat *(gene)* kromosom-kromosom. Algoritma ini tidak mengetahui type permasalahan yang akan diselesaikan. Hanya informasi yang telah diberikan dari *evaluasi* berupa nilai fitness setiap kromosom dengan nilai fitness terbaik yang bertahan hidup dan selalu diproduksi.

Sebelum Algoritma Genetika dijalankan, maka sebuah kode yang sesuai (*representative*) untuk persoalan harus dirancang. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetika terkecil yaitu gen. pemakaian bilangan seperti integer, floating point dan abjad sebagai *allele* (nilai gen) memungkinkan penerapan operator genetika yaitu proses produksi *(reproduction),* pindah silang *(crossover),* mutasi *(mutation)* 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, pindah silang dan mutasi untuk menciptakan keturunan *(offspring)*. Jika Algoritma Genetika didesain dengan baik, populasi akan mengalami konvergensi dan akan mendapatkan sebuah solusi yang optimum.

Algoritma Genetika memiliki empat dasar kerja yaitu:

1. Bekerja dengan mengkodekan parameter-parameter permasalahan dan tidak bekerja secara langsung dengan parameter-parameter tersebut.
2. Mencari solusi masalah dari sejumlah populasi kandidiat solusi, tidak hanya memproses satu solusi saja.
3. Hanya memperhitungkan fungsi fitness setiap kandidat solusi untuk mendapatkan hasil optimum global. Dapat mengarahkan kearah solusi yang optimal, namun akan membutuhkan waktu yang lama. Sedangkan jika jumlah generasinya terlalu sedikit maka solusi akan terjebak pada lokal optimum.

Istilah yang digunakan pada algoritma ini adalah gabungan dari dua disiplin ilmu, yaitu ilmu biologi dan ilmu komputer. Tabel 2.1. menjelaskan istilah yang digunakan dalam GA.

diseb*ut kromosom*. Seperti halnya alam, algoritma ini menyelesaikan permasalahan-permasalahan dengan mencontoh kromosom-kromosom yang baik dengan memanipulasi materi dan sifat (gene) kromosom-kromosom. Algoritma ini tidak mengetahui type permasalahan yang akan diselesaikan. Hanya informasi yang telah dibentuk dan *evaluasi* berupa nilai fitness setiap kromosom dengan nilai fitness terbaik yang bertahan hidup dan solusi dioptimalkan.

Sebelum Algoritma Genetika dijalankan, maka sebuah kode yang sesuai (*representasi*) untuk persoalan harus ditentukan. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetika terkecil yaitu gen. pemakaian bilangan seperti integer, floating point dan abjad sebagai *value* (nilai gen) memungkinkan penerapan operator genetika yaitu proses produksi (*reproduction*), pindah silang (*crossover*), mutasi (*mutation*) untuk memoptimalkan himpunan titik-titik solusi. Untuk memenuhi hasil optimasi, kita membutuhkan fungsi *fitness* yang memanfaatkan gambaran hasil (*solution*) yang sudah dikodekan. Selama proses, induk harus dipasangkan untuk reproduksi, pindah silang dan mutasi untuk mencipatkan keturunan (*offspring*). Jika Algoritma Genetika didesain dengan baik, populasi akan mengalami konvergensi dan akan mendapatkan sebuah solusi yang optimum.

Algoritma Genetika memiliki empat dasar kerja yaitu:

1. Bekerja dengan mengkodekan parameter-parameter permasalahan dan tidak bekerja secara langsung dengan parameter-parameter tersebut.
2. Mencari solusi masalah dari sejumlah populasi kandidat solusi, tidak hanya memproses satu solusi saja.
3. Hanya memperhitungkan fungsi fitness setiap kandidat solusi untuk mendapatkan hasil optimum global. Dapat mengarahkan kearah solusi yang optimal, namun akan membutuhkan waktu yang lama. Sedangkan jika jumlah generasinya terlalu sedikit maka solusi akan terjebak pada lokal optimum.

Istilah yang digunakan pada algoritma ini adalah gabungan dari dua disiplin ilmu, yaitu ilmu biologi dan ilmu komputer. Tabel 2.1. menjelaskan istilah yang digunakan dalam GA.

Tabel 2 - 1
Istilah Yang Digunakan dalam Algoritma Genetika[4]

Istilah	Keterangan
Kromosom	Individu berupa segmen string yang sudah ditentukan
Gen	Bagian dari string
Loci	Posisi dari gen
Allele	Nilai yang dimasukkan dalam gen
Phenotype	String yang merupakan solusi terakhir
Genotype	Sejumlah string hasil perkawinan yang berpotensi sebagai solusi

2.61.1. Parameter GA

Dalam penerapan GA, ada beberapa parameter yang dilibatkan, dimana parameter ini menentukan kesuksesan suatu proses optimasi. Jenis parameter yang digunakan bergantung pada permasalahan yang diselesaikan, namun ada beberapa parameter yang menjadi standar, yaitu:

- **Ukuran Populasi (*pop_size*)**

  Ukuran populasi mempengaruhi kinerja dan efektifitas dari Algoritma Genetika. Jika ukuran populasi kecil maka populasi tidak menyediakan cukup materi untuk mencakup ruang permasalahan, sehingga pada umumnya kinerja Algoritma Genetika menjadi buruk. Dalam hal ini dibutuhkan ruang yang lebih besar untuk mempresentasikan keseluruhan ruang permasalahan. Selain itu penggunaan populasi yang besar dapat mencegah terjadinya konvergensi pada wilayah lokal. Aplikasi Algoritma Genetika biasanya mempergunakan populasi pada range 50-100.

- **Probabilitas *Crossover* (Pc)**

  Probabilitas crossover ini digunakan untuk mengendalikan frekuensi operator crossover. Dalam hal ini, dalam populasi terdapat *Pc x pop_size* struktur (individu) yang melakukan pindah silang. Semakin besar nilai probabilitas

Tabel 2 - 1
Istilah Yang Digunakan dalam Algoritma Genetika[7]

Istilah	Keterangan
Kromosom	Individu berupa segmen string yang sudah dikodekan
Gen	Bagian dari string
Lokasi	Posisi dari gen
Allele	Nilai yang dimasukkan dalam gen
Phenotype	String yang merupakan solusi terakhir
Genotype	Sejumlah string hasil perkawinan yang berpotensi sebagai solusi

2.b1.1. Parameter GA

Dalam pencarian GA, ada beberapa parameter yang dilibatkan, dimana parameter ini menentukan kesuksesan suatu proses optimasi. Iterasi parameter yang digunakan bergantung pada permasalahan yang diselesaikan, namun ada beberapa parameter yang menjadi standar, yaitu:

- **Ukuran Populasi (pop_size)**

  Ukuran populasi mempengaruhi kinerja dan efektifitas dari Algoritma Genetika. Jika ukuran populasi kecil maka populasi tidak menyediakan cukup materi untuk mencakup ruang permasalahan, sehingga pada umumnya kinerja Algoritma Genetika menjadi buruk. Dalam hal ini dibutuhkan ruang yang lebih besar untuk mempresentasikan kesalahan ruang permasalahan. Selain itu penggunaan populasi yang besar dapat mencegah terjadinya konvergensi pada wilayah lokal. Aplikasi Algoritma Genetika biasanya mempergunakan populasi pada range 50-100.

- **Probabilitas Crossover (Pc)**

  Probabilitas crossover ini digunakan untuk mengendalikan frekuensi operator crossover. Dalam hal ini, dalam populasi terdapat Pc x pop_size struktur (individu) yang melakukan pindah silang. Semakin besar nilai probabilitas

crossover maka semakin cepat struktur baru yang diperkenalkan dalam populasi. Namun jika probabilitas crossover terlalu besar maka struktur dengan nilai fungsi obyektif yang baik dapat hilang dengan lebih cepat dari seleksi. Sebaliknya jika probabilitas terlalu kecil akan menghalangi proses pencarian dalam proses Algoritma Genetika. Yang sering dipakai umumnya berkisar antara 0.6 hingga 0.8.

- **Probabilitas Mutasi *(Pm)***

  Mutasi digunakan untuk meningkatkan variasi populasi yang mana mutasi ini dilakukan secara acak, tiap unit dasar (bit, posisi) dalam struktur mempunyai kemungkinan tertentu untuk dipertukarkan. Nilai *Pm* yang rendah. akan mengakibatkan gen-gen yang berpotensi tidak dicoba. Sebaliknya, tingkat mutasi yang tinggi akan menyebabkan keturunan kehilangan kemiripan dengan induknya. Pada GA, mutasi menjalankan aturan penting yaitu:

  1. Mengganti gen-gen yang hilang selama proses seleksi.
  2. Menyediakan gen-gen yang tidak muncul pada saat inisialisasi awal populasi.

  Diperkirakan terjadinya mutasi sebanyak *Pm* x *pop_size* x L pada tiap generasi, dimana L adalah panjang struktur dalam setiap individu. Nilai Pm yang sering dipakai berkisar 0.01 – 0.02

- **Panjang Kromosom**

  Panjang kromosom berbeda-beda sesuai dengan model permasalahan. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetika terkecil yaitu gen. Pengkodean dapat memakai bilangan seperti string, biner, integer, floating point dan abjad.

- **Jumlah Generasi (MaxGen)**

  Merupakan jumlah perulangan (iterasi) dilakukannya rekombinasi dan seleksi. Jumlah generasi ini mempengaruhi kestabilan output dan lama iterasi (waktu proses Algoritma Genetika). Jumlah generasi yang besar dapat mengarahkan kearah solusi yang optimal, namun akan membutuhkan waktu yang lama.

crossover maka semakin cepat struktur baru yang diperkenalkan dalam populasi. Namun jika probabilitas crossover terlalu besar maka struktur dengan nilai fungsi objektif yang baik dapat hilang dengan lebih cepat dari seleksi. Sebaliknya jika probabilitas terlalu kecil akan menghalangi proses pencarian dalam proses Algoritma Genetika. Yang sering dipakai umumnya berkisar antara 0.6 hingga 0.8.

- **Probabilitas Mutasi (Pm)**

Mutasi digunakan untuk memingkatkan variasi populasi yang mana mutasi ini dilakukan secara acak, tiap unit dasar (bit, posisi) dalam struktur mempunyai kemungkinan terkena untuk diperubahkan. Nilai Pm yang rendah akan mengakibatkan gen-gen yang berpotensi tidak dicoba. Sebaliknya, tingkat mutasi yang tinggi akan menyebabkan kecurunan kehilangan kemiripan dengan indunenya. Pada GA, mutasi menjalankan aturan penting yaitu:

1. Menggenai gen-gen yang hilang selama proses seleksi.
2. Menyediakan gen-gen yang tidak muncul pada saat inisialisasi awal populasi.

Dipecikirakan terjadinya mutasi sebanyak Pm x pop_size x L pada tiap generasi, dimana L adalah panjang struktur dalam setiap individu. Nilai Pm yang sering dipakai berkisar 0.01 – 0.05.

- **Panjang Kromosom**

Panjang kromosom berbeda-beda sesuai dengan model permasalahan. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetika terkecil yaitu gen. Pengkodean dapat memakai bilangan seperti string, biner, integer, floating point dan abjad.

- **Jumlah Generasi (Max Gen)**

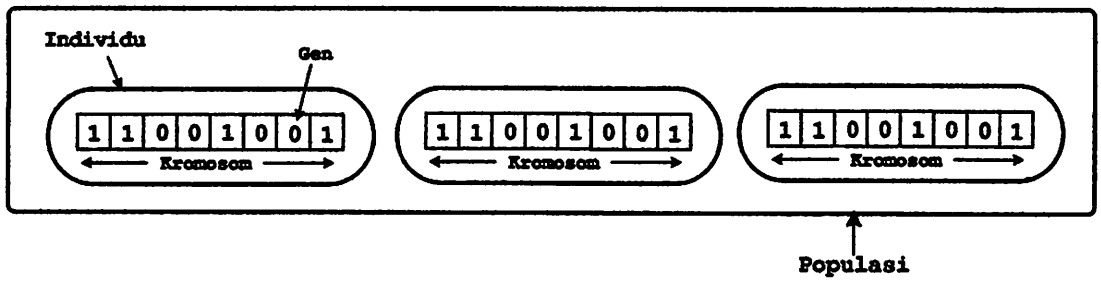
Merupakan jumlah perulangan (iterasi) dilakukannya rekombinasi dan seleksi. Jumlah generasi ini mempengaruhi kesabilan output dan lama iterasi (waktu proses Algoritma Genetika). Jumlah generasi yang besar dapat mengarahkan kearah solusi yang optimal, namun akan membutuhkan waktu yang lama.

Sedangkan jika jumlah generasinya terlalu sedikit maka solusi akan terjebak pada lokal optimum.

2.6.1.2 Proses Algoritma Genetika

A. Pengkodean atau Representasi

Langkah pertama kali yang dilakukan dalam penggunaan Algortima Genetika adalah melakukan pengkodean atau representasi terhadap permasalahan yang akan dilakukan. Secara umum Algortima Genetika dibentuk oleh serangkaian kromosom. Setiap elemen dalam kromosom ini adalah variabel string yang disebut gen, berisi nilai-nilai atau allele. Variabel-variabel ini dapat dinyatakan dalam bentuk bilangan biner, bilangan real *(floating point)*, integer, abjad. Pengkodean string biner merupakan pendekatan klasik yang digunakan dalam penelitian Algoritma Genetika karena sederhana.



Gambar 2 - 10. Bentuk Kromosom Pada Algoritma Genetika (GA)

Gen : Sederajat nilai biner [0,1] pada suatu kromosom. Pada gambar diatas jumlah Gen = 8 buah

Kromosom : Susunan dari deretan gen biner

Individu : Terdiri dari kromosom

Populasi : Terdiri dari individu-individu

Selanjutnya beberapa kromosom dibentuk dan berkumpul membentuk populasi. Populasi ini adalah populasi awal bagi Algoritma Generika untuk mulai melakukan pencarian.

Sedangkan jika jumlah generasinya terlalu sedikit maka solusi akan terjebak pada lokal optimum.

2.6.1.2 Proses Algoritma Genetika

A. Pengkodean atau Representasi

Langkah pertama kali yang dilakukan dalam penggunaan Algoritma Genetika adalah melakukan pengkodean atau representasi terhadap permasalahan yang akan dilakukan. Secara umum Algoritma Genetika dibentuk oleh serangkaian kromosom. Setiap elemen dalam kromosom ini adalah variabel string yang disebut gen. Bersi nilai-nilai atau allele. Variabel-variabel ini dapat dinyatakan dalam bentuk bilangan biner, bilangan real (floating point), integer, nbjad. Pengkodean string biner merupakan pendekatan klasik yang digunakan dalam penelitian Algoritma Genetika karena sederhana.

Gambar 2 - 10. Bentuk Kromosom Pada Algoritma Genetika (GA)

Gen : Sederajat nilai biner [0,1] pada suatu kromosom. Pada gambar diatas jumlah Gen = 8 buah

Kromosom : Susunan dari deretan gen biner

Individu : Terdiri dari kromosom

Populasi : Terdiri dari individu-individu

Selanjutnya beberapa kromosom dibentuk dan berkumpul membentuk populasi. Populasi ini adalah populasi awal bagi Algoritma Genetika untuk mulai melakukan pencarian.

B. Fungsi Fitness (Fungsi Evaluasi)

Dalam Algortima Genetika, 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....pop_size).*

Pada permulaan optimasi, biasanya nilai *fitness* masing-masing individu masih mempunyai rentang yang lebar. Seiring dengan bertambah besarnya generasi, beberapa kromosom mendominasi populasi dan mengakibatkan rentang nilai fitness semakin kecil. Hal ini dapat mengakibatkan konvregensi dini *(premature convergence).*

Permasalahan klasik dalam Algoritma Genetika adalah beberapa kromosom dengan nilai *fitness* yang tinggi (tetapi bukan nilai optimum) mendominasi populasi dan mengakibatkan Algoritma Genetika konvergen pada lokal optimum. Ketika mencapai konvergen, kemampuan Algortima Genetika untuk mencari solusi yang lebih baik menghilang. Tukar silang antara kromosom induk yang hampir identik. Dalam hal ini hanya operasi mutasi yang mampu menghasilkan kromosom yang relatif baru dan merupakan cara untuk menghindari kromosom tertentu mendominasi populasi.

C. Seleksi

Pada Algoritma Genetika terdapat proses seleksi yaitu proses pemilihan kromosom yang akan disilangkan/dikawinkan (di-*crossover*-kan) dengan kromosom dari individu lain. 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 *roulette wheel selection, rank selection* dan lain sebagainya. Salah satu contoh yang akan dijelaskan adalah metode *roulette wheel selection.*

B. Fungsi Fitness (Fungsi Evaluasi)

Dalam Algoritma Genetika sebuah fungsi fitness (fx) harus dirancang untuk masing-masing permasalahan yang akan diselesaikan. Dengan menggunakan kromosom tertentu, fungsi objektif atau fungsi evaluasi akan mengevaluasi status masing-masing kromosom. Setiap gen Xi (i = 1,2,...,n) dipergunakan untuk menghitung fx (x) (k = 1,2,...,pop_size).

Pada permulaan optimasi, biasanya nilai fitness masing-masing individu masih mempunyai rentang yang lebar. Setiap dengan bertambah besarnya generasi, beberapa kromosom mendominasi populasi dan mengakibatkan rentang nilai fitness semakin kecil. Hal ini dapat mengakibatkan konvergensi dini (premature convergence).

Permasalahan klasik dalam Algoritma Genetika adalah beberapa kromosom dengan nilai fitness yang tinggi (tetapi bukan nilai optimum) mendominasi populasi dan mengakibatkan Algoritma Genetika konvergen pada lokal optimum. Ketika mencapai konvergen, kemampuan Algoritma Genetika untuk mencari solusi yang lebih baik menghilang. Tidak ada jaminan kromosom induk yang hampir identik. Dalam hal ini hanya operasi mutasi yang mampu menghasilkan kromosom yang relatif baru dan mencegah cara untuk menghindari kromosom tertentu mendominasi populasi.

C. Seleksi

Pada Algoritma Genetika terdapat proses seleksi yaitu proses pemilihan kromosom yang akan dipertahankan/diikutsertakan (di-crossover-kan) dengan kromosom dari individu lain. 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 roulette wheel selection, rank selection dan lain sebagainya. Salah satu contoh yang akan dijelaskan adalah metode roulette wheel selection.

D. Crossover (Pindah Silang)

Fungsi dari *crossover* adalah menghasilkan kromosom anak dari kombinasi materi-materi gen dua kromosom induk. Cara kerjanya dengan membangkitkan sebuah nilai random r_k dimana k = 1,2,...,pop_size. Probabilitas *crossover* (Pc) ditentukan dan digunakan untuk mengendalikan frekuensi operator *crossover.* Apabila nilai r_k < Pc maka kromosom ke-k terpilih untuk mengalami *crossover. Crossover* yang paling sederhana adalah one point crossover. Posisi titik persilangan (point) ditentukan secara random pada range satu sampai panjang kromosom. Kemudian nilai *offspring* diambil dari dua parent tersebut dengan batas titik persilangan tersebut. Macam-macam *crossover* diantarnya *one point crossover, two point crossover* dan *uniform crossover.* Salah satu contoh yang akan dijelaskan adalah model *one point crossover.*

E. Mutation (Mutasi)

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,..., *n* (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. Mutasi dengan mengganti gen 0 dengan 1 atau sebaliknya gen 1 dengan 0. Biasanya disebut flip yaitu membalik nilai ke 1 atau 1 ke 0. Proses mutasi terjadi apabila nilai $r_k < P_m$, maka gen ke-k digantikan oleh suatu nilai random yang dibangkitkan pada range tertentu sesuai dengan pembentukan populasi awal.

Fungsi dari operator mutasi adalah untuk menghindari agar solusi permasalahan yang diperoleh bukan merupakan solusi optimum lokal. Seperti halnya pada operator *crossover,* 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.

D. Crossover (Pindah Silang)

Fungsi dari crossover adalah menghasilkan kromosom anak dari kombinasi materi-materi gen dua kromosom induk. Cara kerjanya dengan membangkitkan sebuah nilai random r_k dimana $k = 1,2,...,pop_size$. Probabilitas crossover (Pc) ditentukan dan digunakan untuk mengendalikan frekuensi operator crossover. Apabila nilai $r_k < Pc$ maka kromosom ke-k terpilih untuk mengalami crossover. Crossover yang paling sederhana adalah one point crossover. Posisi titik persilangan (point) ditentukan secara random pada range satu sampai panjang kromosom. Kemudian nilai offspring diambil dari dua parent tersebut dengan batas titik persilangan tersebut. Macam-macam crossover diantaranya one point crossover, two point crossover dan multiple crossover. Salah satu contoh yang akan dijelaskan adalah model one point crossover.

E. Mutation (Mutasi)

Operator mutasi digunakan untuk memodifikasi satu atau lebih nilai gen dalam satu individu. Cara kerjanya dengan membangkitkan sebuah nilai random r_k dimana $k = 1,2,..., m$ (panjang kromosom). Probabilitas mutasi (Pm) ditentukan dan digunakan untuk mengendalikan frekuensi operator mutasi. Apabila nilai random r_k < Pm maka gen ke-k kromosom tersebut terpilih untuk mengalami mutasi. Mutasi dengan mengganti gen 0 dengan 1 atau sebaliknya gen 1 dengan 0. Misalnya diskon flip yaitu membalik nilai ke 1 atau 1 ke 0. Proses mutasi terjadi apabila nilai $r_k < Pm$ maka gen ke-k digantikan oleh suatu nilai random yang dibangkitkan pada range terkecil sesuai dengan permbentukan populasi awal.

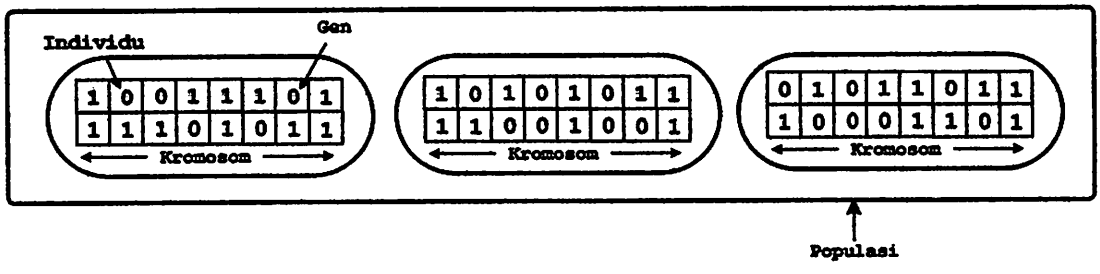
Fungsi dari operator mutasi adalah untuk mengfindari agar solusi permasalahan yang diperoleh bukan merupakan solusi optimum lokal. Seperti halnya pada operator crossover, tipe dan implementasi dari operator mutasi bergantung pada jenis pengkodean dan permasalahan yang dihadapi. Sebetapa sering mutasi 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.

2.6.2. Skema Algoritma Genetika Diploid

Kesimpulan yang sangat penting dari teorema skema GA adalah beberapa skema dengan kemampuan diatas rata-rata akan memperkerjakan hampir sebagian besar populasi setelah beberapa generasi, dan keanekaragaman dalam populasi akan berkurang dengan cepat. Pengurangan keanekaragaman bagaimanapun akan menyebabkan konvergen sebelum waktunya sampai optimum lokal. Salah satu cara untuk meningkatkan keanekaragaman dalam GA adalah meningkatkan ukuran populasinya. Akan tetapi hal ini juga meningkatkan waktu yang diminta untuk populasi tersebut untuk berkumpul ke daerah optimal dalam ruang pencarian. Lebih dari itu, mustahil untuk berhubungan dengan ukuran populasi yang besar berkaitan dengan beban komputasional yang terjadi. Dengan sebuah mekanisme yang dominan, struktur kromosom diploid dapat melindungi gen-gen dengan baik. Dengan kata lain, hal ini memberikan suatu kesempatan untuk melindungi kombinasi mereka, yang sebelumnya bermanfaat, dari seleksi yang berbahaya sebagai yang terdesak.

Keunggulan metode Genetika Diploid ini dibandingkan Algoritma Genetika yang konvensional, yaitu mampu memelihara keanekaragaman gen dalam suatu populasi yang terbatas sehingga dapat menghindari terjadinya konvergen pada optimum lokal (*local Optimation*) untuk mendapatkan optimasi yang maksimal (*Global Optimation*).

Perbedaan yang mendasar antara GA dan Genetika Diploid hanya pada jumlah kromosom dan proses penyilangannya (*crossover*). Ilustrasi kromosom untuk Genetika Diploid dapat dilihat pada gambar 2.11.



Gambar 2 - 11. Bentuk Kromosom Pada Genetika Diploid

2.6.2. Skema Algoritma Genetika Diploid

Kesimpulan yang sangat penting dari teorema skema GA adalah beberapa skema dengan kemampuan diatas rata-rata akan memperkopiakan hampir sebanyak besar populasi setelah beberapa generasi, dan kemunkaregaman dalam populasi akan berkurang dengan cepat. Pengurangan kemunkaragaman bagaimanapun akan menyebabkan konvergen sebelum waktunya sampai optimum lokal. Salah satu cara untuk meningkatkan kemunkaragaman dalam GA adalah meningkatkan ukuran populasinya. Akan tetapi hal ini juga meningkatkan waktu yang dimiliki untuk populasi tersebut untuk berkumpul ke decrah optimal dalam ruang pencarian. Lebih dari itu, mustahil untuk berhubungan dengan ukuran populasi yang besar berkaitan dengan bahan kompulasional yang terjadi. Dengan sebuah mekanisme yang dominan struktur kromosom diploid dapat melindungi gen-gen dengan baik. Dengan kata lain, hal ini memberikan suatu kesempatan untuk melindungi kombinasi merela yang sebelumnya bermanfaat, dari seleksi yang berbahaya sebagai yang terdeteksi.

Kemunggulan metode Genetika Diploid ini dibandingkan Algoritma Genetika yang konvensional, yaitu mampu memodifikasi kemunkaragaman gen dalam suatu populasi yang terbatas sehingga dapat mengbindari terjadinya konvergen pada *optimum lokal* (*local Optimation*) untuk mendapatkan optimasi yang maksimal (*Global Optimation*).

Perbedaan yang mendasar antara GA dan Genetika Diploid hanya pada jumlah kromosom dan proses penyilangannya (*crossover*). Ilustrasi kromosom untuk Genetika Diploid dapat dilihat pada gambar 2.11.

Gambar 2 - 11. Bentuk Kromosom Pada Genetika Diploid

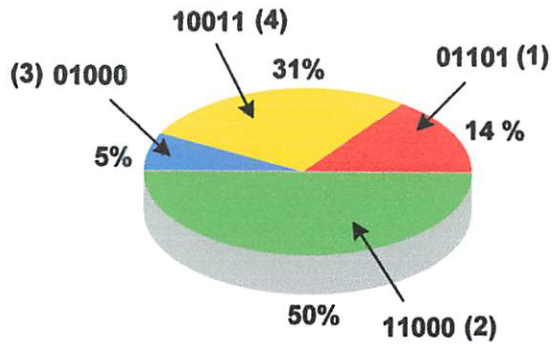
Pada Genetika Diploid ada sepasang kromosom dalam satu individu atau sepasang deret gen pada satu individu. Pada genotip GA, deret kromosom sebuah individu dapat ditandai secara langsung sebagai sebuah solusi. Akan tetapi karena pada Genetika Diploid masing-masing individu mempunyai dua deret kromosom maka sebuah metode tidak langsung diperlukan untuk mengkalkulasi kemampuannya.

Proses pengerjaan Genetika Diploid sama dengan Algoritma Genetika yang konvesional yaitu menggunakan tiga operator genetika yaitu operator seleksi, crossover dan mutasi. Namun untuk operator penyilangannya (*crossover*) mereka mempunyai perbedaan yaitu kalau pada GA *crossover* menggunakan *one ponit* atau *multipoint croosver* sedangkan kalau pada Genetika Diploid menggunakan *separating* (pemisahan) dan *recombining* (penggabungan).

2.6.3. Ilustrasi Proses Kerja GA

POPULASI AWAL

No	Kromosom	*fitness*	% dari jumlah
1	01101	169	0.14
2	11000	576	0.50
3	01000	64	0.05
4	10011	361	0.31
Jumlah		1170	



ROULETTE WHEEL

Pada Genetika Diploid ada sepasang kromosom dalam satu individu atau sepasang dere yen pada satu individu. Pada genotip G/. dere kromosom sebuah individu dapat ditunda secara lungsung sebagai sebuah solusi. Akan tetapi karena pada Genetika Diploid masing-masing individu mempunyai dua dere kromosom maka sebuah metode tidak langsung diperlukan untuk mengkalkulasi kemampuannya.

Proses pengerjaan Genetika Diploid sama dengan Algoritma Genetika yang konvesional yaitu menggunakan tiga operator genetika yaitu operator seleksi. crossover dan mutasi. Namun untuk operator penyilangannya (crossover) mereka mempunyai perbedaan yaitu kalau pada GA crossover menggunakan one point atau multipoint crossover sedangkan kalau pada Genetika Diploid menggunakan segmenting (pemisahan) dan recombining (penggabungan).

2.6.3. Ilustrasi Proses Kerja GA

POPULASI AWAL

No	Kromosom	fitness	% dari jumlah
1	01101	169	0,14
2	11000	576	0,50
3	01000	64	0,05
4	10011	361	0,31
Jumlah		1170	

ROULETTE WHEEL

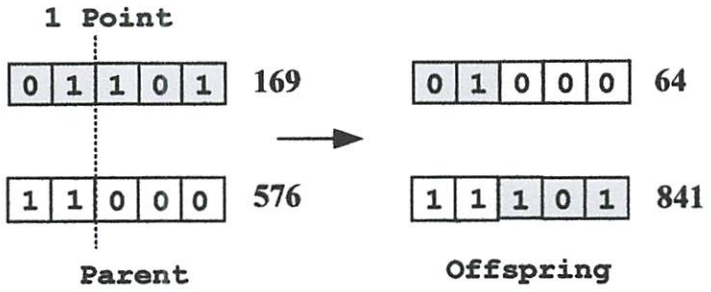
KROMOSOM HASIL SELEKSI

No	String	*fitness*
1	11000	576
2	11000	576
3	10011	361
4	01101	169
Jumlah		1682

KROMOSOM YANG AKAN DI CROSSOVER DENGAN P_C = [0.6 1]

No	String	*fitness*
1	11000	576
2	11000	576
3	10011	361
4	01101	169
Jumlah		1682

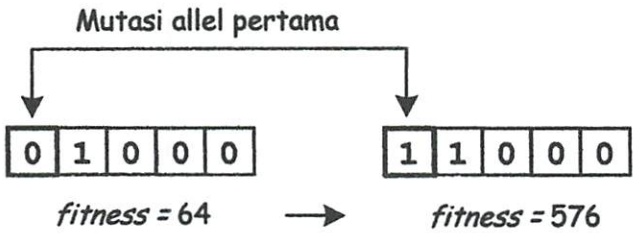
CROSSOVER



KROMOSOM SETELAH DI CROSSOVER

No	String	*fitness*
1	11000	576
2	11101	841
3	10011	361
4	01000	64
Jumlah		1842

MUTASI KROMOSOM DENGAN P_M = [0.01 0.02]



KROMOSOM SETELAH DI MUTASI

No	String	*fitness*
1	11000	576
2	11101	841
3	10011	361
4	11000	576
Jumlah		2354

POPULASI AWAL GENERASI KE-2

No	String	*fitness*
1	11000	576
2	11101	841
3	10011	361
4	11000	576
Jumlah		2354

2.6.4. Ilustrasi Proses Kerja Genetika Diploid

POPULASI AWAL

No	Kromosom	fit	fit dom	% dari jumlah
1	E F G H → 169 e f g h → 235		235	0.15
2	A B C D → 576 a b c d → 174		576	0.38
3	W X Y Z → 363 w x y z → 64		363	0.24
4	O P Q R → 78 o p q r → 361		361	0.23
	Jumlah		1535	

KROMOSOM SETELAH DI MUTASI

No	String	Fitness
1	11000	576
2	11101	841
3	10011	361
4	11000	576
Jumlah		2354

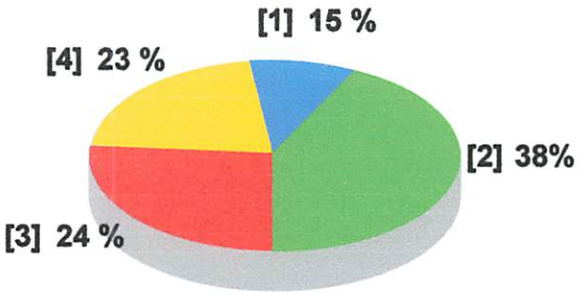
POPULASI AWAL GENERASI KE-2

No	String	Fitness
1	11000	576
2	11101	841
3	10011	361
4	11000	576
Jumlah		2354

2.6.4. Ilustrasi Proses Kerja Genetika Diploid

POPULASI AWAL

No	Kromosom	fit	fit dom	% dari jumlah
1	E F G H e f g h	1632 2352	2352	0.15
2	A B C D a b c d	5764 1744	5764	0.38
3	W X Y Z w x y z	3632 64	3632	0.24
4	O P Q R o p q r	78 3612	3612	0.23
Jumlah			15352	



ROULETTE WHEEL

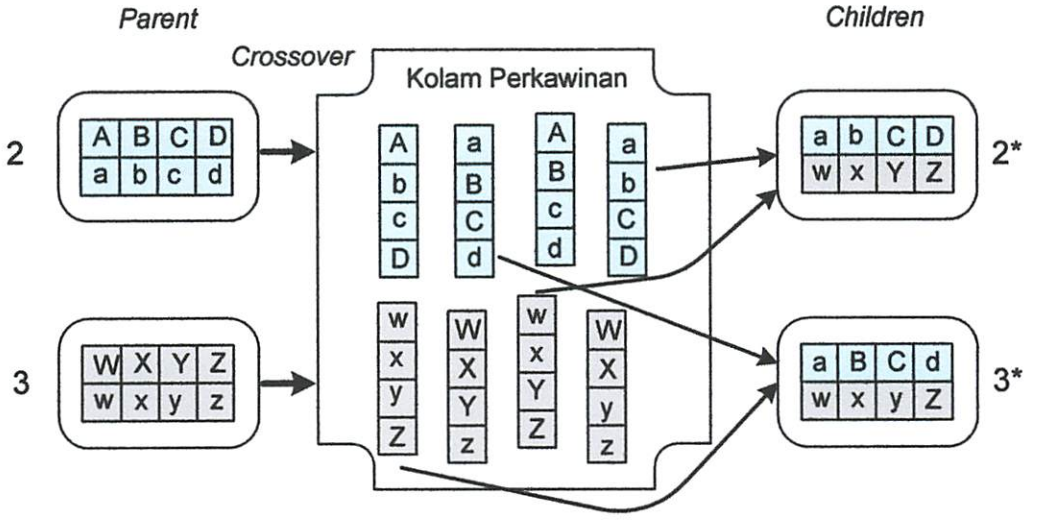
KROMOSOM HASIL SELEKSI

No	Kromosom	fit	fit dom
1	A B C D → 576 a b c d → 174		576
2	A B C D → 576 a b c d → 174		576
3	W X Y Z → 363 w x y z → 64		363
4	E F G H → 169 e f g h → 235		235
	Jumlah		1750

KROMOSOM YANG AKAN DI CROSSOVER
DENGAN P_C = [0.6 1]

No	Kromosom	fit	fit dom
1	A B C D → 576 a b c d → 174		576
2	A B C D → 576 a b c d → 174		576
3	W X Y Z → 363 w x y z → 64		363
4	E F G H → 169 e f g h → 235		235
	Jumlah		1750

CROSSOVER



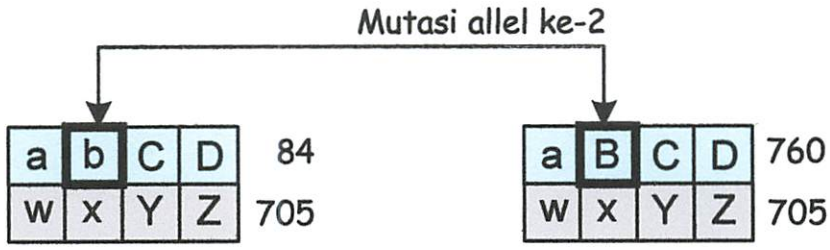
Pada gambar diatas menjelaskan proses penyilangan yang terjadi pada Genetika Diploid. Langkah yang dilakukan adalah:

- Pemisahan (Separating) : Asumsikan kita memiliki 2 individu parent yang akan disilangkan diantara keduanya. Sebelum disilangkan kita harus pisahkan kromosom parent 1 dan parent 2 untuk dikumpulkan ditempat atau dikolam perkawinan.
- Penggabungan Kembali (Recombining) : Ketika akan membentuk inidividu baru maka pilih salah satu kromosom dari parent 1 dan kromosom dari parent 2 untuk digabungkan kembali menjadi individu anak diploid yang memiliki sifat atau membawa sifat kedua orang tuanya.

KROMOSOM SETELAH CROSSOVER

No	Kromosom	fit	fit dom
1	A B C D → 576 a b c d → 174		576
2*	a b C D → 84 w x Y Z → 705		705
3*	a B C d → 424 w x y Z → 300		424
4	E F G H → 169 e f g h → 235		235
	Jumlah		1940

MUTASI KROMOSOM DENGAN P_M = [0.01 0.02]



KROMOSOM SETELAH CROSSOVER

No	Kromosom	Fit	Random
1	A B C D a b c d	576 1744	576
2*	a b C D w x Y Z	84 7105	7105
3*	a B C d w x Y Z	4244 3009	4244
4	E F G H e f g h	1569 2355	2355
	Total sh		13940

MUTASI KROMOSOM DENGAN P_m = [0.01 0.02]

Mutasi dilsi ke-2

KROMOSOM SETELAH DI MUTASI

No	Kromosom	fit	fit dom
1	A B C D → 576 a b c d → 174		576
2**	a B C D → 760 w x Y Z → 705		760
3*	a B C d → 424 w x y Z → 300		424
4	E F G H → 169 e f g h → 235		235
	Jumlah		1995

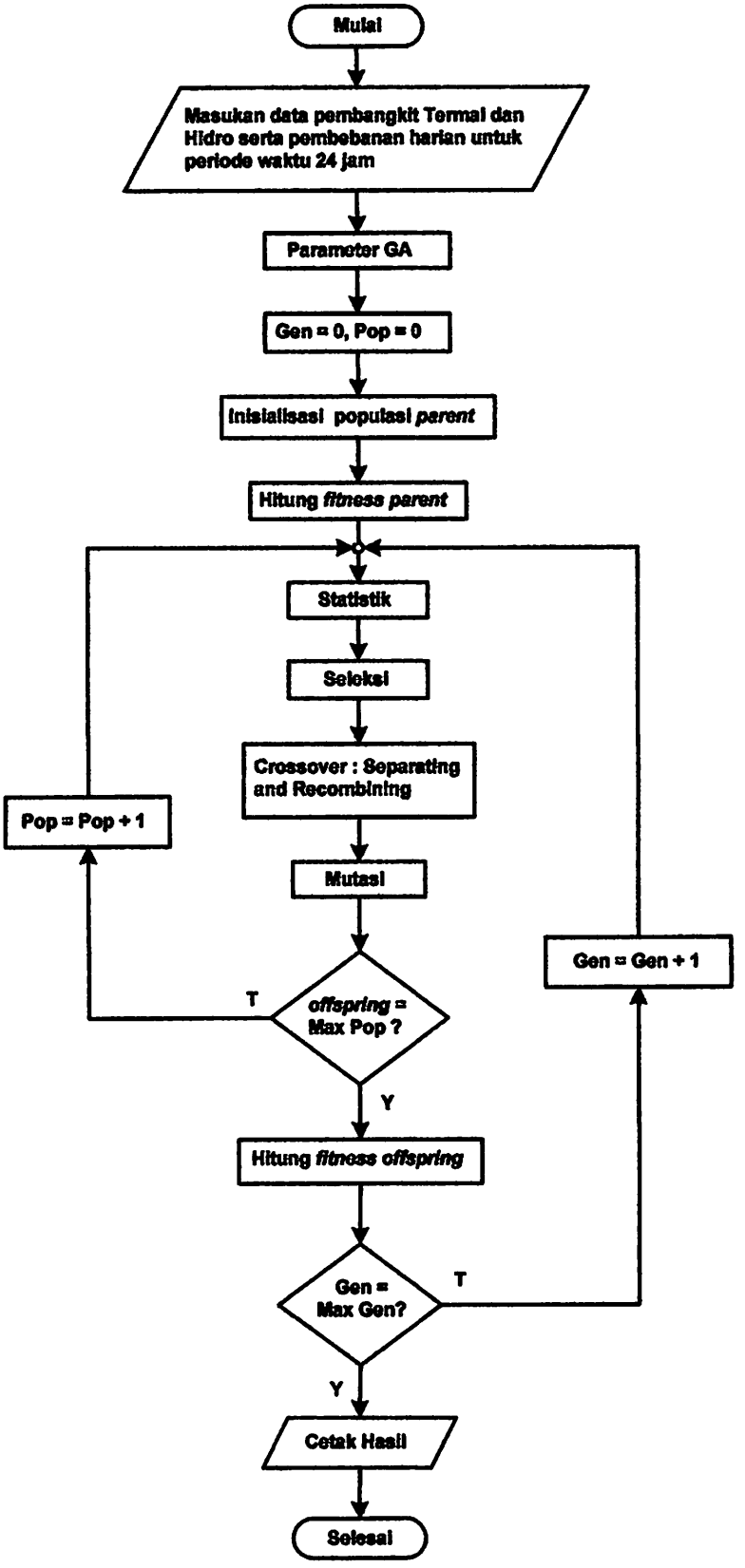
POPULASI AWAL GENERASI KE-2

No	Kromosom	fit	fit dom
1	A B C D → 576 a b c d → 174		576
2**	a B C D → 760 w x Y Z → 705		760
3*	a B C d → 424 w x y Z → 300		424
4	E F G H → 169 e f g h → 235		235
	Jumlah		1995

No	Kromosom	Fit	Fit dom
1	A B C D a b c d	576 174	576
2**	a B C D w x Y Z	760 705	760
3*	a B C d w x y Z	424 300	424
4	E F G H e f g h	169 235	235
	Jumlah		1995

No	Kromosom	Fit	Fit dom
1	A B C D a b c d	576 174	576
2**	a B C D w x Y Z	760 705	760
3*	a B C d w x y Z	424 300	424
4	E F G H e f g h	169 235	235
	Jumlah		1995

2.6.5. Flowchart Algoritma Program



2.6.5. Flowchart Algoritma Program


INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
ITN
MALANG

BAB III

PENERAPAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI

3.1. Pembangkit Hidro

3.1.1. PLTA Sutami

PLTA Sutami terletak di kecamatan Sumber Pucung, kurang lebih 35 km disebelah selatan kota Malang kearah Blitar, dengan lokasi ketinggian 278 m diatas permukaan laut dan dioperasikan dengan memanfaatkan air dari sungai Brantas dengan produksi energi rata-rata sebesar 488 juta kWh per tahun serta dalam pengoperasian tenaga listrik termasuk dalam wilayah sub sistem Jawa Timur dan Bali.

PLTA Sutami merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh unit induk yaitu PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Sutami dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Sengguruh ditambah remaining basin Karangkates dan waduk Lahor yang masuk ke waduk Karangkates, dimana air dari waduk Lahor dialirkan melalui terowongan penghubung sepanjang 850 meter ke waduk Karangkates.

Pada tahap satu pembangunan PLTA Sutami selesai dibangun pada bulan Agustus 1973 . PLTA Sutami mempunyai dua unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 35 MW. Dengan selesai dibangunnya Bendungan Lahor pada tahap dua yang bertujuan untuk pengendalian banjir, irigasi, dan untuk menambah kapasitas air waduk Karangkates dalam pembangkitan tenaga listrik, maka dipasang unit pembangkit ketiga dengan kapasitas 35 MW yang diresmikan oleh Menteri Pekerjaan Umum dan Tenaga Listrik, saat itu Prof. Dr. Ir. Sutami pada tanggal 25 April 1976.

BAB III

PENERAPAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA – BALI

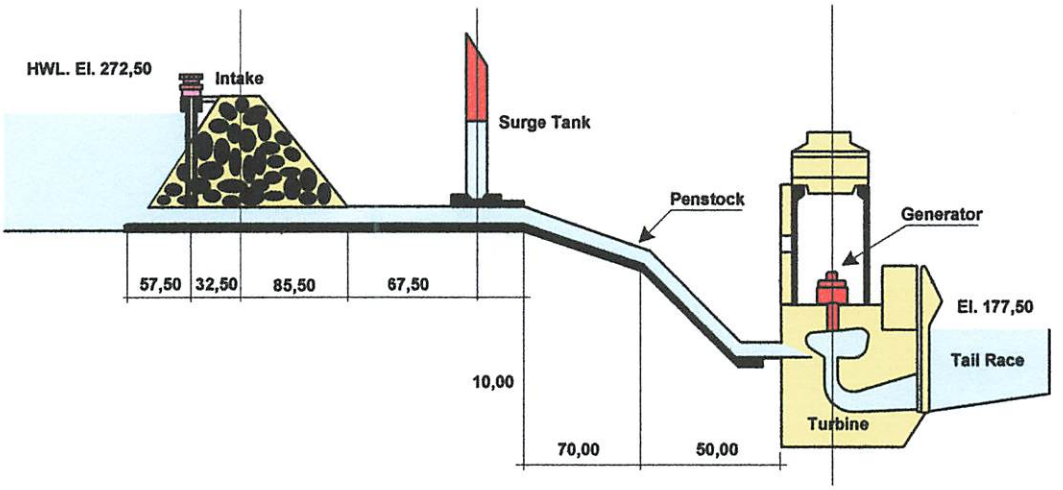
3.1. Pembangkit Hidro

3.1.1. PLTA Sutami

PLTA Sutami terletak di kecamatan Sumber Pucung, kurang lebih 35 km disebelah selatan kota Malang kearah Blitar, dengan lokasi ketinggian 278 m diatas permukaan laut dan dioperasikan dengan memanfaatkan air dari sungai Brantas dengan produksi energi rata-rata sebesar 488 juta kWh per tahun serta dalam pengoperasian tenaga listrik termasuk dalam wilayah sub sistem Jawa Timur dan Bali.

PLTA Sutami merupakan salah satu unit PLTA dari sectas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh unit induk yaitu PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Sutami dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Sengguruh ditambah remaining basin Karangkates dan waduk Lahor yang masuk ke waduk Karangkates, dimana air dari waduk Lahor dialirkan melalui terowongan pengbubung sepanjang 850 meter ke waduk Karangkates.

Pada tahap satu pembangunan PLTA Sutami selesai dibangun pada bulan Agustus 1973 . PLTA Sutami memparyai dua unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 35 MW. Dengan selesai dibangunnya Bendungan Lahor pada tahap dua yang bertujuan untuk pengendalian banjir irigasi, dan untuk menambah kapasitas air waduk Karangkates dalam pembangkitan tenaga listrik, maka dipasang unit pembangkit ketiga dengan kapasitas 35 MW yang direncanakan oleh Menteri Pekerjaan Umum dan Tenaga Listrik, saat itu Prof. Dr. Ir. Sutami pada tanggal 25 April 1976.



Gambar 3 – 1. Skema PLTA Sutami

Waduk Karangkates dilengkapi dengan Hollow Jet Valve (HJV) yang berfungsi untuk penambahan / suplesi air irigasi bila diperlukan. Bila air yang keluar lewat turbin terlalu kecil debitnya dibandingkan dengan air yang dibutuhkan untuk irigasi, maka untuk menambah debit air kita perlu membuka Hollow Jet Valve.

Tabel 3 – 1
Data Teknis Waduk Sutami

Jenis	Luas DPS (Km^2)	Water Level (m)	Kapasitas ($juta/m^3$)	Fungsi
Waduk Tahunan Rock Fill Dam	2.050	FWL = 277,0 HWL = 272,5 LWL = 246,0 TWL = 177,5	Max, 343 Efektif , 253	1. Pengendalian banjir 2. Irigasi (76,651 Ha) 3. PLTA 3 X 35 MW (488 juta kWh / Tahun) 4. Penyediaan air baku 5. Perikanan darat dan pariwisata

Gambar 3 – 1. Skema PLTA Saluni

Waduk Kamangkaca dilengkapi dengan Hollow Jet Valve (HJV) yang berfungsi untuk pemanfaatan / supplesi air ingasi bila diperlukan. Bila air yang keluar lewat turbin terlalu kecil debitnya ditambahkan dengan air yang dikeluarkan untuk irigasi, maka untuk pemanfaatan debit air kita perlu membuka Hollow Jet Valve.

Tabel 3 – 1
Data Teknis Waduk Saluni

Jenis	Luas DPS (Km^2)	Water Level (m)	Kapasitas (juta/m^3)	Fungsi
Waduk Tabunan Rock Fill Dam	2,050	FWL = 277,0 HWL = 272,5 LWL = 246,0 TWL = 177,5	Max. 111 Efektif. 25,4	1. Pengendalian banjir 2. Irigasi (76,6 Ha) 3. PLTA 3 X 35 MW (488 juta KWh / tahun) 4. Penyediaan air baku 5. Perikanan darat dan pariwisata

Debit (m^3/dt)	Daerah Terendam (Km^2)
Air masuk Rencana rata-rata = 55,2 Banjir rencana = 1600	15
Spillway Type	Open chute memakai pintu air
Panjang saluran	600 m
Kapasitas	1600 m^3/dt
Panjang jembatan beton	12 m
Lebar jembatan beton	9,3 m
Panjang jembatan baja	22 m

Keterangan :

- DPS = Daerah Pengaliran Sungai
- FWL = Flood Water Level, muka air banjir
- HWL = High Water Level, muka air tinggi
- LWL = Low Water Level, muka air rendah.
- TWL = Tailrace Water Level

Data teknis yang ada di ruang kontrol, khususnya turbin dan generator terdiri dari tiga unit dengan spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 3 – 2
Kapasitas Turbin PLTA Sutami

Data Turbin	Per Unit Turbin	Data Turbin	Unit Turbin
Type	Vertical shaft Francis Reaction	Max Discharge	53,5 m^3/dt
Daya output	36.000 Kw	Max Gross Head	93,5 m
Rated Head	78 m	Max Net Head	89,7 m
Efective Head	85,3 m	Min Net Head	60,5 m
Speed	250 rpm	Buatan	Toshiba

Debit (m^3/dt)	Daerah Terendam (Km^2)
Air masuk Kerocoa rata-rata = 55,2 Banjir rencana = 1600	15
Spillway Type	Open chute memakai pintu air
Panjang saluran	600 m
Kapasitas	1600 m^3/dt
Panjang jembatan beton	12 m
Lebar jembatan beton	9,3 m
Panjang jembatan baja	22 m

Keterangan :

- DPS = Daerah Pengaliran Sungai
- FWL = Flood Water Level, muka air banjir
- HWL = High Water Level, muka air tinggi
- LWL = Low Water Level, muka air rendah.
- TWL = Tailrace Water Level

Data teknis yang ada di ruang kontrol. Khususnya turbin dan generator terdiri dari tiga unit dengan spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 5 - 2
Kapasitas Turbin PLTA Sutami

Data Turbin	Per Unit Turbin	Data Turbin	Unit Turbin
Type	Vertical shaft Francis Reaction	Max Discharge	53,5 m^3/dt
Daya output	36.000 Kw	Max Gross Head	92,5 m
Rated Head	78 m	Max Net Head	80,7 m
Effective Head	83,3 m	Min Net Head	60,5 m
Speed	230 rpm	Buatan	Toshiba

Tabel 3 – 3
Kapasitas Generator PLTA Sutami

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	Tak – 24. Poros Vertikal, semi payung dengan bantalan dorong type pegas
Daya output	39.000 kVA
Tegangan	11 Kv
Cos φ	0,9
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	B
Hubungan	Y, titik netral ditanahkan
Buatan	Toshiba, Japan

➢ **Pola Operasi Waduk Sutami**

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk-waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaat air dan pengelola melalui Panitia Tata Pengaturan Air (PTPA). Berhubung dengan adanya dua musim dalam setahun, maka dibuat dua jenis pola operasi waduk, yaitu pola operasi untuk musim hujan yang berlaku saat pengisian waduk dari Desember - Mei dan pola operasi untuk musim kemarau yang berlaku saat pengosongan waduk dan berlaku mulai dari Juni – November.

Mengingat jumlah ketersediaan air yang tercantum didalam pola operasi waduk (inflow) merupakan debit dengan tingkat keandalan tertentu, berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil ataupun lebih besar dari pola yang ada. Bila hal itu terjadi maka petugas di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak terkait. Dari sini dapat diketahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat menentukan dalam pembangkitan tenaga listrik.

Walaupun Low Water Level waduk Sutami minimumnya adalah 246 meter, namun dalam prakteknya level minimumnya adalah 267,28 meter. Hal ini karena dibawah level 267,28 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

Tabel 3 - 3
Kapasitas Generator PLTA Saguling

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	Tak – 24- Poros Vertikal, semi payung dengan bantalan doronng type pegas
Daya output	70.000 kVA
Tegangan	11 kV
Cos φ	0,9
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	B
Hubungan	Y, titik netral ditanahkan
Buatan	Toshiba, Japan

- **Pola Operasi Waduk Saguling**

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaat air dan pengelola melalui Panitia Tata Pengaturan Air (PTPA). Berhubung dengan adanya dua musim dalam setahun, maka dibuat dua jenis pola operasi waduk, yaitu pola operasi untuk musim hujan yang berlaku saat pergisian waduk dari December - Mei dan pola operasi untuk musim kemarau yang berlaku saat pengosongan waduk dari bulan Juni - November.

Mengingat jumlah keresediaan air yang tersedium didalam pola operasi waduk (inflow) memperkai lebih dengan tingkat kemudahan tersedia berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil daripada debit pola yang ada. Bila hal ini terjadi maka perlupa di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak terkait. Dari sini dapat dikatahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat mempengaruhi dalam pembangkitan tenaga listrik.

Walaupun Low Water Level waduk Saguling minimumnya adalah 240 meter. namun dalam prakteknya level minimumnya adalah 267,28 meter. Hal ini karena dibawah level 267,28 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

➢ **Volume Waduk Sutami**

Dalam mengoperasikan PLTA Sutami, adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk Sutami pada setiap elevasi. Hal ini diperlukan agar waduk Sutami dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum waduk Sutami adalah pada ketinggian 272,5 meter dan minimum pada ketinggian 267,28 meter.

Inflow waduk Sutami berasal dari outflow PLTA Sengguruh ditambah remaining basin Karangkates juga dari waduk Lahor yang dialirkan ke waduk Sutami melalui terowongan penghubung (Conection Tunel) sepanjang 850 meter.

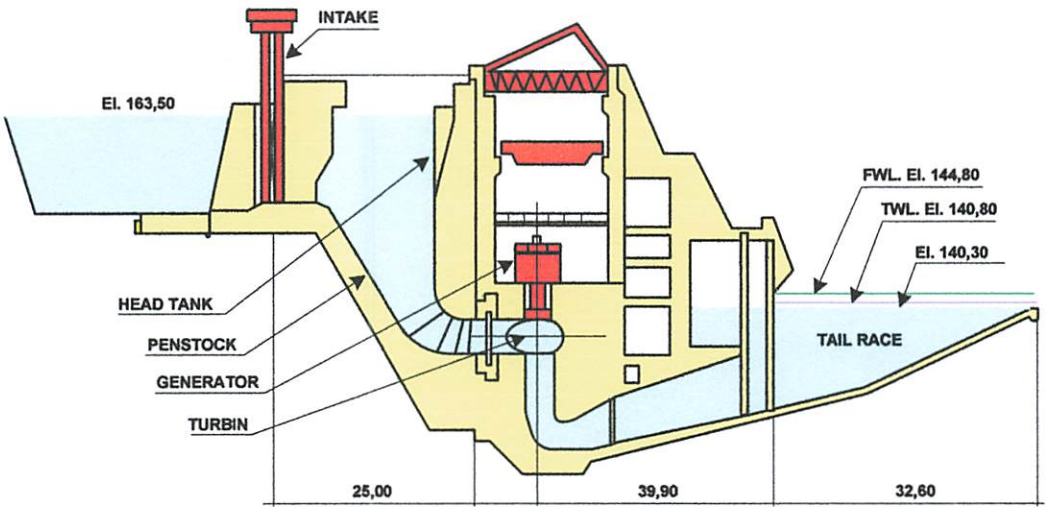
3.1.2. PLTA Wlingi

PLTA Wlingi terletak di kecamatan Sutojayan, kurang lebih 15 km kearah timur kota Blitar dan kurang lebih 30 km sebelah hilir bendungan Sutami. PLTA Wlingi dioperasikan dengan membendung sungai Brantas atau menerima outflow dari PLTA Sutami dan juga menampung air dari sungai Lekso dan sungai Jari, dengan energi produksi rata-rata sebesar 165 juta kWh / tahun serta dalam pengoperasian tenaga listrik termasuk dalam wilayah sub sistem Jawa Timur dan Bali.

PLTA Wlingi merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Wlingi dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Sutami ditambah dari remaining basin sungai Lekso dan sungai Jari yang masuk ke bendungan Wlingi.

PLTA Wlingi selesai dibangun dan diresmikan oleh Menteri Pertambangan dan Energi, yaitu Bapak Subroto pada tanggal 15 Mei 1981. PLTA Wlingi

mempunyai dua unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 27 MW. Adapun tujuan dibangunnya Bendungan Wlingi adalah sebagai waduk harian untuk pembangkitan listrik dan irigasi sehingga dilengkapi juga dengan pintu pengambilan air untuk irigasi.



Gambar 3 – 2. Skema PLTA Wlingi

Data teknis yang ada di ruang kontrol, khususnya turbin dan generator terdiri dari dua unit dengan spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 3 – 4
Kapasitas Turbin PLTA Wlingi

Data Turbin	Per Unit Turbin	Data Turbin	Unit Turbin
Type	Vertikal Kaplan	Max Discharge	149 m^3/dt
Daya output	27.800 kW	Max Gross Head	22,7 m
Rated Head	22,70 m	Max Net Head	161,5 m
Efective Head	22 m	Min Net Head	20,60 m
Speed	143 rpm	Buatan	Toshiba

Tabel 3 – 5
Kapasitas Generator PLTA Wlingi

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	VCT. AF Umbrella
Daya output	30.000 KVA
Tegangan	11 kV
Cos φ	0,9
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	C
Hubungan	Y, titik netral ditanahkan
Buatan	Meidensha, Japan

➢ **Pola Operasi Waduk Wlingi**

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk – waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaat air dan pengelola melalui Panitia Tata Pengatuaran Air (PTPA). Mengingat jumlah ketersediaan air yang tercantum didalam pola operasi waduk (inflow) merupakan debit dengan tingkat keandalan tertentu, berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil ataupun lebih besar dari pola yang ada. Bila hal itu terjadi maka petugas di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak terkait. Dari sini dapat diketahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat menentukan dalam pembangkitan tenaga listrik.

Low Water Level waduk Wlingi minimumnya adalah 162 meter, karena dibawah level 162 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

➢ **Volume Waduk Wlingi**

Dalam mengoperasikan PLTA Wlingi, adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk Wlingi pada setiap elevasi. Hal ini diperlukan agar waduk Wlingi dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum waduk Wlingi adalah pada ketinggian 164 meter dan minimum pada ketinggian 162 meter.

Inflow waduk Wlingi berasal dari outflow PLTA Sutami ditambah remaining basin sungai Lekso dan sungai Jari, yang dialirkan ke waduk Wlingi.

3.1.3. PLTA Lodoyo

PLTA Lodoyo terletak di sebelah hilir kurang lebih 7 km dari Bendungan Wlingi, tepatnya berada di Kecamatan Kanigoro Kabupaten Blitar. PLTA Lodoyo dioperasikan dengan memanfaatkan air sungai Jati dan kali Brantas dengan energi produksi rata-rata sebesar 36.470.000 kWh / tahun yang disalurkan melalui jaringan 22 kV ke PLTA Wlingi.

PLTA Lodoyo merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh unit induk, yaitu PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Lodoyo dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Wlingi ditambah remaining basin sungai Bogel dan sungai Siwalan yang masuk ke Bendungan Lodoyo.

Pembangunan Dam Lodoyo dilaksanakan oleh proyek Brantas dengan bantuan konsultan dari Nippon Koei Co. Ltd, pada bulan September 1983. PLTA Lodoyo dioperasikan secara komersial. PLTA Lodoyo mempunyai satu unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 4,5 MW. Adapun tujuan dibangunnya bendungan Lodoyo sebagai waduk harian untuk pembangkitan listrik dan irigasi sehingga dilengkapi juga dengan pintu pengambilan air untuk irigasi.

- Volume Waduk Wlingi

Dalam mengoperasikan PLTA Wlingi, adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk Wlingi pada setiap elevasi. Hal ini diperlukan agar waduk Wlingi dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum waduk Wlingi adalah pada ketinggian 164 meter dan minimum pada ketinggian 162 meter.

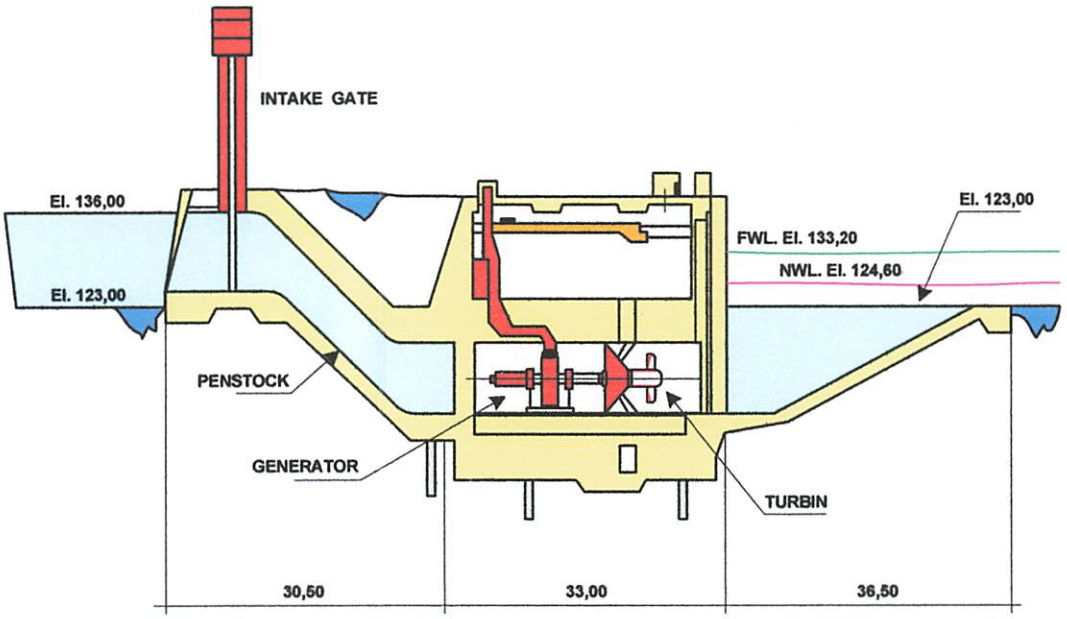
Inflow waduk Wlingi berasal dari outflow PLTA Sutami ditambah remaining basin sungai Lekso dan sungai lain yang dialirkan ke waduk Wlingi.

3.1.3. PLTA Lodoyo

PLTA Lodoyo terletak di sebelah hilir kurang lebih 7 km dari Bendungan Wlingi, tepatnya berada di Kecamatan Kanigoro Kabupaten Blitar. PLTA Lodoyo dioperasikan dengan memanfaatkan air sungai Jari dan kali Brantas dengan energi produksi rata-rata sebesar 30.470.000 kWh tahun yang disalurkan melalui jaringan 22 kV ke PLTA Wlingi.

PLTA Lodoyo merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh unit induk, yaitu PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Lodoyo dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Wlingi ditambah remaining basin sungai Bogel dan sungai Sirvalan yang masuk ke Bendungan Lodoyo.

Pembangunan Dam Lodoyo dilaksanakan oleh proyek Brantas dengan bantuan konsultan dari Nippon Koei Co. Ltd. pada bulan September 1983. PLTA Lodoyo dioperasikan secara komersial. PLTA Lodoyo mempunyai satu unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 4,5 MW. Adapun tujuan dibangunnya bendungan Lodoyo sebagai waduk harian untuk pembangkitan listrik dan irigasi sehingga dilengkapi juga dengan pintu pengambilan air untuk irigasi.



Gambar 3 - 3. Skema PLTA Lodoyo

Data teknis yang ada di ruang kontrol, khususnya turbin dan generator terdiri dari satu unit dengan spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 3 - 6
Kapasitas Turbin PLTA Lodoyo

Data Turbin	Per Unit Turbin	Data Turbin	Unit Turbin
Type	Horizontal Tubular	Max Discharge	47,20 m^3/dt
Daya output	4,7 kW	Max Gross Head	11,6 m
Rated Head	11,60 m	Max Net Head	54,4 m
Efective Head	8,50 m	Min Net Head	5,8m
Speed	150 rpm	Buatan	Toshiba

Tabel 3 - 7
Kapasitas Generator PLTA Lodoyo

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	EBK.AK Horisontal Shaft
Daya output	4,500 KW
Tegangan	6,600 V
Cos φ	0,85
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	C
Hubungan	Y, titik netral ditanahkan
Buatan	Meidensha, Japan

➢ **Pola Operasi Waduk Lodoyo**

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk-waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaat air dan pengelola melalui Panitia Tata Pengatuaran Air (PTPA). Mengingat jumlah ketersediaan air yang tercantum didalam pola operasi waduk (inflow) merupakan debit dengan tingkat keandalan tertentu, berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil ataupun lebih besar dari pola yang ada. Bila hal itu terjadi maka petugas di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak terkait. Dari sisi dapat diketahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat menentukan dalam pembangkitan tenaga listrik.

Low Water Level waduk Lodoyo minimumnya adalah 246 meter, karena dibawah level 246 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

Tabel 3 - 7
Kapasitas Generator PLTA Lodoyo

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	EHSK-VK Horisontal Shaft
Daya output	1.500 KW
Tegangan	6.600 V
Cos φ	0.85
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	C
Hubungan	Y. titik netral ditanahkan
Buatan	Meidensha. Japan

➢ **Pola Operasi Waduk Lodoyo**

Pola operasi waduk adalah usaha atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk-waduk yang dikepalai bersama oleh pemanfaat air dan pengelola meliputi Panitia Tata Pengaturan Air (PTPA). Menginat jumlah ketersediaan air yang terbatas didalam pola operasi waduk (inflow) merupakan dobit dengan tinglat kesandalan tertentu. berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil ataupun lebih besar dari pola yang ada. Bila hal itu terjadi maka pengga di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak terkait. Dari sisi dapat dikatahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat mempengaruhi dalam pembangkitan tenaga listrik.

Low Water Level waduk Lodoyo minimumnya adalah 246 meter. kurang dibanyah level 246 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

➢ **Volume Waduk Lodoyo**

Dalam mengoperasikan PLTA Lodoyo, adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk Lodoyo pada setiap elevasi. Hal ini diperlukan agar waduk Lodoyo dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum bendungan atau dam Lodoyo adalah pada ketinggian 136 m dan minimum pada ketinggian 125 meter.

Inflow waduk Lodoyo berasal dari outflow PLTA Wlingi ditambah remaining basin sungai Bogel dan sungai Siwalan yang dialirkan ke waduk Lodoyo

Tabel 3 – 8
Data Pola Operasi PLTA Hari Kamis Tanggal 4 Desember 2003

PLTA BRANTAS 4 Des 03	Jam	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Unit	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
SUTAMI	1	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30.5	30.5	30.5	29	29	29
	2	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30.5	30.5	30.5	29	29	29
	3	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30.5	30.5	30.5	29	29	29
	Total	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	91.5	91.5	91.5	87	87	87
Inflow		217.21	157.56	164.45	156.06	147.79	133.44	132.34	129.47	132.88	131.46	131.01	133.46	133.81	118.17	132.93	148.73	131.55	146.49	188.22	190.87	201.99	174.94	161.18	146.96
Outflow		147.87	143.69	150.58	142.19	147.79	147.31	146.21	143.34	146.75	145.33	144.88	147.33	147.67	145.77	146.78	148.73	145.34	146.49	146.82	149.34	146.52	147.21	147.31	146.96
El. Awal	260.20																								
El. Akhir	260.29																								
WLINGI	1	10	10	10	10	10	10	10	10			20	25	25	15	25	25	25	24	24	24	24	20	20	20
	2	20	20	19	19	19	19	19	20	19	15	15	13	13		20	20	20	19	17	17	17			15
	Total	30	30	29	29	29	29	29	30	19	15	35	38	38	15	45	45	45	43	41	41	41	20	20	35
Inflow		267.24	257.82	224.14	223.90	236.85	204.73	192.36	201.22	246.54	185.59	175.81	164.82	163.70	258.15	181.91	295.39	282.81	289.68	302.62	246.82	243.49	268.61	218.65	208.40
Outflow		156.50	156.50	156.50	151.75	149.00	149.00	151.75	151.75	112.62	98.25	167.37	200.74	206.00	112.03	194.19	236.00	231.50	228.93	211.04	203.53	178.85	154.56	155.99	150.84
El. Awal	163.35																								
El. Akhir	163.25																								
LODOYO	1	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Inflow		349.29	336.52	313.90	312.29	275.11	287.23	290.10	296.83	263.22	254.81	285.48	282.43	282.54	241.58	263.68	307.62	318.38	330.12	323.46	332.32	345.86	341.40	344.05	349.03
Outflow		49.71	49.71	49.71	47.34	49.71	47.34	47.34	47.34	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	52.08	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71
El. Awal	135.65																								
El. Akhir	135.66																								

Tabel 3 – 9
Data Pola Operasi PLTA Hari Sabtu Tanggal 6 Desember 2003

PLTA BRANTAS 6 Des 03	Jam	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Unit	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
SUTAMI	1	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30
	2	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30
	3	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30
	Total	90	90	90	90	90	90	90	75	75	75	75	75	75	60	60	60	60	90	90	90	90	90	90	90
Inflow		149.88	153.11	139.37	145.05	148.45	144.56	132.37	130.81	139.76	138.27	125.41	108.04	110.49	78.07	61.69	51.14	47.62	93.81	48.38	172.78	190.59	217.26	197.69	175.69
Outflow		149.88	150.11	146.65	145.05	148.45	144.56	147.64	130.81	124.89	123.01	125.41	123.31	125.76	108.60	97.30	98.61	96.70	134.22	145.31	145.83	150.18	144.44	150.22	148.55
El. Awal	260.29																								
El. Akhir	259.81																								
WLINGI	1	13	12	13	13	13	13	13	13		10	15	15	20	20	20	20	25	14		10	15	15	15	13
	2	14	13	12	12	10	10			10	10	15	15	15	15	15	15	20		10		10	10		10
	Total	27	25	25	25	23	23	13	13	10	20	30	30	35	35	35	35	45	14	10	10	25	25	15	23
Inflow		284.56	239.88	236.72	222.36	207.09	209.40	214.91	216.19	200.70	200.80	171.52	197.90	165.94	158.67	154.78	155.47	345.86	356.15	424.27	489.22	435.37	497.33	426.49	342.56
Outflow		139.50	133.16	130.00	130.00	124.99	122.50	108.79	68.75	66.26	74.19	131.42	154.00	179.63	181.25	181.25	185.25	192.33	181.99	20.08	80.34	87.76	130.00	95.55	95.36
El. Awal	163.35																								
El. Akhir	163.32																								
LODOYO	1	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Inflow		364.1	344.84	343.35	340.06	317.53	319.53	316.55	297.08	303.20	269.33	290.15	236.52	242.85	250.18	254.52	255.66	260.05	379.85	512.50	516.71	608.86	577.30	539.23	494.42
Outflow		49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71
El. Awal	135.66																								
El. Akhir	135.53																								

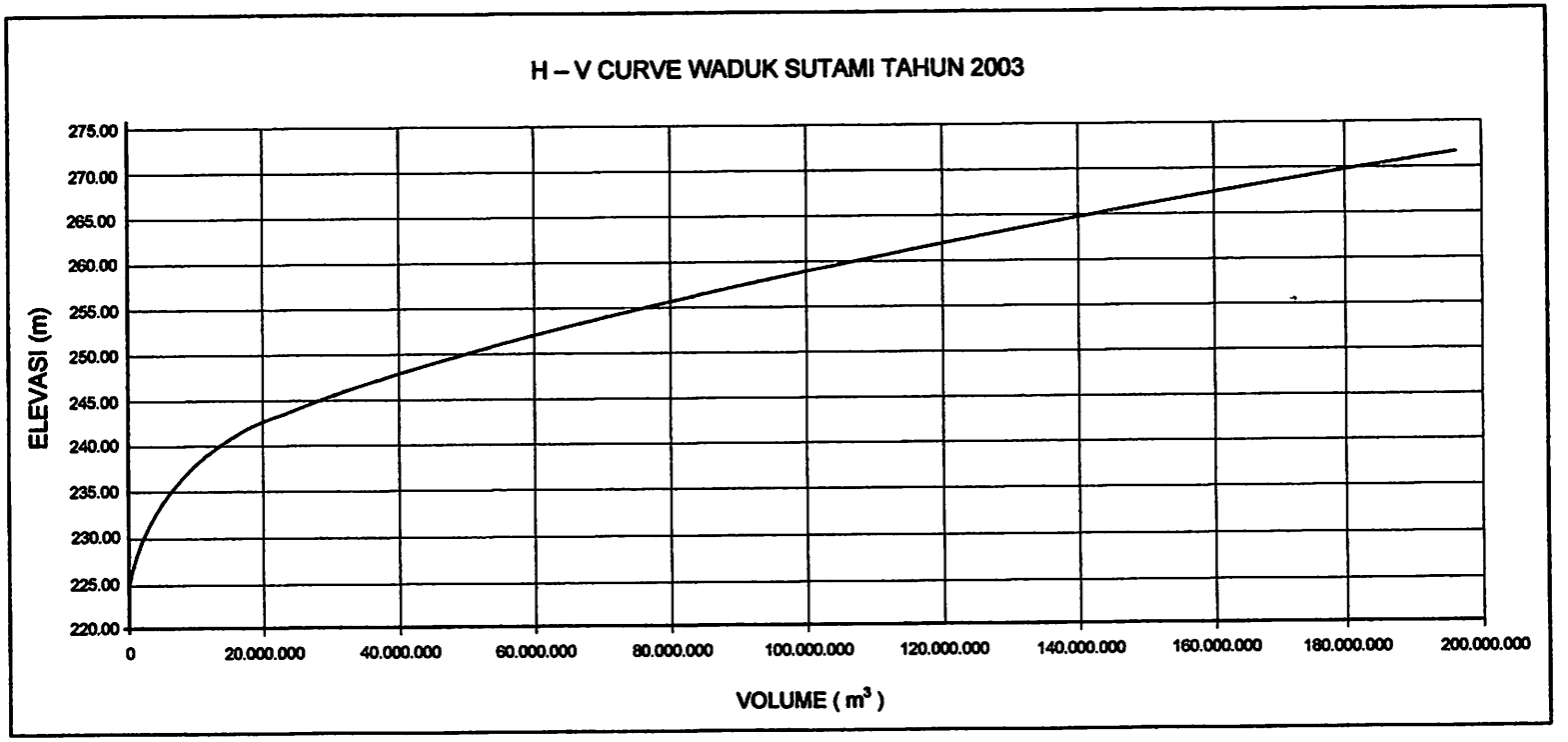
Tabel 3 – 10
Data Pola Operasi PLTA Hari Minggu Tanggal 7 Desember 2003

PLTA BRANTAS 7 Des 03	Jam	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Unit	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
SUTAMI	1	30	30	30	30	30	30	25											30	29	29	25	25	25	25
	2	30	30	30	30	30	30	25	20	20	25	20	20	20	20	20	20	20	30	29	29	25	25	25	25
	3	30	30	30	30	30	30	25	20	20	25	20	20	20	20	20	20	20	30	29	29	25	25	25	25
	Total	90	90	90	90	90	90	75	40	40	50	40	40	40	40	40	40	40	90	87	87	75	75	75	75
Inflow		161.18	147.02	147.99	132.56	147.21	132.27	113.32	85.95	54.13	79.47	67.28	56.55	55.45	40.17	44.24	76.94	77.58	117.00	141.14	153.17	136.13	146.04	123.10	109.44
Outflow		145.92	147.02	147.99	147.83	147.21	147.54	125.19	85.95	66.00	74.63	79.14	63.42	67.32	63.91	67.98	65.07	65.71	105.13	141.14	141.30	124.26	122.30	123.10	121.31
El. Awal	259.81																								
El. Akhir	259.77																								
WLINGI	1	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	20	20	20	20	15	18	20	20	20	20	20	20	20
	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15	17	20	19	18	14	11	10	10
	Total	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	35	35	35	35	30	35	40	39	38	34	31	30	30
Inflow		330.61	323.98	272.40	256.62	276.18	251.48	223.42	243.99	237.99	237.99	179.75	163.41	146.31	129.29	124.93	147.46	290.76	271.31	310.86	335.02	259.39	293.56	282.19	259.16
Outflow		122.50	122.50	124.50	120.75	117.50	117.50	117.50	87.75	98.93	63.60	87.98	169.98	185.98	185.98	108.13	162.76	158.06	210.06	202.33	195.38	188.26	163.79	154.75	153.50
El. Awal	163.32																								
El. Akhir	163.50																								
LODOYO	1	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Inflow		493.58	465.64	446.87	387.47	315.19	315.19	315.19	296.18	298.02	304.53	294.66	287.16	290.23	287.16	272.68	254.97	250.77	290.77	294.44	285.33	371.02	326.74	362.81	351.74
Outflow		49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	52.08	52.08	52.08	52.08	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71
El. Awal	135.53																								
El. Akhir	135.64																								

Page 3 of 10 – Appendix 1 to the Agenda for the Ordinary Council Meeting held on 10 December 2020

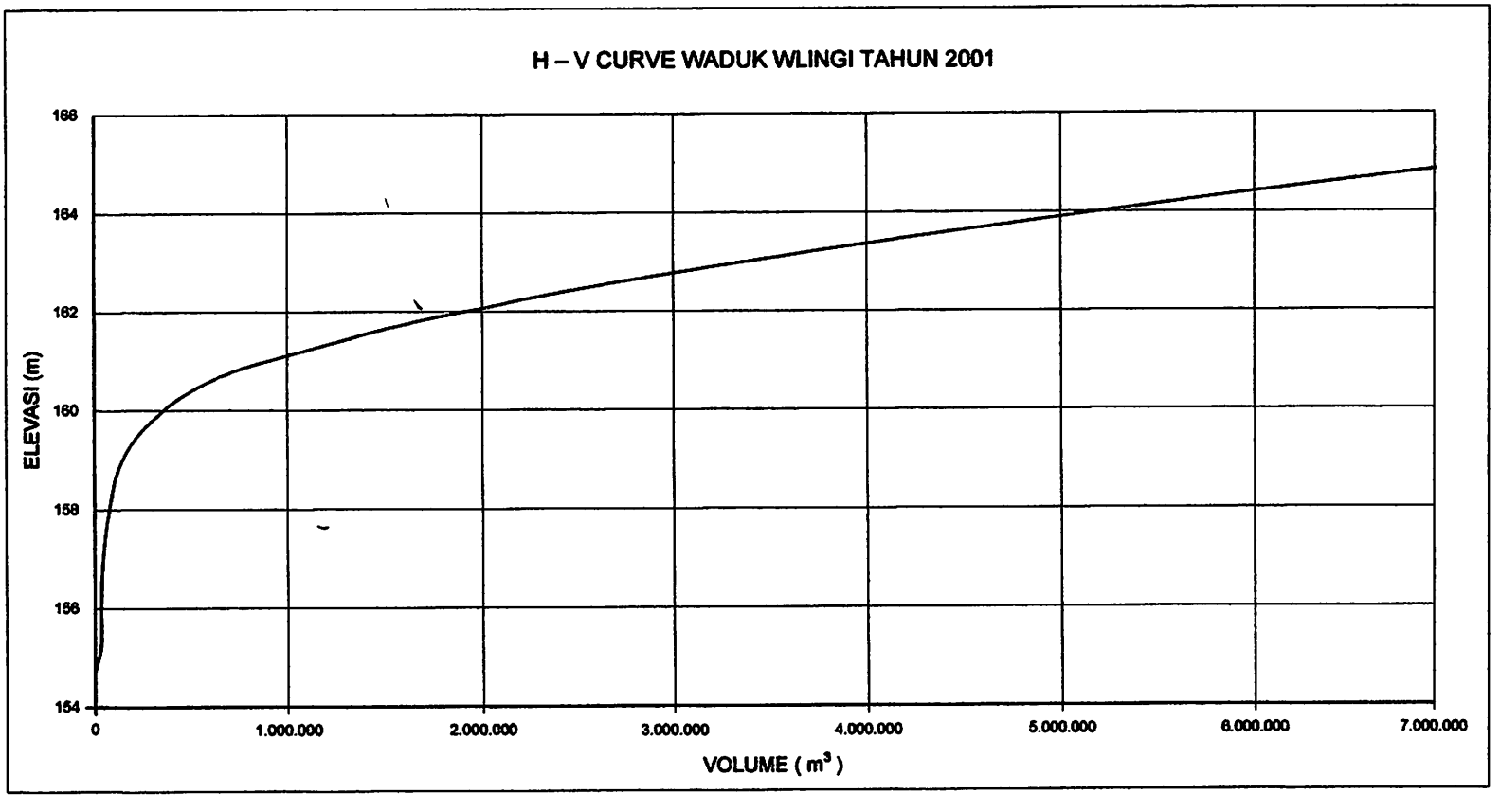
Grafik 3 – 1
Lengkung Kapasitas Waduk Sutami

Rumus : $V = -678.344.110.063{,}284 + 14.176.751.340{,}5044\ h - 118.350.570{,}37768 h^2 + 493.480{,}9147173\ h^3 - 1.028{,}14188541\ h^4 + 0{,}85672749569\ h^5$



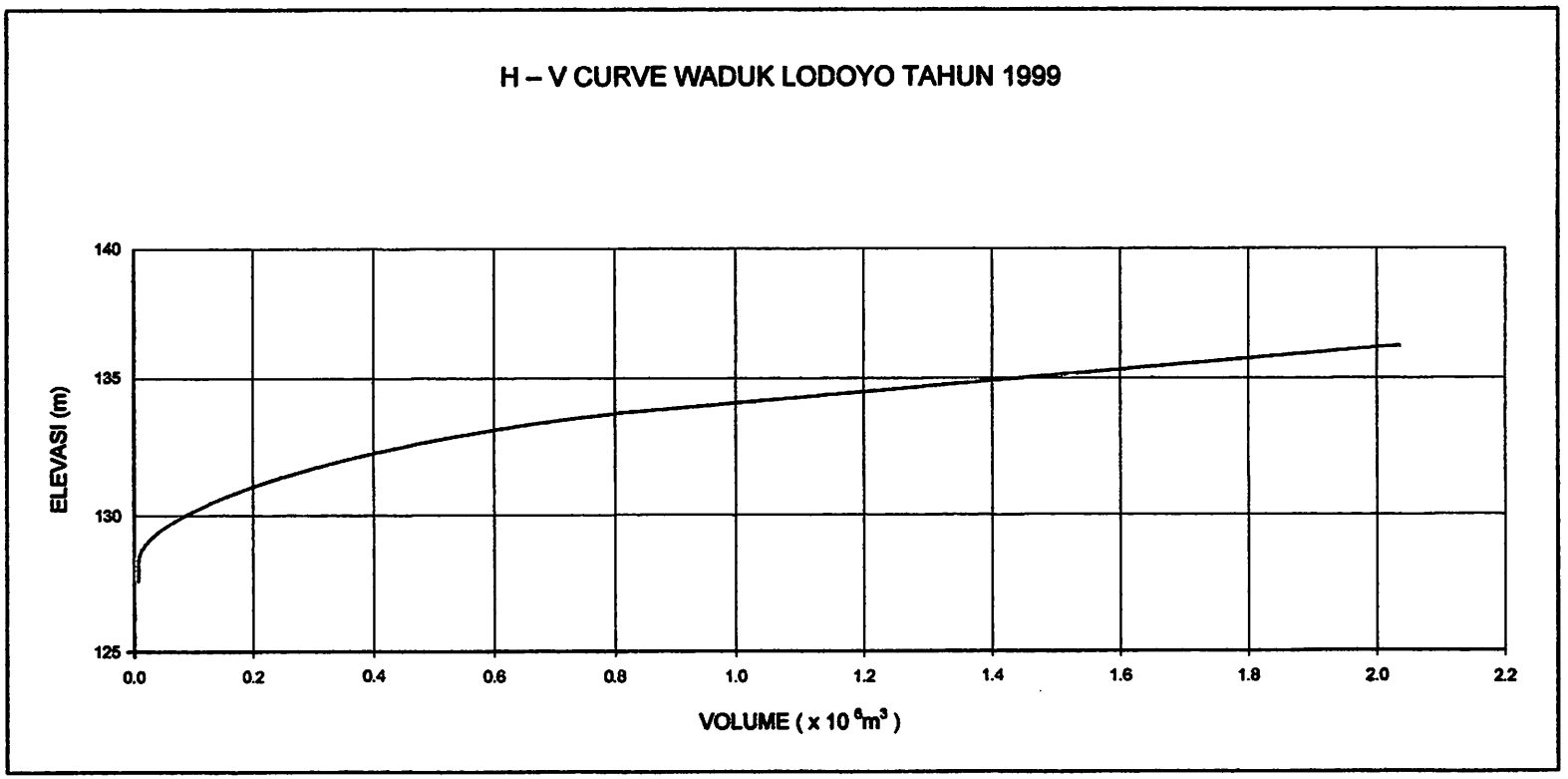
Grafik 3 – 2
Lengkung Kapasitas Waduk Wlingi

Rumus : $V = 20.862.139.584,741000 - 531.163.491,579845\ h + 3.272.221,001615960\ h^2 + 12.914,43582945410\ h^3 - 185,437381879332\ h^4 + 0.467170166834\ h^5$



Grafik 3 – 3
Lengkung Kapasitas Waduk Lodoyo

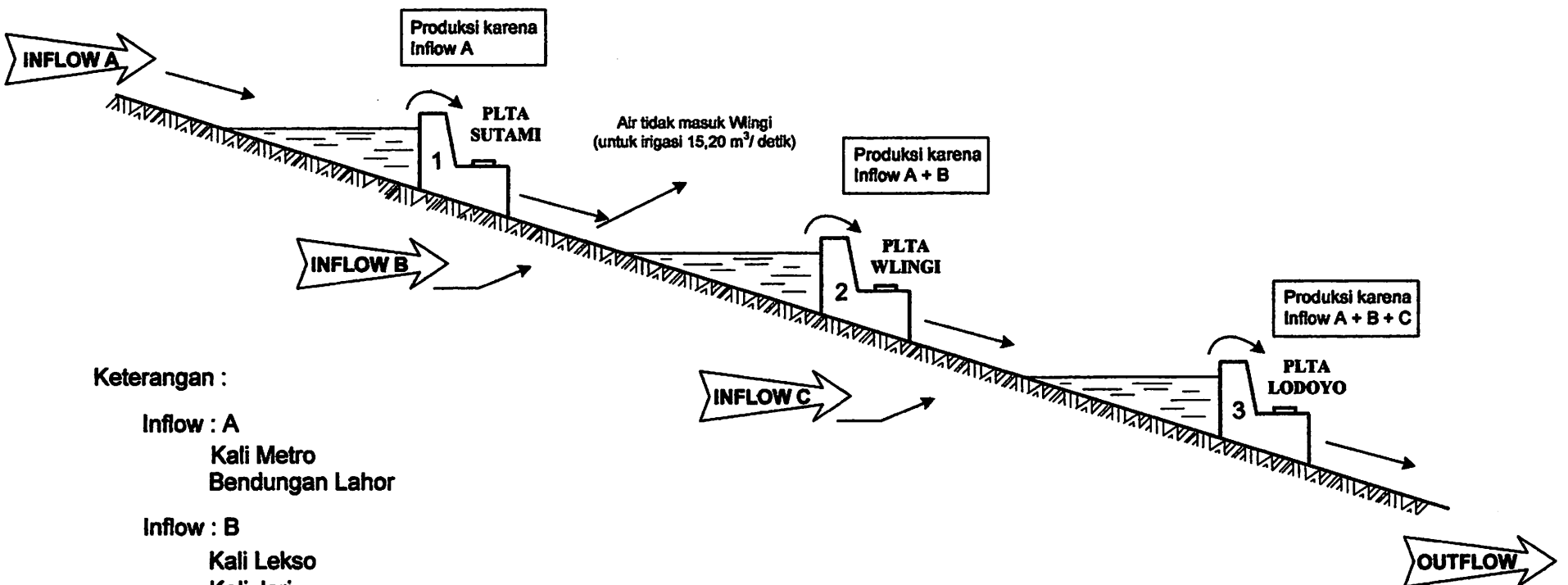
Rumus : $V = -4583124334{,}54836 - 709953290{,}31764\,h + 24156989{,}65252\,h^2 - 284317{,}20432\,h^3 + 1458{,}67647\,h^4 - 2{,}78335\,h^5$



Kurva : V = -4283154334.24839 – 10999235000.31504 H + 3412908902.92525 H^2 -528431750435 H^3 + 1428.03043 H^4 - 5.78332 H^5

Gambar 3 – 3
Lengkung Kapasitas Waduk Lodoyo

PLTA dalam Kaskade
PLTA SUTAMI, WLINGI, LODOYO



Keterangan :

Inflow : A
- Kali Metro
- Bendungan Lahor

Inflow : B
- Kali Lekso
- Kali Jari

Inflow : C
- Kali Bogel
- Kali Siwalan

Gambar 3 – 4. PLTA Dalam Kaskade

PLTA dalam Kaskade
PLTA SUTAMI, WLINGI, LODOYO

Keterangan :

Inflow : A
Kali Metro
Bendungan Lahor

Inflow : B
Kali Lekso
Kali Jari

Inflow : C
Kali Bogel
Kali Siwalan

Gambar 3 – 4. PLTA Dalam Kaskade

3.2. Pembangkit Termal

PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) dalam penyelenggaraan usaha ketenagalistrikan berdasarkan prinsip industri dan perniagaan yang sehat, dituntut mampu bersaing dan dan mampu memanfaatkan sebesar – besarnya peluang pasar dalam bidang tenaga listrik. Dalam hal tersebut PT. Pembangkitan Jawa Bali harus menjaga efisiensi dan keandalan operasional penyediaan tenaga listrik dari pembangkit – pembangkit yang dimilikinya.

Dengan demikian merupakan suatu keharusan bagi seluruh jajaran PT. Pembangkitan Jawa Bali agar selalu berupaya untuk meningkatkan kondisi penyediaan tenaga listrik dari pembangkit agar lebih ekonomis, bermutu dan didukung keandalan yang tinggi.

3.3. Data Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang berada dalam 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 table 3 - 11 dan 3 - 12 , untuk harga bahan bakar berdasarakan data statistik PLN tahun 2002 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9000,00 per satuan dolar Amerika.

3.2. Pembangkit Termal

PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) dalam penyelenggaraan usaha ketenagalistrikan berdasarkan prinsip industri dan pemigaan yang sehat, dituntut mampu bersaing dan dan mampu memanfaatkan sebesar – besarnya peluang pasar dalam bidang tenaga listrik. Dalam hal tersebut PT. Pembangkitan Jawa Bali harus menjaga efisiensi dan keandalan operasional penyediaan tenaga listrik dari pembangkit – pembangkit yang dimilikinya.

Dengan demikian merupakan suatu kebanggaan bagi seluruh jajaran PT. Pembangkitan Jawa Bali agar selalu berupaya untuk meningkatkan kondisi penyediaan tenaga listrik dari pembangkit agar lebih ekonomis, bermutu dan didukung keandalan yang tinggi.

3.3. Data Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang berada dalam 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 table 3 - 11 dan 3 - 12 . untuk harga bahan bakar berdasarkan data statistik PLN tahun 2002 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9000,00 per satuan dolar Amerika.

Tabel 3 - 11
Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa - Bali

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
			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 CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
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 CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
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 CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
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 Gresik 3	Gas	5	16	3	1	1	0
22	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	3	1	1	0
23	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	3	1	1	0
24	PLTGU M. Karang GT 1.1	Gas	50	95	36	10	1	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.2	Gas	50	95	36	10	1	0
26	PLTGU M. Karang GT 1.3	Gas	50	95	36	10	1	0
27	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	Gas	300	465	36	10	3	2
28	PLTGU M. Tawar GT 1.1	HSD	72	138	36	10	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.2	HSD	72	138	36	10	0	0
30	PLTGU M. Tawar 1.3	HSD	72	138	36	10	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.1	HSD	72	138	36	10	0	0
32	PLTGU M. Tawar GT 2.2	HSD	72	138	36	10	0	0
33	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	HSD	315	605	36	10	3	2
34	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	48	10	6	1
35	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	48	10	6	1
36	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	48	10	6	1
37	PLTU M. Karang 4	Gas	90	165	48	10	11	2
38	PLTU M. Karang 5	Gas	90	165	48	10	11	2

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

Keterangan : MUT = Minimum Up Time
MDT = Minimum Down Time

Tabel 3 - 11

Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa - Bali

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (detik)			
			Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1	PLTU Paiton 1	Coal	225	470	72	48	17	4
2	PLTU Paiton 2	Coal	225	470	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 CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
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 CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
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 CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
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	PLTD Gresik 1	Gas	5	16	3	1	1	0
20	PLTD Gresik 2	Gas	5	16	3	1	1	0
21	PLTD Gresik 3	Gas	5	16	3	1	1	0
22	PLTD Gilimanuk 1	HSD	5	16	3	1	1	0
23	PLTD Gilimanuk 2	HSD	5	16	3	1	1	0
24	PLTGU M. Karang GT 1.1	Gas	50	95	36	10	1	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.2	Gas	50	95	36	10	1	0
26	PLTGU M. Karang GT 1.3	Gas	50	95	36	10	1	0
27	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	Gas	200	465	36	10	3	2
28	PLTGU M. Tawar GT 1.1	HSD	72	138	36	10	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.2	HSD	72	138	36	10	0	0
30	PLTGU M. Tawar 1.3	HSD	72	138	36	10	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.1	HSD	72	138	36	10	0	0
32	PLTGU M. Tawar GT 2.2	HSD	72	138	36	10	0	0
33	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	HSD	315	605	36	10	3	2
34	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	48	10	6	1
35	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	48	10	6	1
36	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	48	10	6	1
37	PLTU M. Karang 4	Gas	90	165	48	10	11	2
38	PLTU M. Karang 5	Gas	90	165	48	10	11	2

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

Keterangan : MUT = Minimum Up Time
MDT = Minimum Down Time

Tabel 3 – 12
Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa – Bali

No	Nama Pembangkit	Biaya Start - Up (Juta Rp)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
		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	34.155
4.	PLTGU Gresik GT 1.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
5.	PLTGU Gresik GT 1.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
6.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
7.	PLTGU Gresik GT 2.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
8.	PLTGU Gresik GT 2.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
9.	PLTGU Gresik GT 2.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
10.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
11.	PLTGU Gresik GT 3.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
12.	PLTGU Gresik GT 3.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
13.	PLTGU Gresik GT 3.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
14.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
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	229.50	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
18.	PLTU Gresik 4	229.50	92.52	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 Gresik 3	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
22.	PLTG Gilitimur 1	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3893
23.	PLTG Gilitimur 2	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3893
24.	PLTGU M. Karang GT 1.1	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
25.	PLTGU M. Karang GT 1.2	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
26.	PLTGU M. Karang GT 1.3	7.35	0	5730796	202052.97	108.045
27.	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	68.92	44.27	31017735	87825.150	57.3300
28.	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
29.	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
30.	PLTGU M. Tawar 1.3	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
31.	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
32.	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
33.	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	160.10	96.42	43043399	288609.995	7.65800
34.	PLTU M. Karang 1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
35.	PLTU M. Karang 2	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
36.	PLTU M. Karang 3	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
37.	PLTU M. Karang 4	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.73
38.	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.73

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

Catatan:

Harga Batu bara	253 Rp/Kg
Harga MFO	1595,5 Rp/Liter
Harga HSD	15945,5 Rp/Liter
Harga Gas UP Gresik	2,53 US$/MMBTU
Harga Gas UP M. Karang	2,45 US$/ MMBTU
Nilai tukar	9000 Rp/US$

Tabel 3 – 12

Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa – Bali

No	Nama Pembangkit	Biaya Start - Up (dalam Rp)		Konfigsi Biaya Beban Bakar		
		Cold Start - Up	Hot Start - Up	A	B	C
1.	PLTU Paiton 1	6823,98	149,68	234497,8	1117123,15	10,2071
2.	PLTU Paiton 2	6823,98	149,68	234497,8	1117123,15	10,2071
3.	PLTGU Gresik GT 1.1	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
4.	PLTGU Gresik GT 1.2	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
5.	PLTGU Gresik GT 1.3	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
6.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73,32	47,10	1717746,3	1451605,581	4,554
7.	PLTGU Gresik GT 2.1	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
8.	PLTGU Gresik GT 2.2	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
9.	PLTGU Gresik GT 2.3	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
10.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73,32	47,10	1717746,3	1451605,581	4,554
11.	PLTGU Gresik GT 3.1	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
12.	PLTGU Gresik GT 3.2	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
13.	PLTGU Gresik GT 3.3	7,82	0	5467253,4	2179063,548	34,155
14.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73,32	47,10	1717746,3	1451605,581	4,554
15.	PLTU Gresik 1	143,71	40,59	1327126,68	2173788,359	132,066
16.	PLTU Gresik 2	143,74	40,59	1327126,68	2173788,359	132,066
17.	PLTU Gresik 3	229,50	92,52	3017569,5	1692842,579	103,545
18.	PLTU Gresik 4	229,50	92,52	3017569,5	1692842,579	103,545
19.	PLTG Gresik 1	6,15	0	342707,3	3506080,77	903,969
20.	PLTG Gresik 2	6,15	0	342707,3	3506080,77	903,969
21.	PLTG Gilimanuk 1	6,33	0	342707,3	3506080,77	903,969
22.	PLTG Gilimanuk 2	6,33	0	6871181,85	6823240,965	1762,3893
23.	PLTGU M. Kamang GT 1.1	6,33	0	6871181,85	6823240,965	1762,3893
24.	PLTGU M. Kamang GT 1.2	7,35	0	5730795	2020852,97	108,045
25.	PLTGU M. Kamang GT 1.3	7,35	0	5730795	2020852,97	108,045
26.	PLTGU M. Kamang GT 1.3	7,35	0	5730795	2020852,97	108,045
27.	PLTGU M. Kamang CC 3.3.1	68,92	44,27	3161772,5	8782825 150	57,2300
28.	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	1470652,21,25	1433172,8	49,4605
29.	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	1470652,21,25	1433172,8	49,4605
30.	PLTGU M. Tawar 1.3	0	0	1470652,21,25	1433172,8	49,4605
31.	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	1470652,21,25	1433172,8	49,4605
32.	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	1470652,21,25	1433172,8	49,4605
33.	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	160,10	90,42	4301133,99	2856009,995	7,65806
34.	PLTU M. Kamang 1	122,58	31,08	2417820,7	1473805,11	120,77935
35.	PLTU M. Kamang 2	122,58	31,08	2417820,7	1473805,11	120,77935
36.	PLTU M. Kamang 3	122,58	31,08	2417820,7	1473805,11	120,77935
37.	PLTU M. Kamang 4	213,34	80,29	2949185,5	2052171,145	83,73
38.	PLTU M. Kamang 5	213,34	80,29	2949185,5	2052171,145	83,73

Sumber: Data pembangkitan PT. PJB, JL. Ketintang Baru No. 11 Surabaya (2023)

Catatan:

Harga Batu bara : 253 Rp/kg

Harga MFO : 15915,5 Rp/Liter

Harga HSD : 15915,5 Rp/Liter

Harga Gas UP Gresik : 2,53 US $/MMBTU

Harga Gas UP M. Kamang : 2,15 US $/MMBTU

Nilai tukar : 9000 Rp/US $

3.4. Aplikasi Genetika Diploid di PT. PJB

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa Bali tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003. Analisa data dilakukan untuk ketiga hari tersebut, karena ketiga hari tersebut mewakili karakteristik kurva beban yang berlainan dengan keterangan sebagai berikut:

- Tanggal 4 Desember 2003 adalah beban hari kerja penuh
- Tanggal 6 Desember 2003 adalah beban pada hari kerja setengah penuh
- Tanggal 7 Desember 2003 adalah beban pada hari libur

Berdasarkan data unit termal yang terdapat pada PT. Pembangkitan Jawa Bali pada sistem tenaga pada tabel 3 - 11, ternyata pada saat dilakukan pengambilan data, semua unit pembangkit dalam kondisi siap beroperasi. Maka dapat disusun *input* data unit pembangkit termal yang siap operasi pada tanggal 4 Desember 2003 sampai dengan 7 Desember 2003, yaitu sebanyak 38 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 tiap jam dalam tiap-tiap 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, yaitu : PT. Pembangkitan Jawa - Bali, PT. Indonesia Power dan perusahaan milik swasta. Jadi tidak relevan jika data-data tersebut digunakan dalam skripsi ini, sedangkan aplikasi pada skripsi ini hanya pada PT. Pembangkitan Jawa - Bali.

Model yang digunakan dalam melakukan perhitungan optimasi penjadwalan PLTU, PLTG maupun PLTGU 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 lihat tabel 3-12.

PT. Pembangkitan Jawa - Bali tidak mempunyai dasar yang pasti untuk menentukan nilai dari cadangan berputar (*Spinning Reserve*) tiap periode jam, tetapi

3.4. Aplikasi Genetika Diploid di PT. PJB

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang dilanggung PT. Pembangkitan Jawa Bali tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003. Analisa data dilakukan untuk kurun hari tersebut, karena kurun waktu tersebut mewakili karakteristik kurva beban yang berbentuk dengan keterangan sebagai berikut:

- Tanggal 4 Desember 2003 adalah beban hari kerja penuh
- Tanggal 6 Desember 2003 adalah beban pada hari kerja setengah penuh
- Tanggal 7 Desember 2003 adalah beban pada hari libur

Berdasarkan data unit terinal yang terdapat pada PT. Pembangkitan Jawa Bali pada sistem tenaga pada tabel 3 - 11, tersyata pada saat dilakukan pengambilan data, semua unit pembangkit dalam kondisi siap beroperasi. Maka dapat disusun lagi data unit pembangkit terinal yang siap operasi pada tanggal 4 Desember 2003 sampai dengan 7 Desember 2003, yaitu sebanyak 35 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 tiap jam dalam tiap-tiap 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 pembangkitan energi listrik, yaitu : PT. Pembangkitan Jawa - Bali, PT. Indonesia Power dan perusahaan milik swasta. Jadi tidak relevan jika data-data tersebut digunakan dalam skripsi ini, sedangkan aplikasi pada skripsi ini hanya pada PT. Pembangkitan Jawa - Bali.

Model yang digunakan dalam melakukan perhitungan optimasi pembangkitan PLTU, PLTG maupun PLTGU menggunakan karakteristik tiap unit terinal, meskipun PLTGU mempunyai karakteristik tiap blok yang sering terjadinya antara unit gas (GT) dan unit uap (ST) akan yang sering disebut *Combined Cycle*. Untuk memudahkan perhitungan dilakukan dengan pendekatan per unit terinal, dimana parameter unit tiap GT kita ambil dari parameter unit pembangkit sendiri sedangkan untuk unit ST diambil dari parameter kombinasi CC.3.3.1 lihat tabel 3-12.

PT. Pembangkitan Jawa - Bali tidak mempunyai data 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 beoperasi. Dalam hal ini PT. Pembangkitan Jawa - Bali menggunakan daya terpasang dari unit pembangkit PLTU Paiton yaitu sebesar 400 MW sebagai nilai cadangan berputar pada tiap periode jam.

3.5. Beban Sistem

Dalam wilayah Jawa ~ Bali pembangkit – pembangkit tenaga listrik yang ada dikoordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa - Bali. Proses komitmen unit dengan menggunakan metode Genetika Diploid bertujuan untuk membuat rencana penjadwalan unit pembangkit dalam sistem tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi seekonomis mungkin.

Untuk mngetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka akan dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit termal dan beban yang ditanggung oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali sebagai bahan pembanding. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya output pembangkit tenaga listrik dalam sistem PT. Pembangkitan Jawa - Bali tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003 terdapat pada lampiran. Untuk data beban sistem dapat dilihat pada table 3 - 13 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal dan hidro).

Tabel 3 – 13
Data Beban Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa – Bali

Jam	Kamis 4 Desember 2003			Sabtu 6 Desember 2003			Minggu 7 Desember 2003		
	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)
	Termal	Hidro		Termal	Hidro		Termal	Hidro	
01.00	3205	124.5	400	3140	121.5	400	2956	116.5	400
02.00	3035	124.5	400	3000	119.5	400	2860	116.5	400
03.00	3035	123.5	400	3000	119.5	400	2860	116.5	400
04.00	3085	123.5	400	3000	119.5	400	2869	116.5	400
05.00	3290	123.5	400	3110	117.5	400	2896	116.5	400
06.00	2845	123.5	400	2712	117.5	400	2640	116.5	400
07.00	2790	123.5	400	2682	107.5	400	2450	116.5	400
08.00	3220	124.5	400	3020	92.5	400	2520	101.5	400
09.00	3275	113.5	400	3105	89.5	400	2620	66.5	400
10.00	3275	109.5	400	3105	99.5	400	2620	66.5	400
11.00	3275	129.5	400	3105	109.5	400	2620	76.5	400
12.00	3195	132.5	400	3025	109.5	400	2570	79.5	400
13.00	3210	132.5	400	2890	114.5	400	2570	79.5	400
14.00	3260	109.5	400	2849	99.5	400	2545	79.5	400
15.00	3357	139.5	400	2806	99.5	400	2587	79.5	400
16.00	3447	139.5	400	2804	99.5	400	2587	74.5	400
17.00	3525	139.5	400	2714	109.5	400	2790	79.5	400
18.00	3650	137.5	400	3700	108.5	400	3685	84.5	400
19.00	3820	137	400	3700	104.5	400	3685	130.5	400
20.00	3770	137	400	3685	104.5	400	3685	129.5	400
21.00	3540	137	400	3330	119.5	400	3370	113.5	400
22.00	3360	111.5	400	3120	119.5	400	3320	110.5	400
23.00	3345	111.5	400	3095	109.5	400	3195	109.5	400
24.00	3205	126.5	400	3080	117.5	400	3050	109.5	400

Sumber: Data beban harian unit termal PT. PJB Jl. Ketintang Baru No. 11 Surabaya 6023

Tabel 3 – 13

Data Beban Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa – Bali

Jam	Kamis 4 Desember 2003			Sabtu 6 Desember 2003			Minggu 7 Desember 2003		
	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)
	Termal	Hidro		Termal	Hidro		Termal	Hidro	
01.00	3205	121.5	400	3140	121.5	400	2956	116.5	400
02.00	3055	124.5	400	3000	119.5	400	2840	116.5	400
03.00	3035	123.5	400	2900	119.5	400	2860	116.5	400
04.00	3085	123.5	400	3000	119.5	400	2869	116.5	400
05.00	3290	123.5	400	3110	117.5	400	2896	116.5	400
06.00	3815	123.5	400	3212	117.5	400	2610	116.5	400
07.00	3790	123.5	400	2682	107.5	400	2450	116.5	400
08.00	3220	124.5	400	3020	92.5	400	2520	101.5	400
09.00	3275	113.5	400	3105	89.5	400	2620	66.5	400
10.00	3275	109.5	400	3105	99.5	400	2620	66.5	400
11.00	3275	129.5	400	3105	109.5	400	2620	76.5	400
12.00	3195	132.5	400	3025	109.5	400	2570	79.5	400
13.00	3210	132.5	400	2890	114.5	400	2570	79.5	400
14.00	3260	109.5	400	2849	99.5	400	2345	79.5	400
15.00	3327	139.5	400	2806	99.5	400	2387	79.5	400
16.00	3447	139.5	400	2901	99.5	400	2587	71.5	400
17.00	3525	139.5	400	2714	109.5	400	2790	79.5	400
18.00	3650	137.5	400	2740	103.5	400	3685	84.5	400
19.00	3820	137	400	3700	104.5	400	3085	130.5	400
20.00	3770	137	400	3685	101.5	400	3485	129.5	400
21.00	3510	137	400	3330	119.5	400	3470	113.5	400
22.00	3360	111.5	400	3120	119.5	400	3320	110.5	400
23.00	3345	111.5	400	3095	109.5	400	3195	109.5	400
24.00	3205	126.5	400	3080	117.5	400	3050	109.5	400

Sumber: Data beban harian unit termal PT. PLN (Kelompok Data No. 11 Senin 6023

3.6 Data Validasi Program

Pengujian validasi program tidak bisa dilakukan menggunakan data di dalam jurnal karena adanya ketidak lengkapan data pada jurnal, sehingga dilakukan dengan cara membandingkan program untuk kasus yang sama yaitu program *Evolutionary Programming* yang telah dikerjakan oleh Juharianto, ST dengan judul skripsinya "*Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik Hidrotermal Menggunakan Metode Evolutionary Programming*" ITN, Desember 2004 dan telah divalidasi. Lalu program tersebut diberikan data termal, hidro dan data pembebanan seperti tampak pada tabel 3 - 14, 3 - 15 dan 3 - 16, lalu hasil dari program ini akan dibandingkan dengan hasil yang diperoleh dari Genetika Diploid.

Tabel 3 - 14
Data Pembangkit Termal

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
			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 CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
4	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
5.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
6	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	48	10	9	1
7.	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	48	10	9	1
8.	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	48	10	9	2
9.	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	48	10	9	2
10.	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	Gas	300	465	36	10	3	2
11.	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	HSD	315	605	36	10	3	2
12.	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	48	10	6	1
13	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	48	10	6	1
14.	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	48	10	6	1
15.	PLTU M. Karang 4	Gas	90	165	48	10	11	2
16.	PLTU M. Karang 5	Gas	90	165	48	10	11	2

3.6 Data Validasi Program

Pengujian validasi program tidak bisa dilakukan menggunakan data di dalam jurnal karena adanya kotidak lengkapan data pada jurnal. sehingga dilakukan dengan cara membandingkan program untuk kasus yang sama yaitu program Evolutionary Programming yang telah dikerjakan oleh Suhariamo, ST dengan judul skripsinya "Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik Hidrothermal Menggunakan Metode Evolutionary Programming" ITN. December 2004 dan telah divalidasi. Lalu program tersebut dibenkan data ternal. hidro dan data pembebanan seperti tampak pada tabel 3 - 14, 3 - 15 dan 3 - 16. lalu hasil dari program ini akan dibandingkan dengan hasil yang diperoleh dari Generika Diploid.

Tabel 3 - 13
Data Pembangkit Termal

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
			Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1.	PLTU Paiton 1	Coal	255	470	72	48	17	4
2	PLTU Paiton 2	Coal	255	470	72	48	17	4
3	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	5	2
4	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	5	2
5.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	5	2
6	PLTU Gresik 1	Gas	40	85	18	10	9	1
7.	PLTU Gresik 2	Gas	40	85	18	10	9	1
8.	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	18	10	9	2
9.	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	18	10	9	2
10.	PLTGU ML Karang CC 3.3.1	Gas	300	465	36	10	5	2
11.	PLTGU ML Tawar CC 3.3.1	HSD	315	605	36	10	5	2
12.	PLTU ML Karang 1	MFO	44	85	18	10	6	1
13	PLTU ML Karang 2	MFO	44	85	18	10	6	1
14.	PLTU ML Karang 3	MFO	44	85	18	10	6	1
15.	PLTU ML Karang 4	Gas	90	165	18	10	11	2
16.	PLTU ML Karang 5	Gas	90	165	18	10	11	2

Tabel 3 - 15
Data Biaya Pembangkit Termal

No	Nama Pembangkit	Biaya Start – Up (Juta Rp.)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
		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 CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
4	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
5.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
6	PLTU Gresik 1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
7.	PLTU Gresik 2	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
8.	PLTU Gresik 3	229.50	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
9.	PLTU Gresik 4	229.50	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
10.	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	68.92	44.27	31017735	87825.150	57.3300
11.	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	160.10	96.42	43043399	288609.995	7.65800
12.	PLTU M. Karang 1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
13	PLTU M. Karang 2	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
14.	PLTU M. Karang 3	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
15.	PLTU M. Karang 4	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.73
16.	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.73

Tabel 3 - 16
Data Pembangkit Hidro

N0	Nama	P Out	Elevasi Minimum	Elevasi Maximum	Elevasi Awal	Elevasi Akhir
1	Sutami	90	246	272.5	259.81	259.77
2	Wlingi	60	162	164	163.32	163.50
3	Lodoyo	4.5	125	136	135.53	135.64

Tabel 3 - 15
Data Biaya Pembangkit Termal

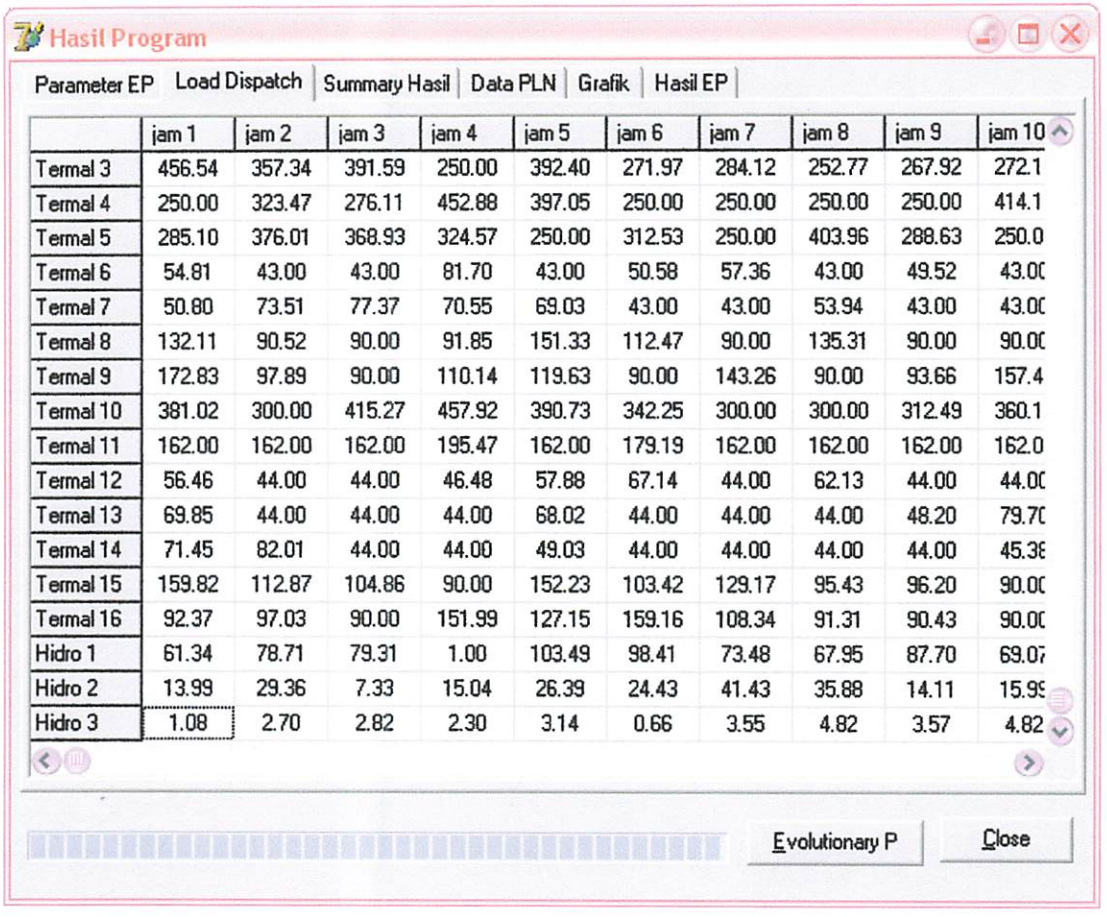
No	Nama Pembangkit	Biaya Start – Up (Juta Rp.)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
		Cold Start - Up	Hot Start - Up	A	B	C
1.	PLTU Paiton 1	0822,98	149,65	3244078	1117212,15	10,2971
2.	PLTU Paiton 2	0822,98	149,65	3244078	1117212,15	10,2971
3	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73,32	47,10	1717460,3	1451065,581	4,554
4	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73,32	47,10	1717460,3	1451065,581	4,554
5.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73,32	47,10	1717460,3	1451065,581	4,554
6	PLTU Gresik 1	143,74	40,59	1327126,68	2172738,359	132,066
7.	PLTU Gresik 2	143,74	40,59	1327126,68	2172738,359	132,066
8.	PLTU Gresik 3	229,50	92,52	5017369,5	1609242,579	103,345
9.	PLTU Gresik 4	229,50	92,52	5017369,5	1609242,579	103,345
10.	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	68,92	41,27	3101727,5	8782529,150	57,3600
11.	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	160,10	96,42	1304439,9	2886509,905	1,05800
12.	PLTU M. Karang 1	122,58	31,08	2417820,7	4738595,41	120,77935
13	PLTU M. Karang 2	122,58	31,08	2417820,7	4738595,41	120,77935
14.	PLTU M. Karang 3	122,58	31,08	2417820,7	4738595,41	120,77935
15.	PLTU M. Karang 4	215,34	80,29	2949187,5	2052171,15	83,75
16.	PLTU M. Karang 5	215,34	80,29	2949187,5	2052171,15	83,75

Tabel 3 - 16
Data Pembangkit Hidro

No	Nama	P (%)	Biaya Minimum	Biaya Maksimum	Biaya Aktual	Biaya Aktif
1	Situmi	90	240	272,5	250,31	250,77
2	Wlingi	60	162	164	163,32	163,50
3	Ledoyo	45	125	136	135,53	135,64

Tabel 3 - 17
Data Pembebanan Termal + Hidro Tanggal 7 Desember 2003

Jam	Beban Sistem	Cadangan Berputar
1	3072.5	400
2	2976.5	400
3	2976.5	400
4	2985.5	400
5	3012.5	400
6	2756.5	400
7	2551.5	400
8	2586.5	400
9	2686.5	400
10	2696.5	400
11	2686.5	400
12	2649.5	400
13	2649.5	400
14	2624.5	400
15	2666.5	400
16	2661.5	400
17	2869.5	400
18	3819.5	400
19	3815.5	400
20	3814.5	400
21	3483.5	400
22	3430.5	400
23	3304.5	400
24	3159.5	400



	jam 1	jam 2	jam 3	jam 4	jam 5	jam 6	jam 7	jam 8	jam 9	jam 10
Termal 3	456.54	357.34	391.59	250.00	392.40	271.97	284.12	252.77	267.92	272.1
Termal 4	250.00	323.47	276.11	452.88	397.05	250.00	250.00	250.00	250.00	414.1
Termal 5	285.10	376.01	368.93	324.57	250.00	312.53	250.00	403.96	288.63	250.0
Termal 6	54.81	43.00	43.00	81.70	43.00	50.58	57.36	43.00	49.52	43.0(
Termal 7	50.80	73.51	77.37	70.55	69.03	43.00	43.00	53.94	43.00	43.0(
Termal 8	132.11	90.52	90.00	91.85	151.33	112.47	90.00	135.31	90.00	90.0(
Termal 9	172.83	97.89	90.00	110.14	119.63	90.00	143.26	90.00	93.66	157.4
Termal 10	381.02	300.00	415.27	457.92	390.73	342.25	300.00	300.00	312.49	360.1
Termal 11	162.00	162.00	162.00	195.47	162.00	179.19	162.00	162.00	162.00	162.0
Termal 12	56.46	44.00	44.00	46.48	57.88	67.14	44.00	62.13	44.00	44.0(
Termal 13	69.85	44.00	44.00	44.00	68.02	44.00	44.00	44.00	48.20	79.7(
Termal 14	71.45	82.01	44.00	44.00	49.03	44.00	44.00	44.00	44.00	45.3(
Termal 15	159.82	112.87	104.86	90.00	152.23	103.42	129.17	95.43	96.20	90.0(
Termal 16	92.37	97.03	90.00	151.99	127.15	159.16	108.34	91.31	90.43	90.0(
Hidro 1	61.34	78.71	79.31	1.00	103.49	98.41	73.48	67.95	87.70	69.07
Hidro 2	13.99	29.36	7.33	15.04	26.39	24.43	41.43	35.88	14.11	15.9(
Hidro 3	1.08	2.70	2.82	2.30	3.14	0.66	3.55	4.82	3.57	4.82

Gambar 3 – 5. Tampilan Load Dispatch Program EP Tanggal 7 Desember 2003


INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
ITN
MALANG

BAB IV

ANALISA DATA DENGAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA - BALI

4.1. Program Komputer Metode Genetika Diploid

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

Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7, yang merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk dipelajari dan mudah penggunaannya.

4.2. Algoritma Program

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

1. Mulai
2. Memasukkan data parameter unit pembangkit termal dan hidro serta pembebanan harian untuk periode waktu 24 jam.

   Data tiap-tiap unit pembangkit termal yang diperlukan adalah jumlah unit pembangkit, daya maksimum, daya minimum, konstanta persamaan biaya bahan bakar, harga bahan bakar, dan untuk pembangkit hidro adalah elevasi minimum, elevasi maksimum, outflow maksimum, konstanta daya, persamaan fungsi elevasi terhadap volume waduk dan inflow tiap waduk
3. Memasukan parameter Algoritma Genetika Diploid yang meliputi jumlah generasi, jumlah populasi, probabilitas crossover, probabilitas mutasi.

BAB IV

ANALISA DATA DENGAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA - BALI

4.1. Program Komputer Metode Genetika Diploid

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

Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7, yang merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk dipelajari dan mudah penggunaannya.

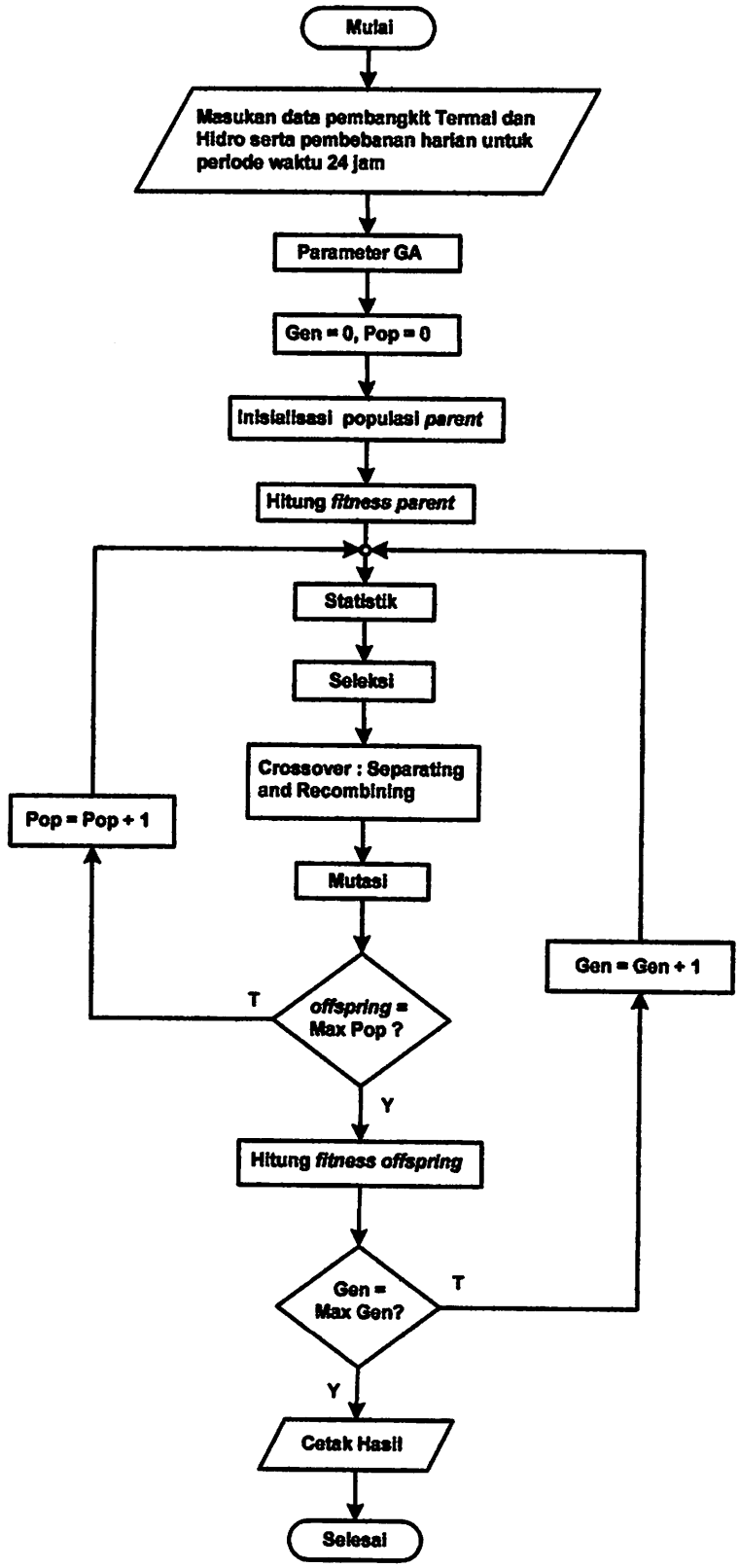
4.2. Algoritma Program

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

1. Mulai
2. Memasukkan data parameter unit pembangkit termal dan hidro serta pembebanan beriban untuk periode waktu 24 jam.
   Data tiap-tiap unit pembangkit termal yang diperlukan adalah jumlah unit pembangkit, daya maksimum, daya minimum, konstanta pemakaian biaya bahan bakar, harga bahan bakar, dan untuk pembangkit hidro adalah elevasi minimum, elevasi maksimum, outflow maksimum, konstanta daya, pemakaian fungsi elevasi terhadap volume waduk dan inflow tiap waduk.
3. Memasukkan parameter Algoritma Genetika Diploid yang meliputi jumlah generasi, jumlah populasi, probabilitas crossover, probabilitas mutasi.

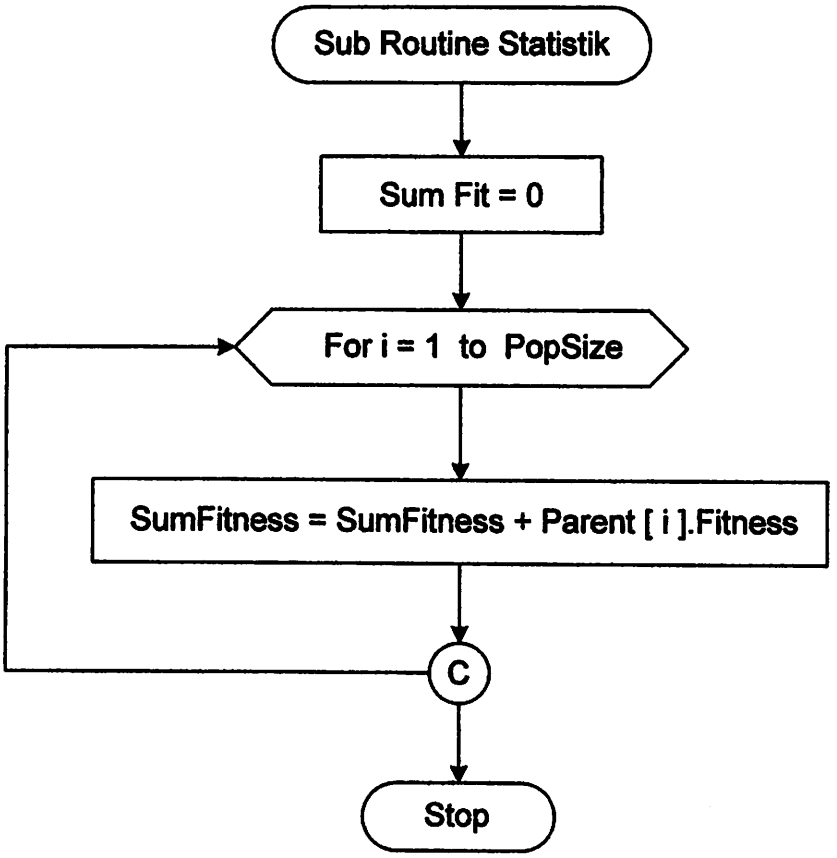
4. Tetapkan Generasi = 0 dan Populasi = 0
5. Inisialisasi parent / Inisialisasi awal dipilih secara acak
6. Menghitung fitness dari kromosom tiap-tiap individu
7. Melakukan proses statistik
8. Melakukan proses seleksi
9. Melakukan proses *crossover* dengan cara *separating* (pemisahan) dan *recombining* (penggabungan).
10. Melakukan proses mutasi.
11. Proses no.7, 8, 9, 10 diulang sampai offspring jumlah populasi.
12. Menghitung fitness dari kromosom anak tiap-tiap individu
13. Apakah generasi yang diinginkan sudah terpenuhi (max generasi).
14. Jika "ya" maka ke langkah 16.
15. Jika "tidak" maka generasi = generasi + 1, kemudian ke langkah 7
16. Selesai.

4.3. Flowchart Algoritma Genetika Diploid

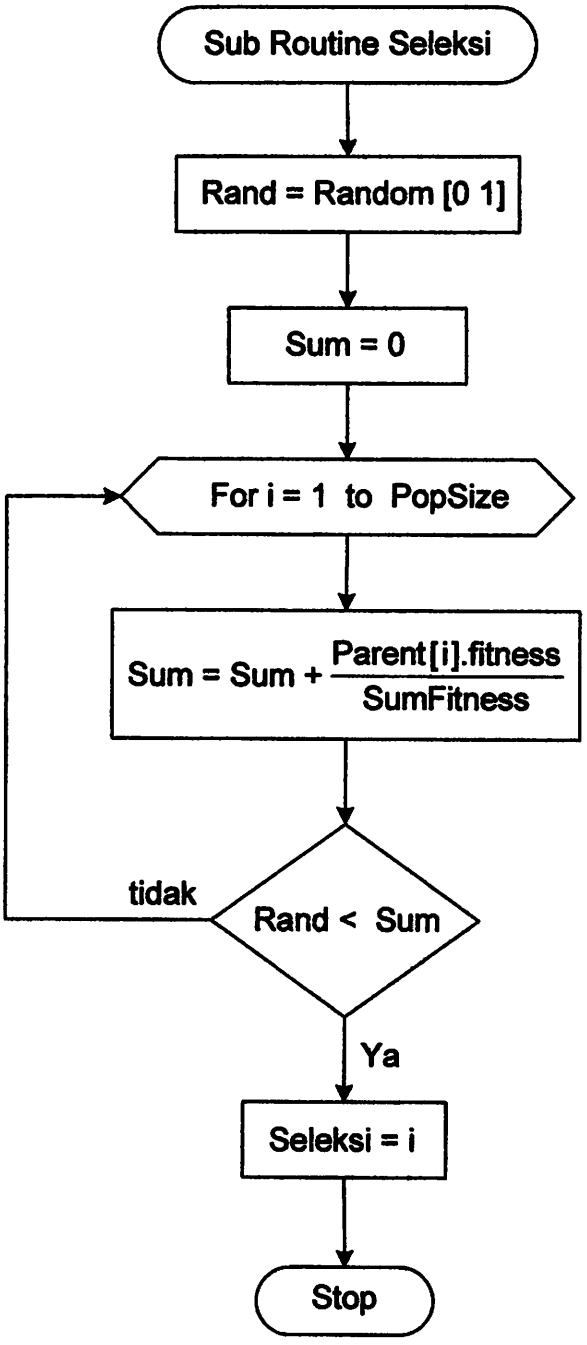


4.3. Flowchart Algoritma Genetika Diploid

4.4. Flowchart proses Statistik

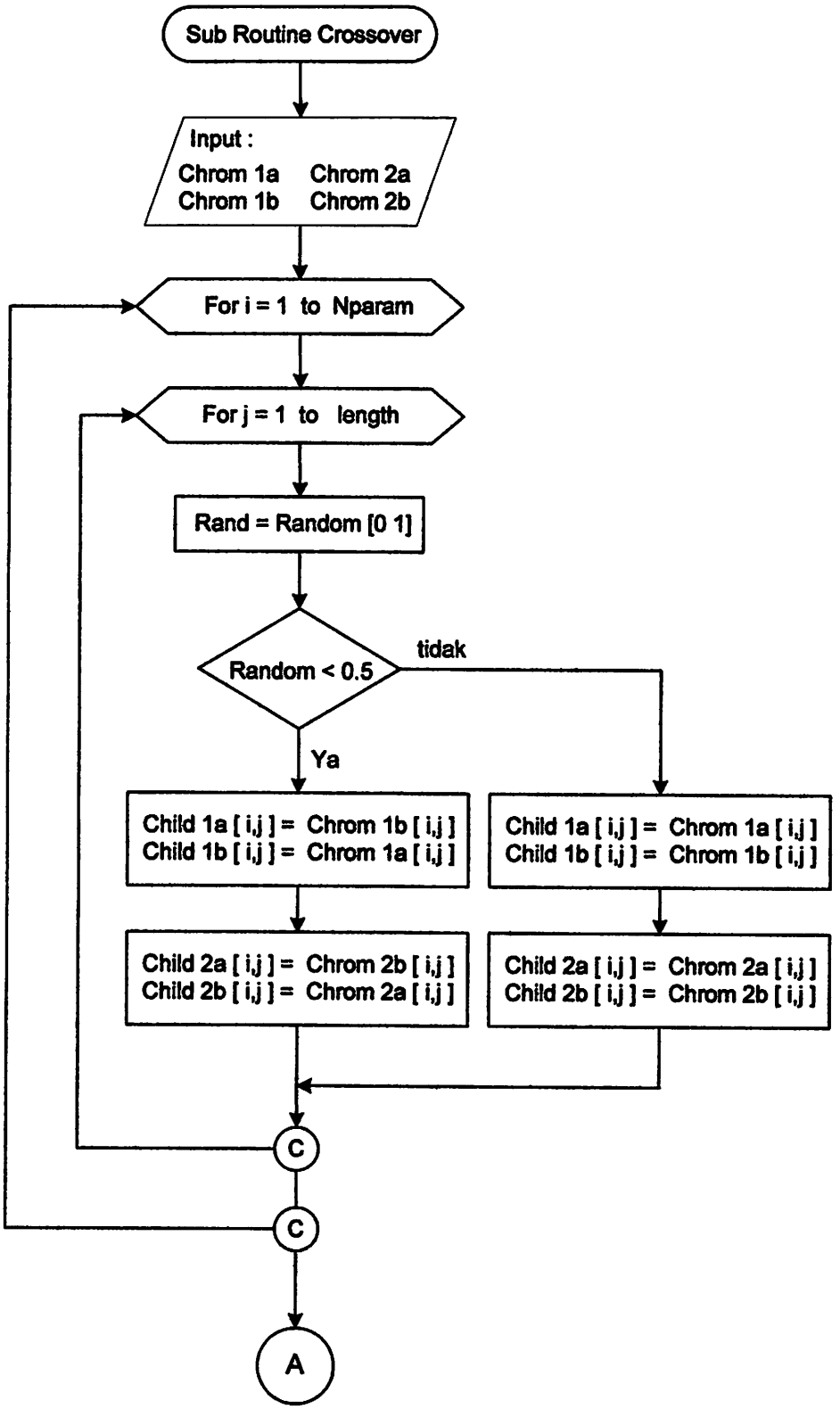


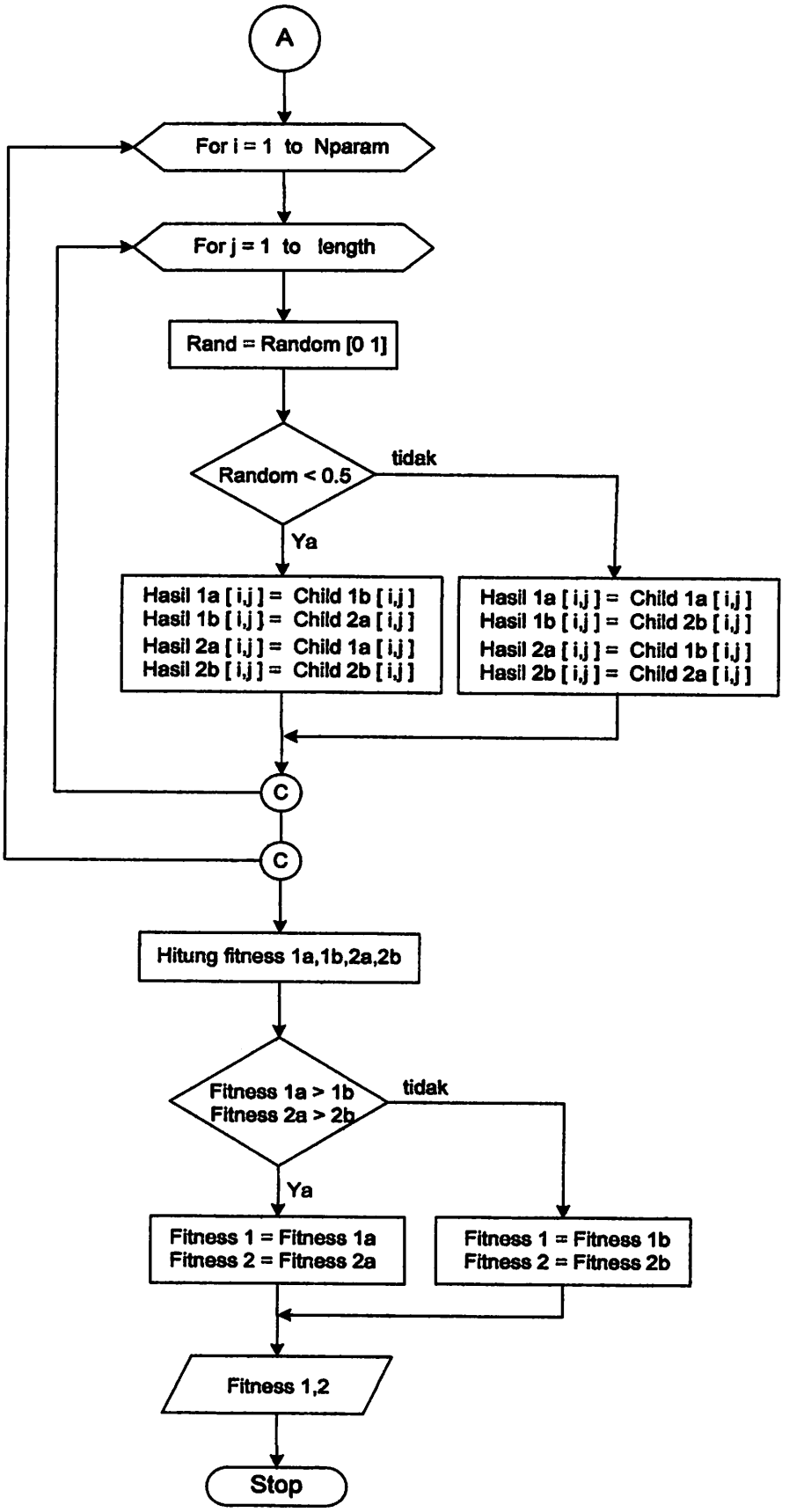
4.5. Flowchart proses Seleksi



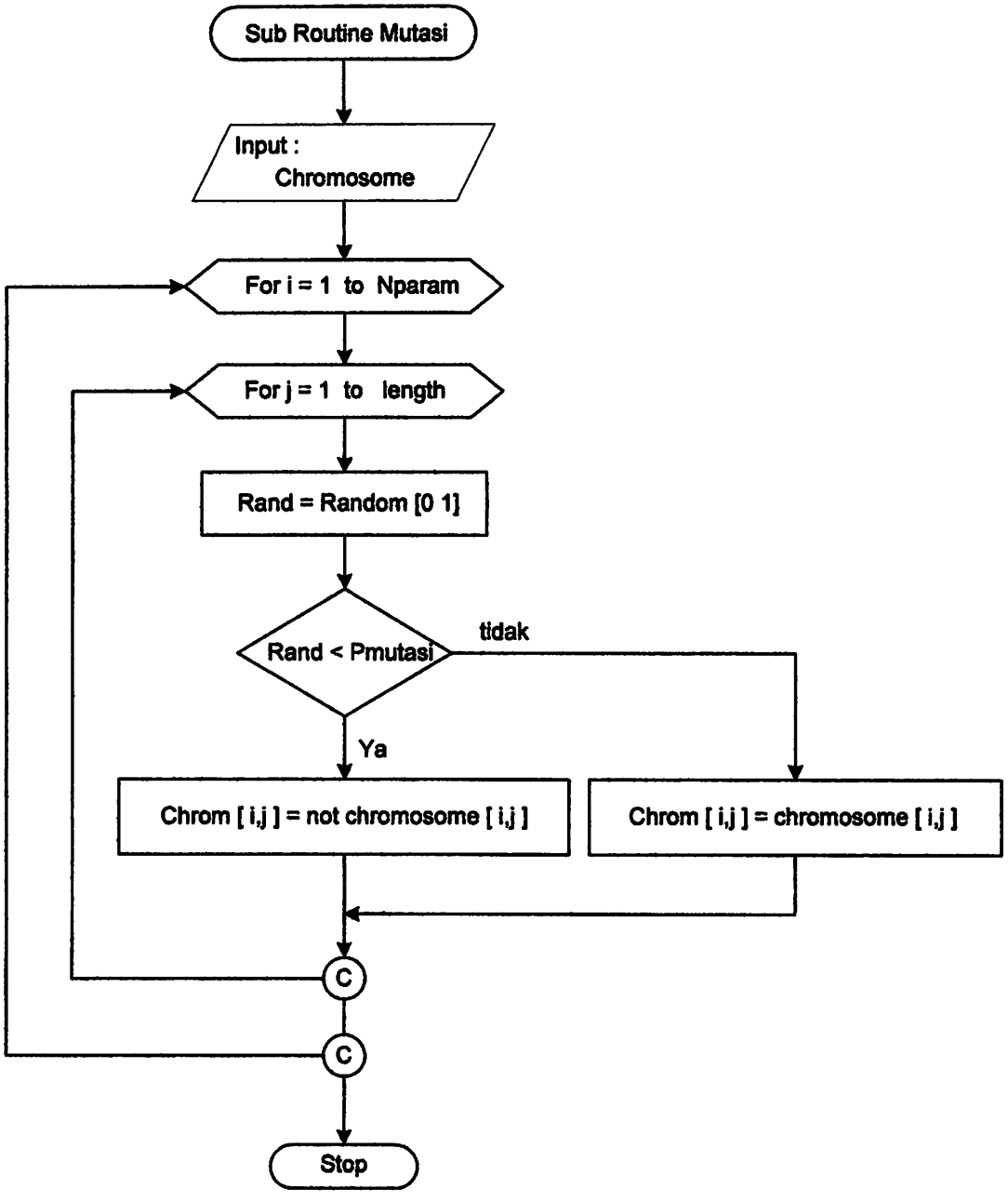
4.5. Flow chart proses Seleksi

4.6. Flowchart proses Crossover




A
For i = 1 to Nparam
For j = 1 to length
Rand = Random [0 1]
Random < 0.5
tidak
Ya
Hasil 1a [i,j] = Child 1b [i,j]
Hasil 1b [i,j] = Child 2a [i,j]
Hasil 2a [i,j] = Child 1a [i,j]
Hasil 2b [i,j] = Child 2b [i,j]
Hasil 1a [i,j] = Child 1a [i,j]
Hasil 1b [i,j] = Child 2b [i,j]
Hasil 2a [i,j] = Child 1b [i,j]
Hasil 2b [i,j] = Child 2a [i,j]
C
C
Hitung fitness 1a,1b,2a,2b
Fitness 1a > 1b
Fitness 2a > 2b
tidak
Ya
Fitness 1 = Fitness 1a
Fitness 2 = Fitness 2a
Fitness 1 = Fitness 1b
Fitness 2 = Fitness 2b
Fitness 1,2
Stop

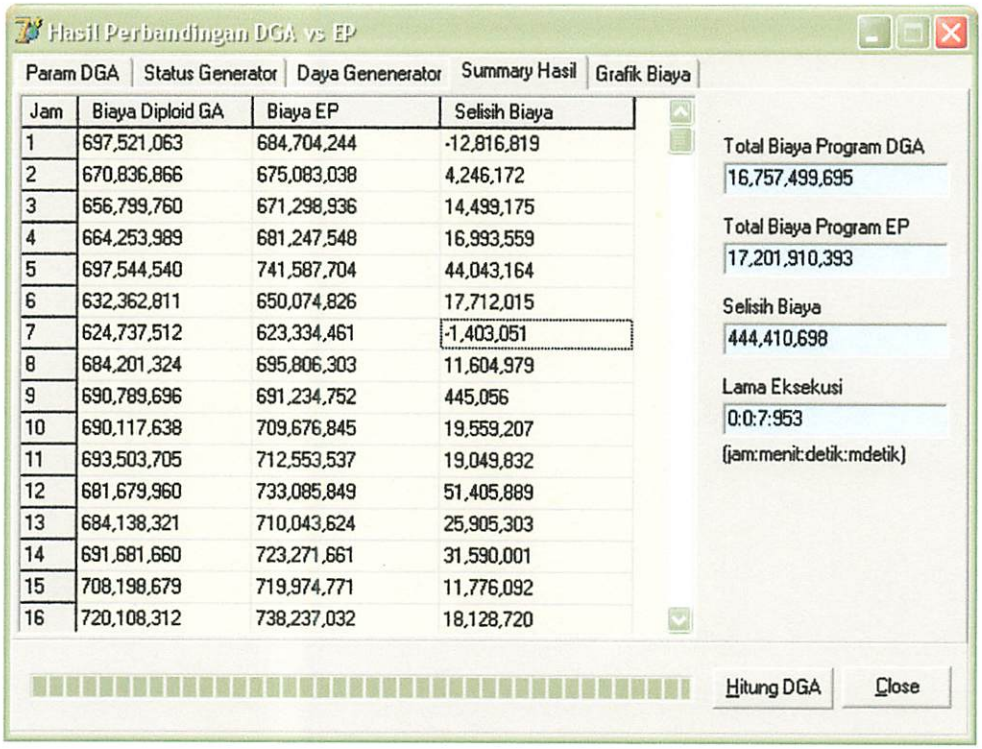
4.7. Flowchart proses Mutasi

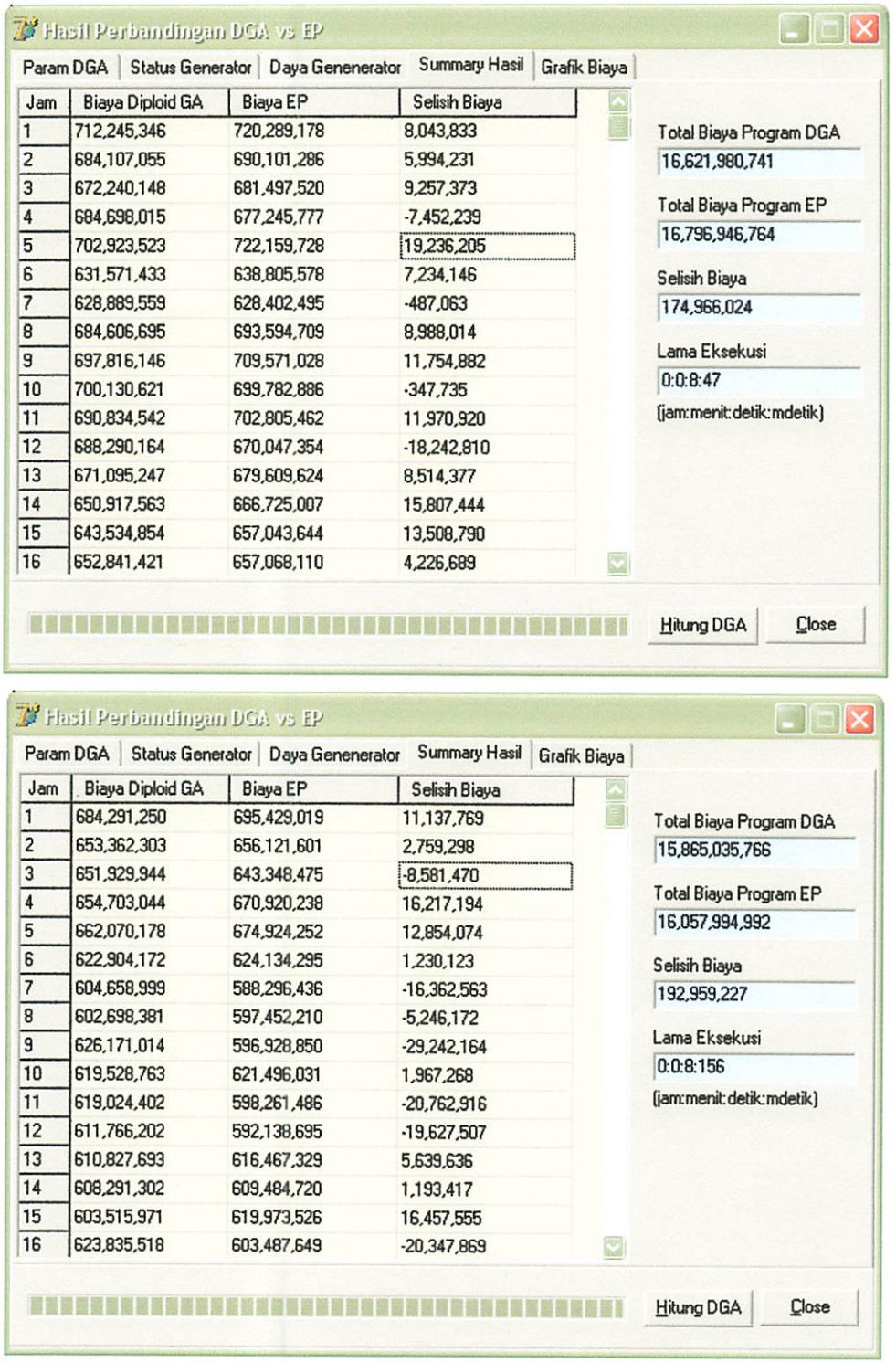


4.7. Flowchart proses Mutasi

4.8. Hasil Validasi Program

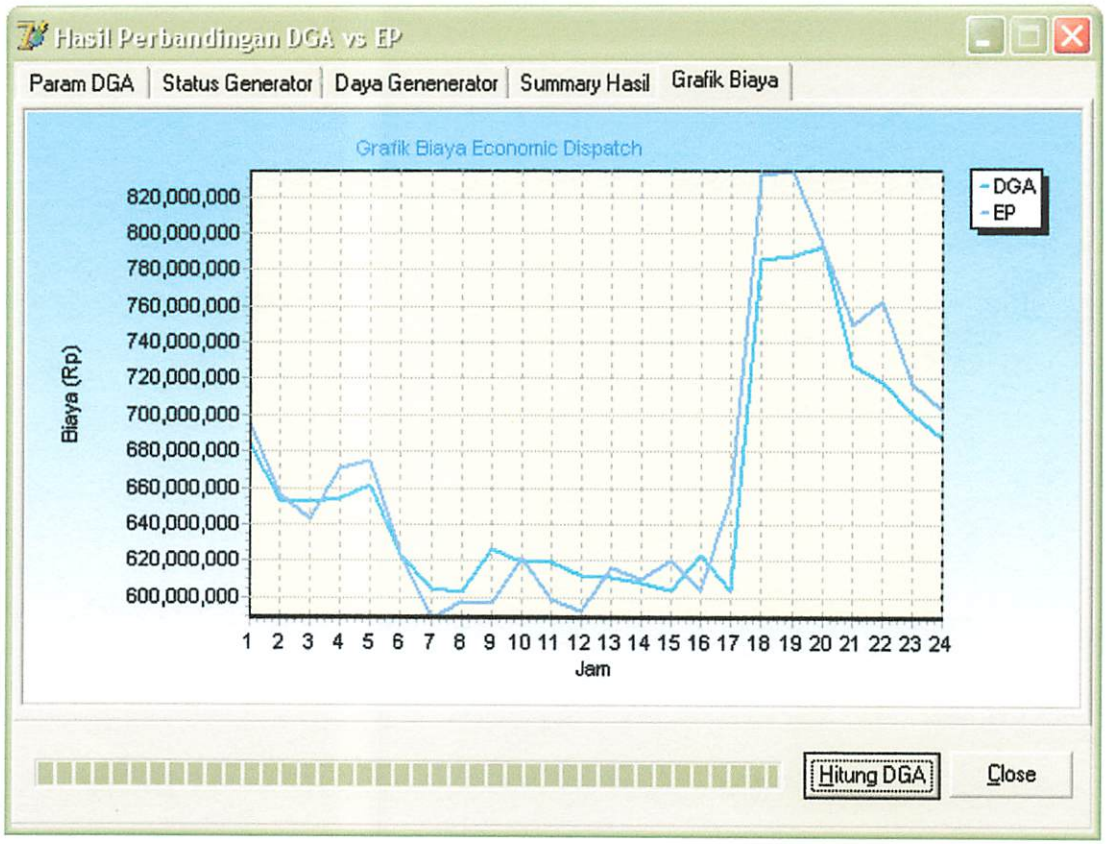
Sebelum melakukan komputasi program optimalisasi pembebanan unit pembangkit termal pada sistem PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali dengan metode Genetika Diplioid, terlebih dahulu dilakukan pengujian validasi dengan menggunakan program pembanding dan data yang terlampir pada bab III diatas. Untuk proses komputasi digunakan prosesor AMD Athlon 1.7 GHz, dengan RAM 256 Mb. Perbandingan hasil perhitungan antara komputasi program pembanding dengan perhitungan pada Genetika Diploid adalah sebagai berikut :





Gambar 4 – 1. Tampilan Hasil Perbandingan DGA vs EP Tanggal 4, 6, 7 Desember 2003

Tampilan hasil perbandingan dalam grafik biaya.



Gambar 4 – 2. Tampilan Grafik Perbandingan Antara DGA vs EP Tanggal 7 Desember 2003

Dilihat dari hasil perbandingan dengan metode yang telah divalidasi tersebut diatas tanggal 4, 6, 7 Desember 2003 ternyata Genetika Diploid lebih unggul 2,5% , 1% , 1.27% terhadap metode Evolutionary Programing. Dari selisih nilai perbandingan persentase tersebut dapat disimpulkan bahwa metode *Genetika Diploid* lebih optimal.

4.9.Tampilan Program

Program ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7 kemudian dieksekusi menggunakan komputer dengan spesifikasi Prosesor AMD Athlon 1.7 GHz RAM 256 Mb

1. Tampilan utama dari program



Gambar 4 – 3. Tampilan Program Utama

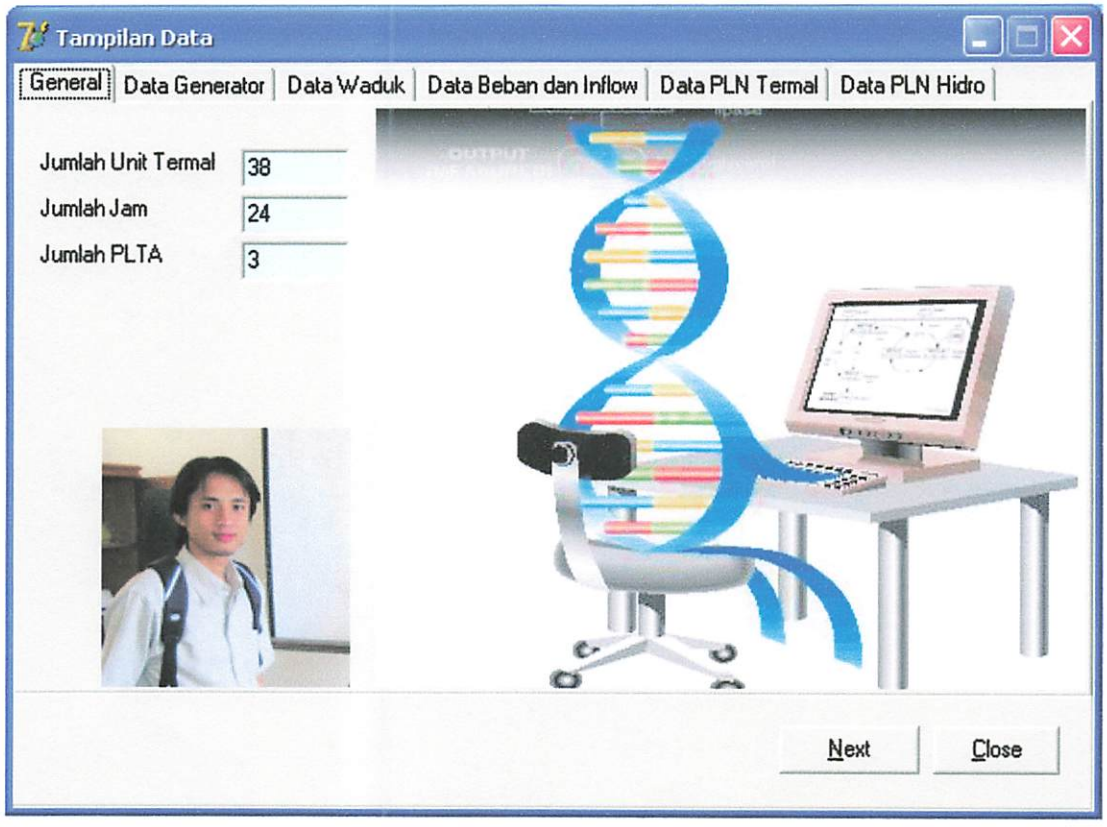
4.3 Tampilan Program

Program ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7 kemudian diekskusi menggunakan komputer dengan spesifikasi Prosesor AMD Athlon 1.7 GHz RAM 256 Mb

1. Tampilan utama dari program

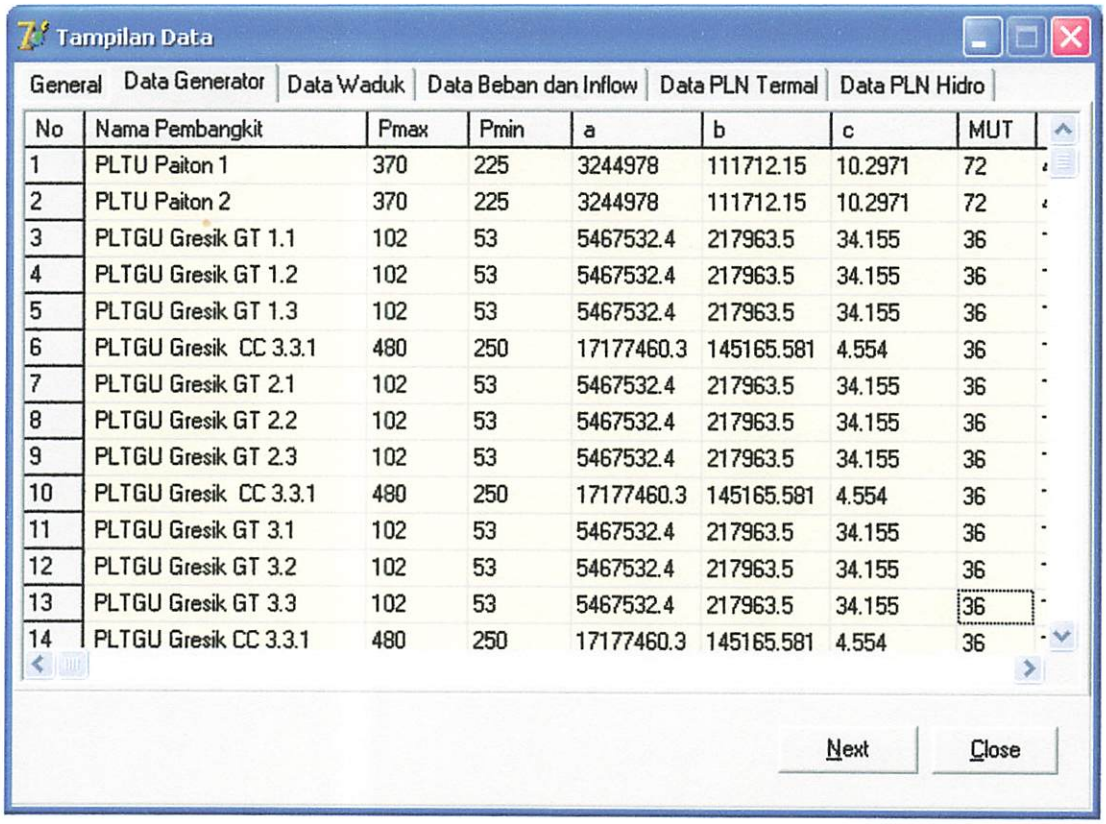
Gambar 4 – 3. Tampilan Program 1 utama

2. Tekan tombol General untuk memasukan data, berapa jumlah pembangkitan, dan jumlah jam untuk eksekusi perhitungan ekonomi dispatch.



Gambar 4 – 4. Menu Tampilan Pada Data Utama

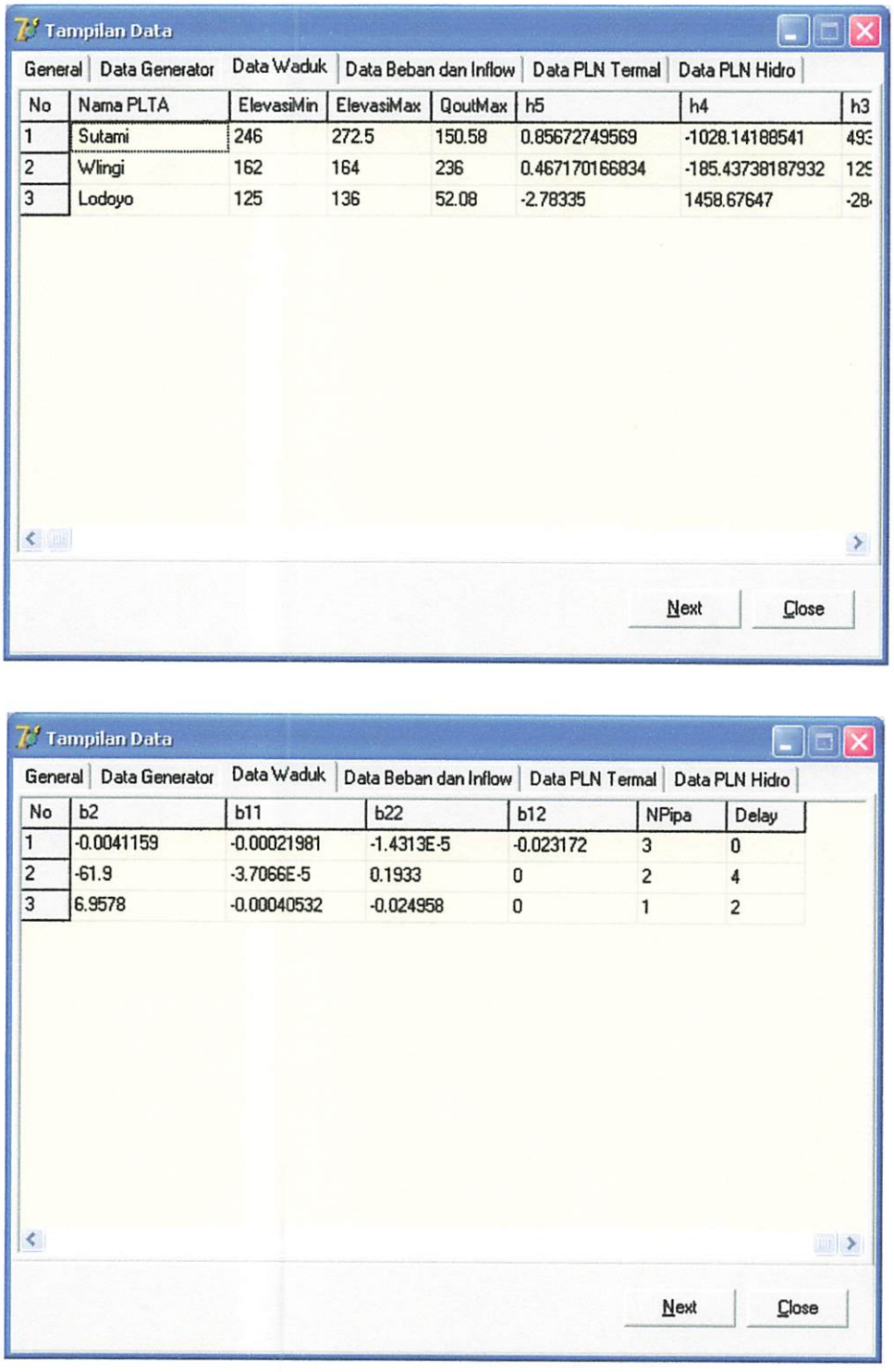
3. Tekan tombol Data Generator, masukan data penawaran pembangkitan yang beroperasi, Pmax, Pmin, *Konstanta biaya* a, b, c, *Minimum Up-Down time*, *Hot start-up, Cold start- up dan time cold start* seperti data pada program.



No	Nama Pembangkit	Pmax	Pmin	a	b	c	MUT
1	PLTU Paiton 1	370	225	3244978	111712.15	10.2971	72
2	PLTU Paiton 2	370	225	3244978	111712.15	10.2971	72
3	PLTGU Gresik GT 1.1	102	53	5467532.4	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 CC 3.3.1	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 CC 3.3.1	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 CC 3.3.1	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36

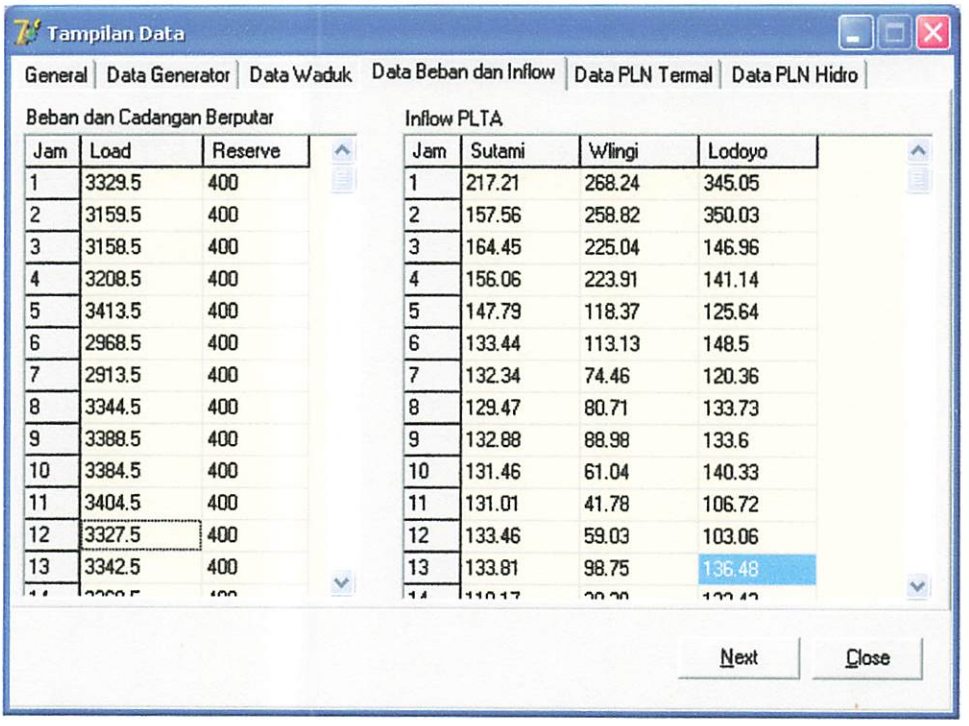
Gambar 4 – 5. Tampilan Data Generator Pada Program

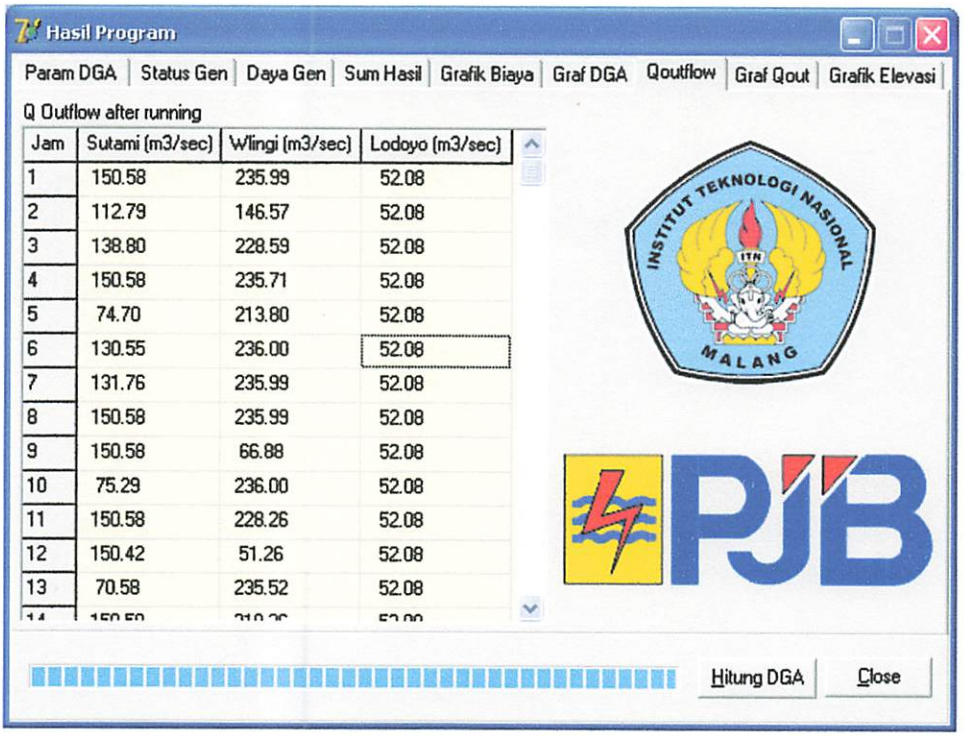
4 Tekan Tombol Data Waduk, masukan data Elevasi minimum, Elevasi maksimum, Qout maksimum, Sh 0 sampai Sh 5, b 0 sampai b 12, Jumlah Pipa, Delay.



Gambar 4 – 6. Tampilan Data Waduk

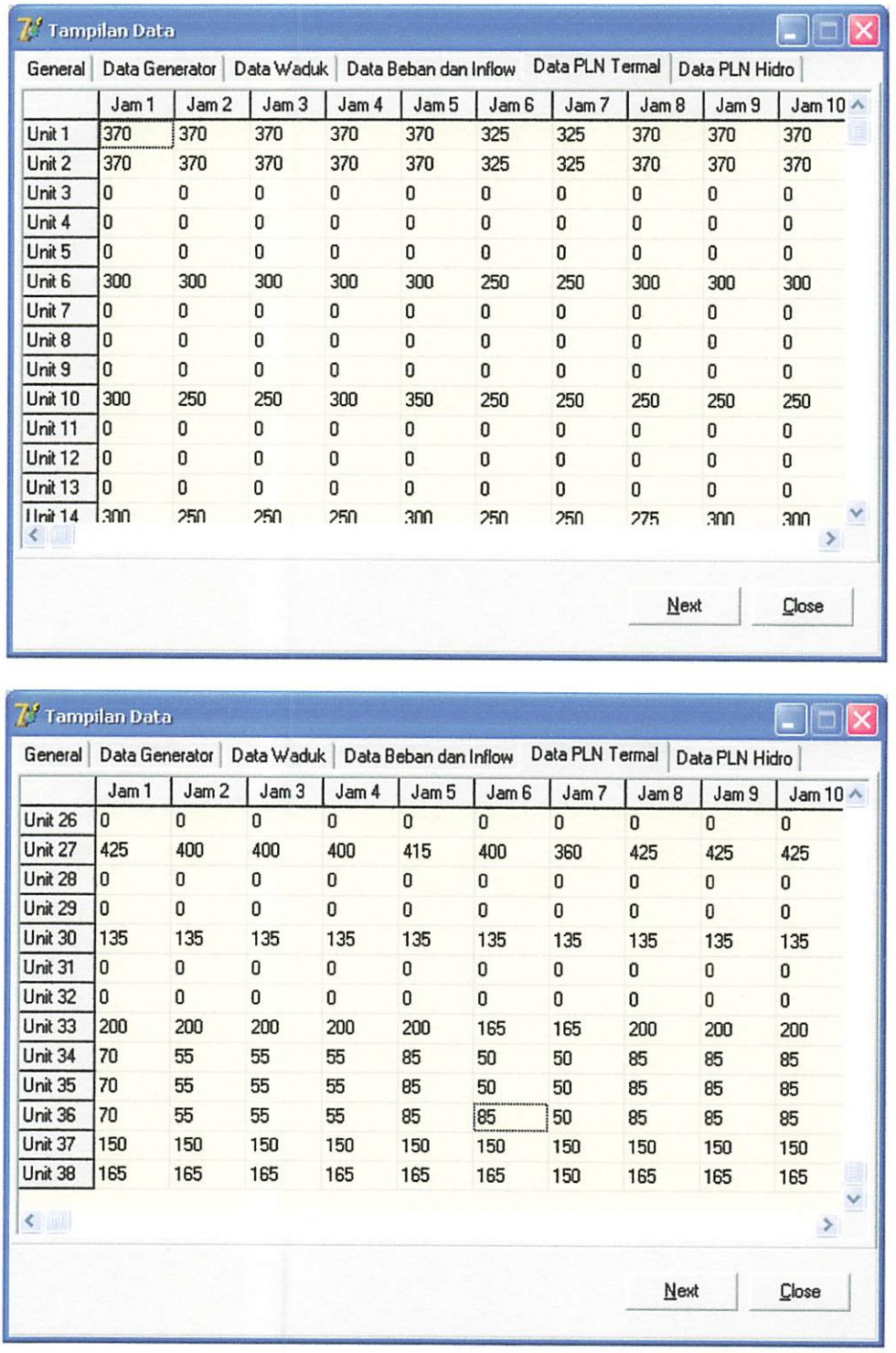
5 Tekan Data Beban dan Inflow, masukan nilai pembebanan dan *spining reserve* serta data inflow untuk setiap waduknya.





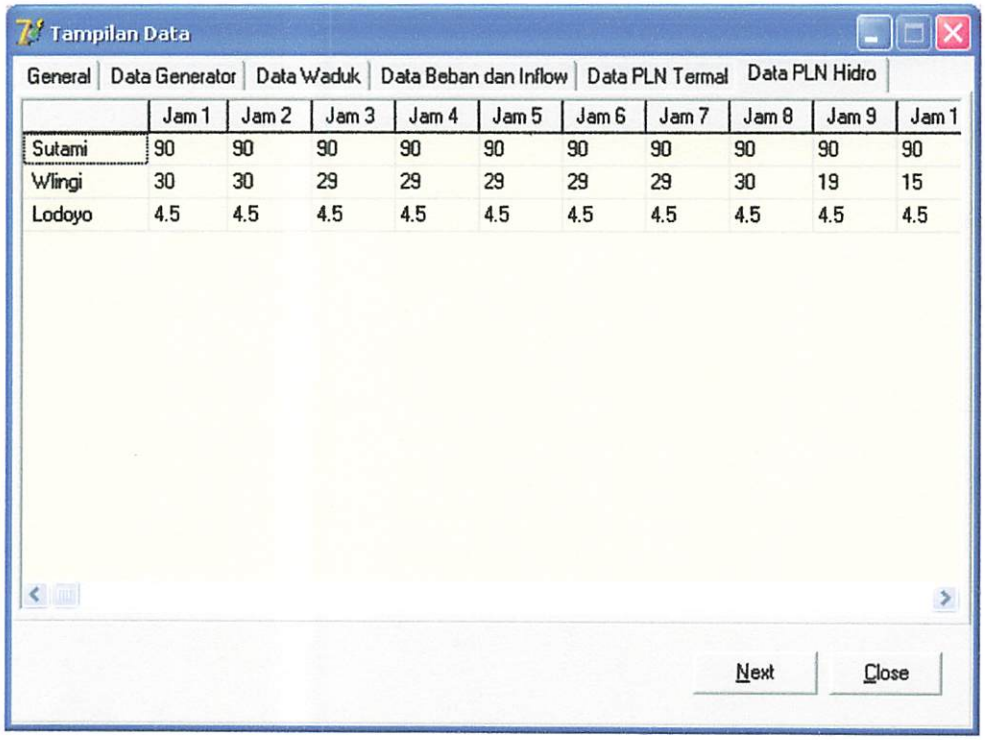
Gambar 4 – 7. Tampilan Data Pembebanan dan Data Inflow

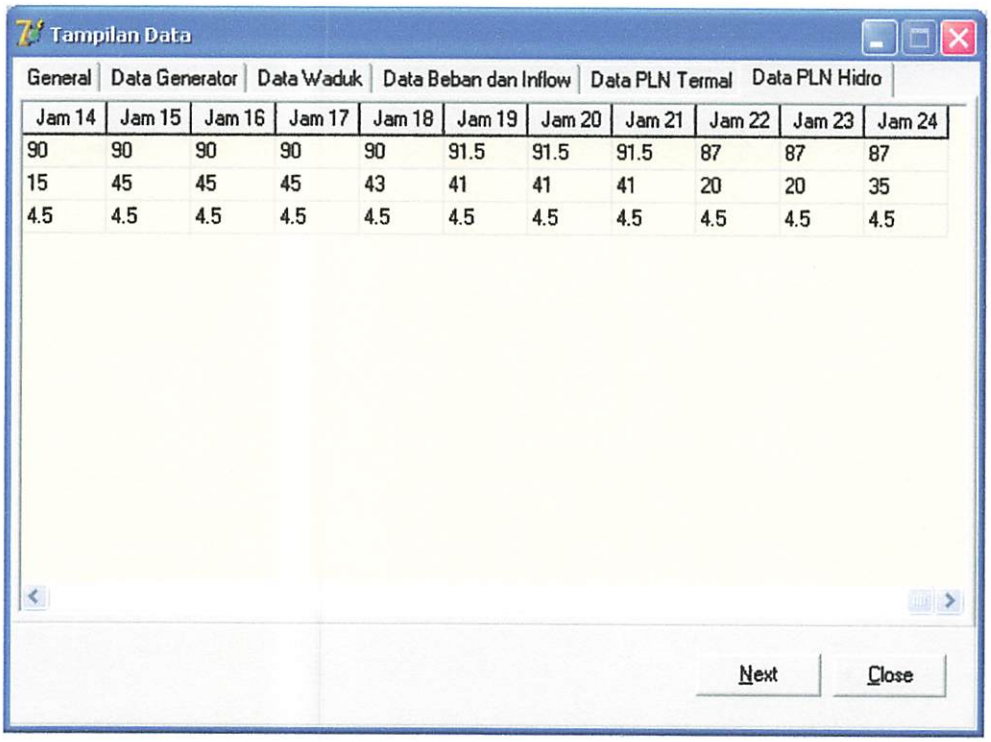
6 Masukan data pembebanan tiap jam tiap unit pembangkit termal yang beroperasi, dengan menekan tombol Data PLN Termal.



Gambar 4 – 8. Tampilan Data Pembebanan PLN pada Unit Termal Tiap Jam

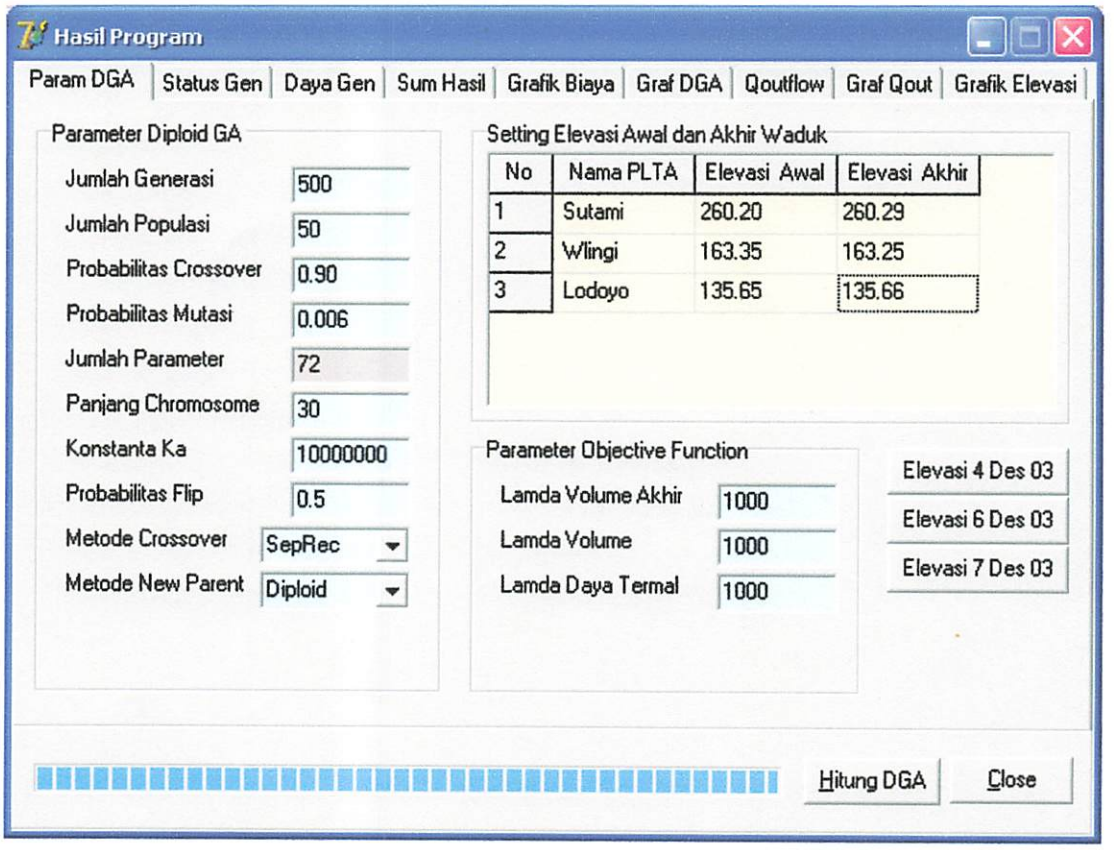
7 Masukan data pembebanan pada unit hidro dengan menekan tombol Data PLN Hidro.





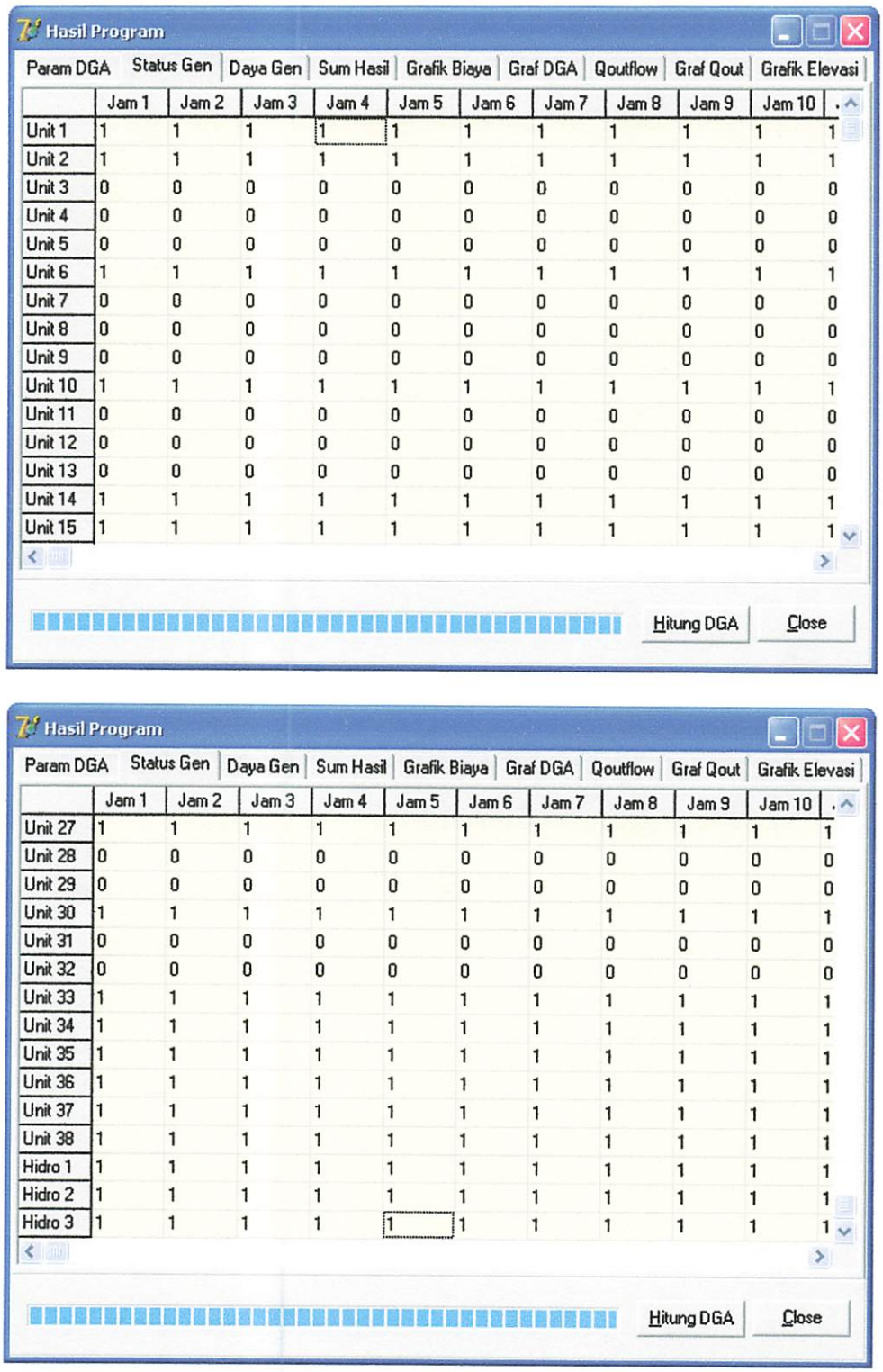
Gambar 4 – 9. Tampilan Data Pembebanan PLN pada Unit Hidro Tiap Jam

8 Tekan Parameter DGA untuk memulai proses load dispatch dan masukkan parameternya serta setting elevasi awal dan akhir waduk.



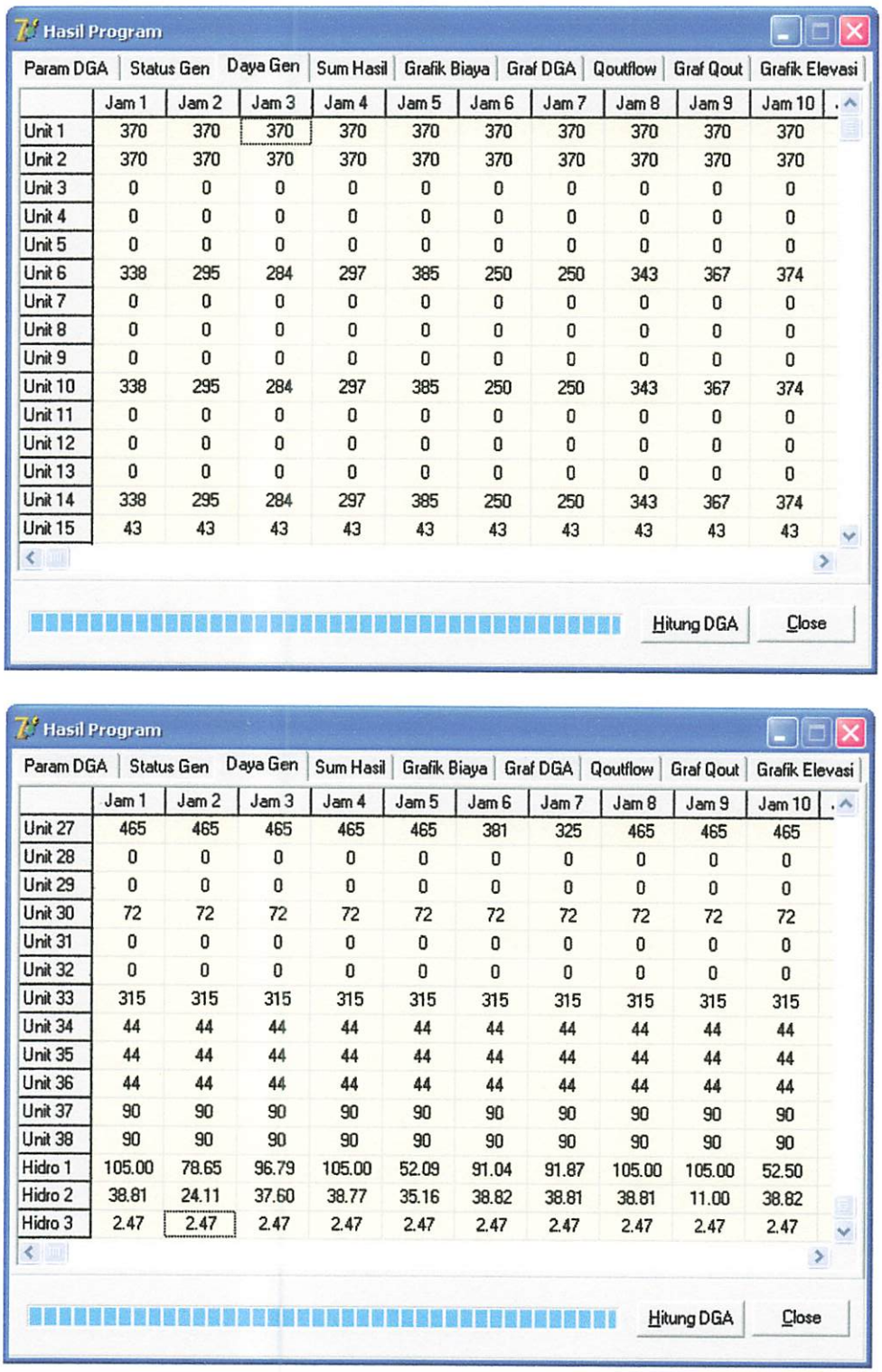
Gambar 4 – 10. Tampilan Data Parameter Diploid GA

9 Tekan *Status Gen* untuk melihat status unit pembangkit termal.



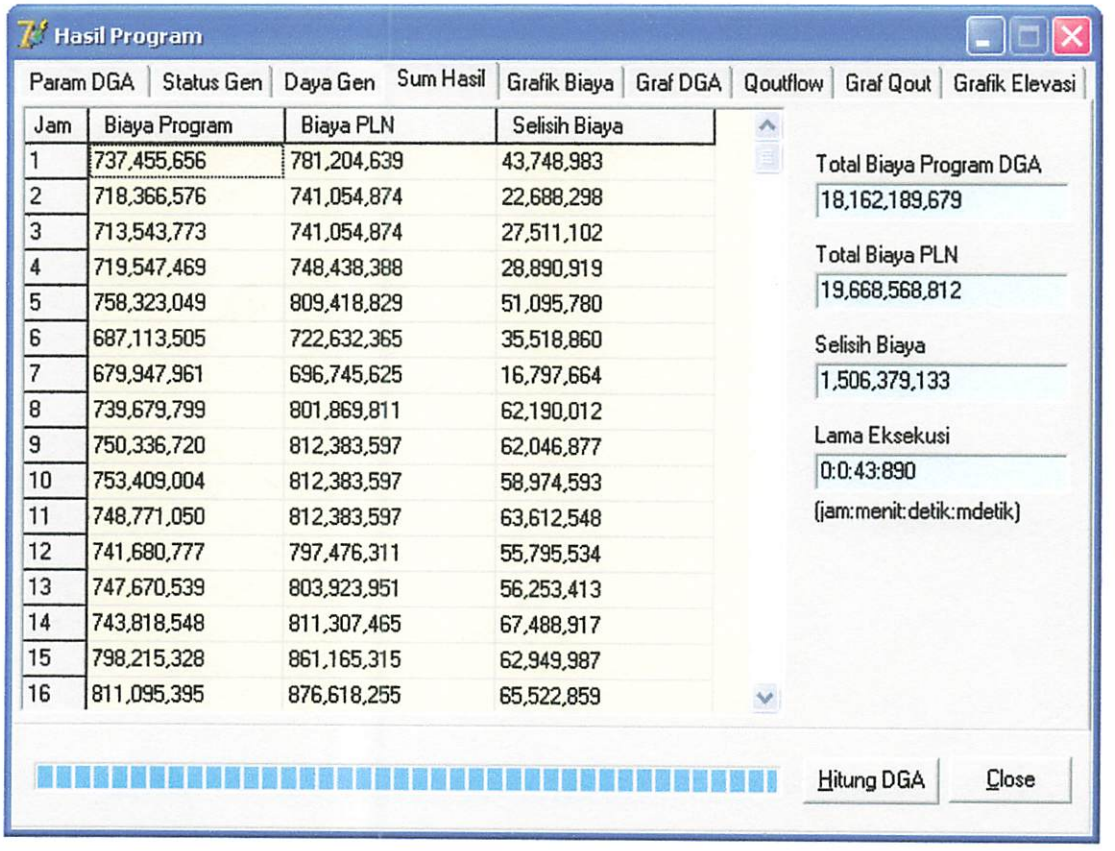
Gambar 4 – 11. Tampilan Status On – Off Generator

10 Tekan Daya Gen untuk melihat Load Dispatchnya



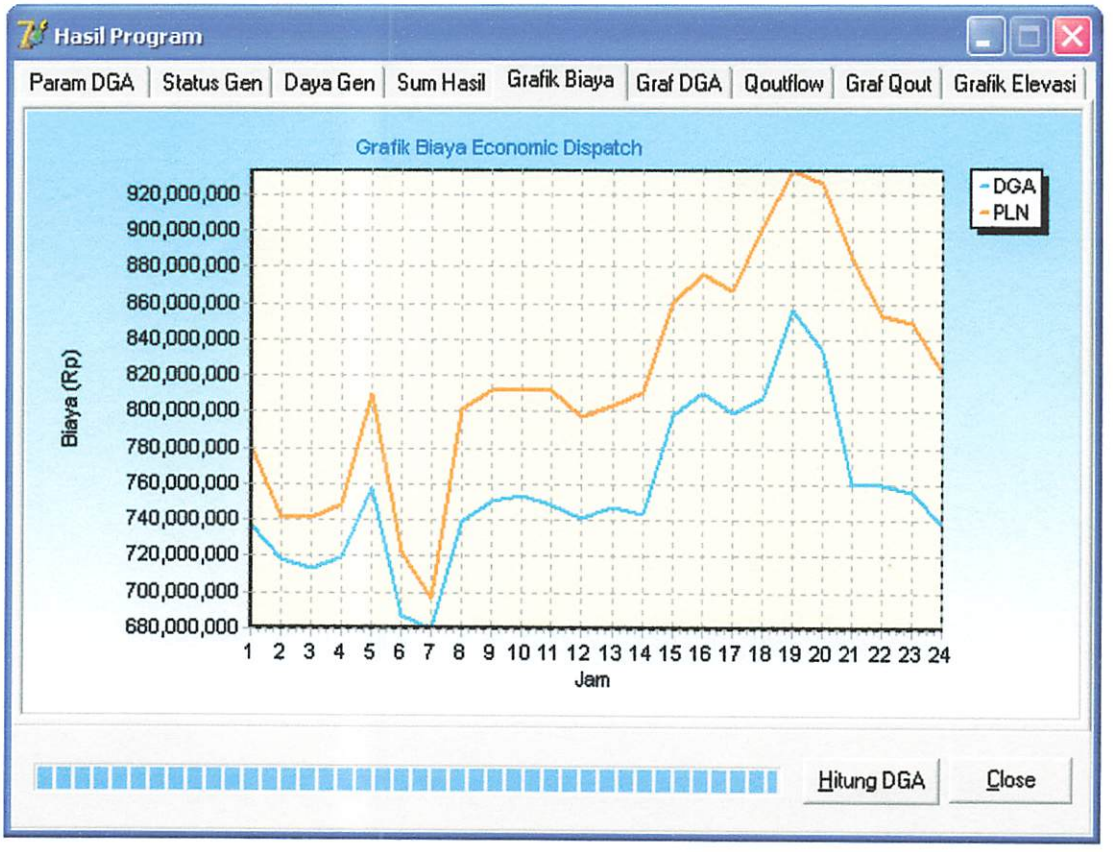
Gambar 4 – 12. Tampilan Daya Pembangkitan

11 Tekan *Summary Hasil* untuk mengetahui hasil perbandingan dengan PLN



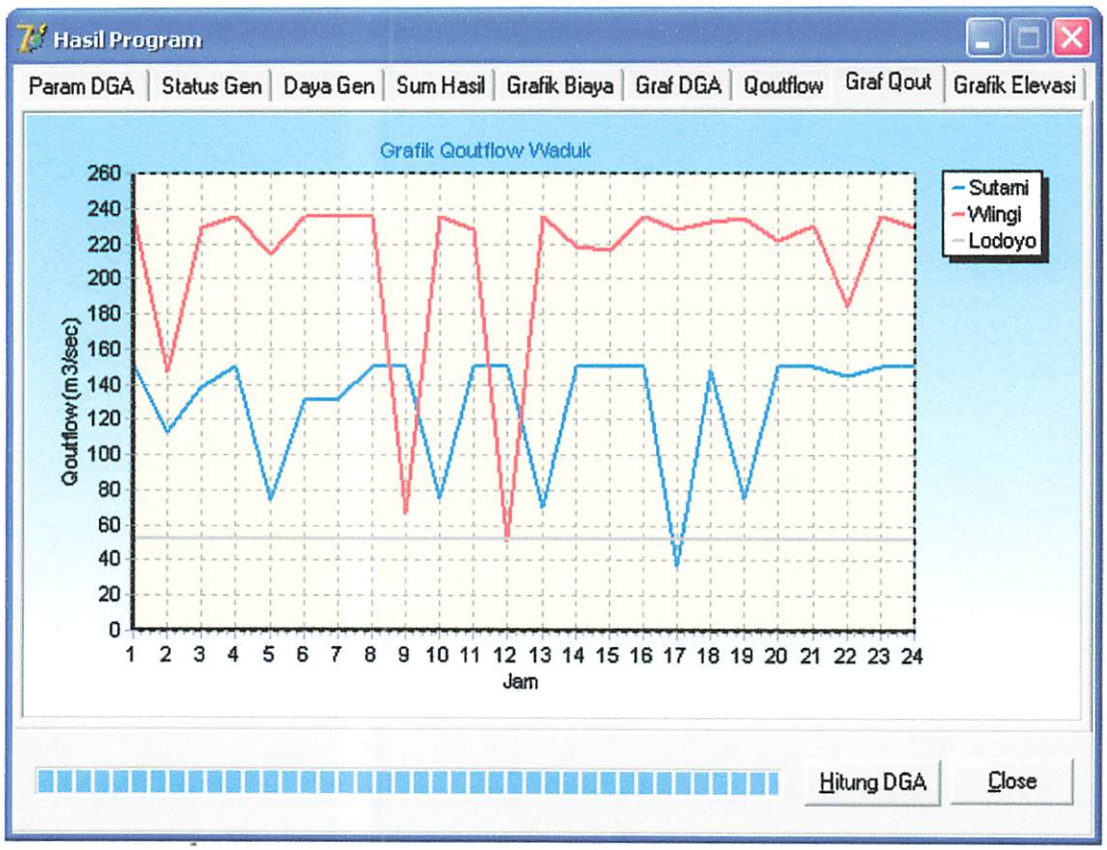
Gambar 4 – 13. Tampilan Summary Hasil

12 Kemudian tekan Grafik Biaya untuk melihat grafik perbandingan antara biaya Diploid GA dan PLN



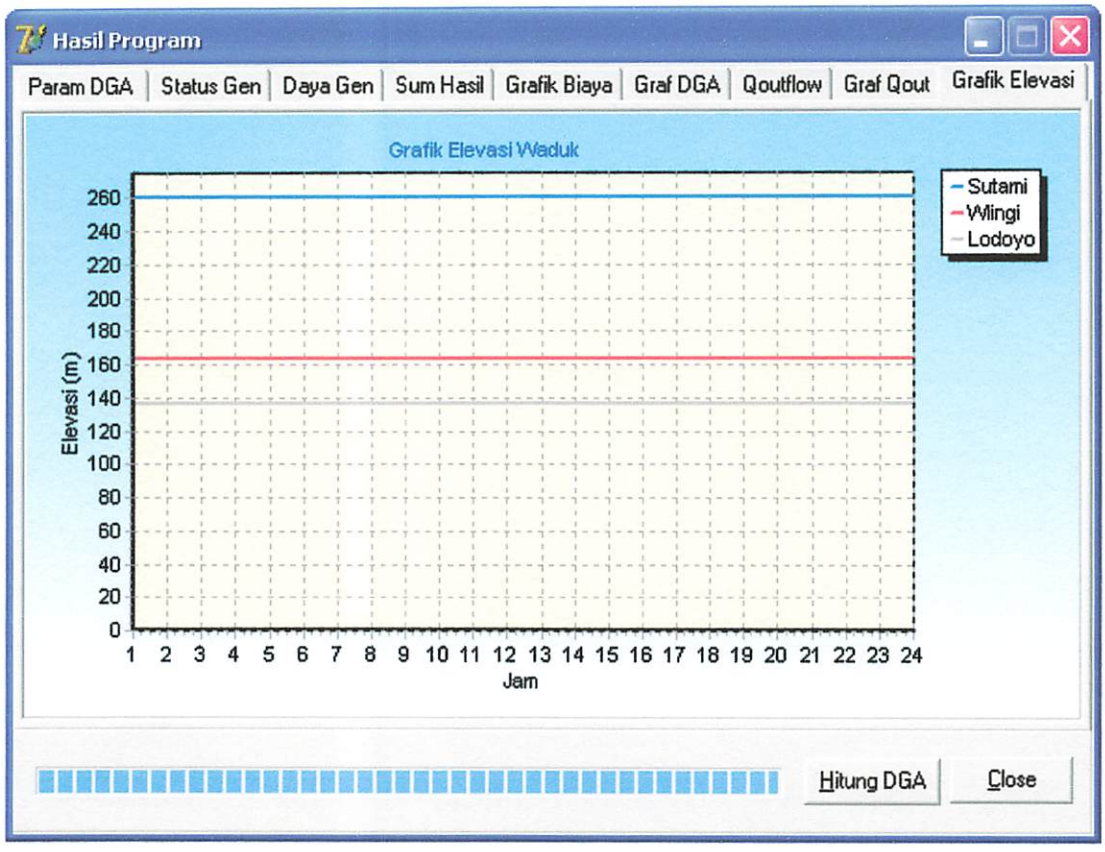
Gambar 4 – 14. Tampilan Grafik Biaya

13 Kemudian tekan Grafik Qout untuk mengetahui grafik pelepasan air



Gambar 4 – 15. Tampilan Grafik Q Outflow

14 Tekan Grafik Elevasi untuk melihat keadaan elevasi waduk selama waktu optimasi.



Gambar 4 – 16. Tampilan Grafik Elevasi

4.10 Analisa Program dan Hasil Perhitungan

Program optimalisasi penjadwalan pembebanan unit pembangkit hidro-termal pada sistem PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali dengan menggunakan metode Genetika Diploid, terdiri dari beberapa tahap yang kesemuanya harus dilakukan secara berurutan :

1. Tahap input data dengan inisialisasi data karakteristik tiap unit dan beban tiap jam.
2. Melakukan pencarian nilai yang paling minimum dari kombinasi ketiga fungsi keanggotaan yang masing-masing untuk biaya, beban dan sistem .
3. Dari hasil tahap diatas, dilakukan pencarian nilai yang paling maksimum (pencarian nilai yang merupakan perpotongan dari ketiga fungsi keanggotaan). Kemudian dilakukan percarian jejak kebelakang dari setiap tahap yang sudah dilakukan, sehingga didapat kombinasi unit-unit pembangkit yang paling murah (optimal) untuk melayani beban sistem.

Unit hidro yang beroperasi secara kaskade dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali terdiri dari 3 PLTA. Perbandingan daya hasil optimasi kombinasi metode Genetika Diploid dengan PT. Pembangkitan Jawa-Bali dalam tiap jamnya dapat dilihat pada tabel 4 - 1, sedangkan unit termal yang siap beroperasi dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali terdiri dari 38 unit pembangkit. Pola kombinasi unit 1 sampai 38 pada periode waktu 24 jam yaitu tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003, dapat dilihat pada tabel 4 - 2, 4 - 3, dan 4 - 4. Hal tersebut dipergunakan sebagai bahan perbandingan biaya operasional antara metode Genetika Diploid dengan PT. Pembangkitan Jawa – Bali dalam tiap jamnya. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

4.10 Analisa Program dan Hasil Perhitungan

Program optimalisasi penjadwalan pembebanan unit pembangkit hidrothermal pada sistem PT. Pembangkitan Jawa – Bali dengan menggunakan metode Genetika Diploid, terdiri dari beberapa tahap yang kesemuanya harus dilakukan secara berurutan :

1. Tahap input data dengan inisialisasi data karakteristik tiap unit dan beban tiap jam.
2. Melakukan pencarian nilai yang paling minimum dari kombinasi ketiga fungsi kenggotaan yang masing-masing untuk biaya bahan dan sistem .
3. Dari hasil tahap diatas, dilakukan pencarian nilai yang paling maksimum (pencarian nilai yang mempakan perpotongan dari ketiga fungsi keanggotaan). Kemudian dilakukan pencarian jejak kebelakang dari setiap tahap yang sudah dilakukan, sehingga didapat kombinasi unit-unit pembangkit yang paling murah (optimal) untuk melayani beban sistem.

Unit hidro yang beroperasi secara kaskade dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali terdiri dari 3 PLTA. Perhitungan daya hasil optimasi kombinasi metode Genetika Diploid dengan PT. Pembangkitan Jawa-Bali dalam tiap jamnya dapat dilihat pada tabel 4 - 1. sedangkan unit termal yang ikut beroperasi dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali terdiri dari 38 unit pembangkit. Pola kombinasi unit 1 sampai 38 pada periode waktu 24 jam yaitu tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003. dapat dilihat pada tabel 4 - 2. 4 - 3. dan 4 - 4. Hal tersebut dipergunakan sebagai bahan perbandingan biaya operasional antara metode Genetika Diploid dengan PT. Pembangkitan Jawa – Bali dalam tiap jamnya. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 4 - 1
Perbandingan Energi Hidro Sebelum dan Sesudah Optimasi

Jam	SEBELUM OPTIMASI (PT. PJB)			SESUDAH OPTIMASI (DGA)		
	BEBAN SISTEM HIDRO (MW)			BEBAN SISTEM HIDRO (MW)		
	4 DES'03	6 DES '03	7 DES '03	4 DES '03	6 DES '03	7 DES '03
01.00	124.5	121.5	116.5	146.28	138.74	15.35
02.00	124.5	119.5	116.5	105.23	138.74	135.80
03.00	123.5	119.5	116.5	136.86	124.30	114.21
04.00	123.5	119.5	116.5	146.24	135.13	139.80
05.00	123.5	117.5	116.5	89.72	112.64	66.82
06.00	123.5	117.5	116.5	132.33	134.76	112.59
07.00	123.5	107.5	116.5	133.15	126.29	130.53
08.00	124.5	92.5	101.5	146.28	125.01	140.21
09.00	113.5	89.5	66.5	118.47	129.91	70.58
10.00	109.5	99.5	66.5	93.79	129.69	98.20
11.00	129.5	109.5	76.5	145.01	114.89	105.08
12.00	132.5	109.5	79.5	115.79	108.55	72.60
13.00	132.5	114.5	79.5	90.43	111.86	112.55
14.00	109.5	99.5	79.5	143.38	86.79	133.60
15.00	139.5	99.5	79.5	142.92	45.13	50.90
16.00	139.5	99.5	74.5	146.29	68.04	126.45
17.00	139.5	109.5	79.5	66.25	75.29	140.16
18.00	137.5	108.5	84.5	144.02	106.93	136.99
19.00	137	104.5	130.5	93.48	42.64	126.69
20.00	137	104.5	129.5	143.82	107.58	108.93
21.00	137	119.5	113.5	145.37	138.74	138.10
22.00	111.5	119.5	110.5	134.19	138.74	134.59
23.00	111.5	109.5	109.5	146.21	134.79	86.60
24.00	126.5	117.5	109.5	145.06	138.74	138.49
Σ	3034.5	2629	2386	3050.57	2713.92	2635.82

Terlihat bahwa total energi perhari setelah dioptimasi lebih besar dari pada total energi sebelum dioptimasi. Hal ini membuktikan bahwa pemaksimalan kerja unit hidro telah terpenuhi untuk meminimalkan daya pada unit termal sehingga biaya unit termal dapat di tekan.

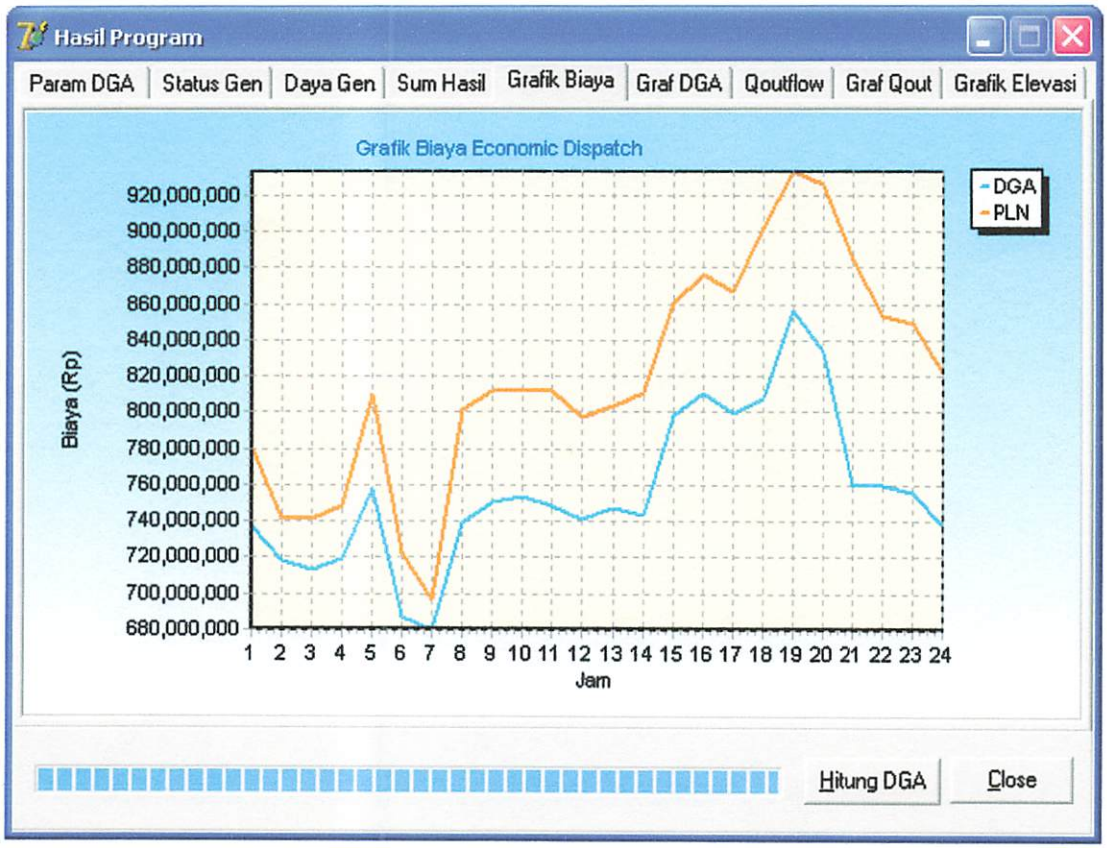
Tabel 4 - 2
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Kamis 4 Desember 2003

Jam	Biaya PT. PJB (Rupiah)	Biaya DGA (Rupiah)	Selisih Biaya (Rupiah)
01.00	781.204.639	737.455.656	43.748.983
02.00	741.054.874	718.366.576	22.688.298
03.00	741.054.874	713.543.773	27.511.102
04.00	748.438.388	719.547.469	28.890.919
05.00	809.418.829	758.323.049	51.095.780
06.00	722.632.365	687.113.505	35.518.860
07.00	696.745.625	679.947.961	16.797.664
08.00	801.869.811	739.679.799	62.190.012
09.00	812.383.597	750.336.720	62.046.877
10.00	812.383.597	753.409.004	58.974.593
11.00	812.383.597	748.771.050	63.612.548
12.00	797.476.311	741.680.777	55.795.534
13.00	803.923.951	747.670.539	56.253.413
14.00	811.307.465	743.818.548	67.488.917
15.00	861.165.315	798.215.328	62.949.987
16.00	876.618.255	811.095.395	65.522.859
17.00	867.105.192	799.243.060	67.862.132
18.00	902.209.097	807.939.359	94.269.738
19.00	933.486.177	857.005.852	76.480.325
20.00	926.079.893	834.205.458	91.874.435
21.00	884.146.106	760.234.337	123.911.769
22.00	853.169.554	760.334.582	92.397.972
23.00	849.716.415	756.318.630	93.397.785
24.00	822.594.884	737.933.253	84.661.631

Tabel 4 - 2
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan
Metode Cermin Diploid Pada Hari Kamis 4 Desember 2003

Jam	Biaya PT. PJB (Rupiah)	Biaya DGA (Rupiah)	Selisih Biaya (Rupiah)
01.00	781.204.629	737.459.050	43.745.583
02.00	741.054.874	718.366.576	22.688.298
03.00	741.054.874	713.543.772	27.511.102
04.00	748.438.388	719.547.469	28.890.919
05.00	809.418.829	758.323.049	51.095.780
06.00	722.632.365	687.113.505	35.518.860
07.00	696.745.625	679.947.961	16.797.664
08.00	801.869.811	739.679.799	62.190.012
09.00	812.383.507	750.336.720	62.046.877
10.00	812.383.507	753.409.004	58.974.503
11.00	812.383.507	748.771.050	63.612.548
12.00	797.476.311	741.680.777	55.795.534
13.00	803.923.951	747.670.539	56.253.412
14.00	811.307.465	743.818.548	67.488.917
15.00	861.165.315	798.215.328	62.949.987
16.00	876.618.255	811.095.395	65.522.859
17.00	867.105.192	799.245.000	67.860.132
18.00	902.209.097	807.979.359	94.209.738
19.00	933.486.177	857.005.852	76.480.325
20.00	920.079.893	834.205.458	91.874.435
21.00	884.146.106	760.234.337	123.911.769
22.00	853.169.554	760.234.582	92.397.972
23.00	849.716.415	756.318.630	93.397.785
24.00	822.594.484	737.923.253	84.661.631

Grafik 4 - 1
Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Kamis, 4 Desember 2003



Tabel 4 - 3
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Sabtu 6 Desember 2003

Jam	Biaya PT. PJB (Rupiah)	Biaya DGA (Rupiah)	Selisih Biaya (Rupiah)
01.00	733.672.317	693.004.067	40.668.250
02.00	694.079.607	671.979.384	22.100.224
03.00	694.079.607	674.11.5678	19.963.929
04.00	694.079.607	672.512.391	21.567.216
05.00	714.089.019	691.818.017	22.271.002
06.00	650.750.134	632.093.648	18.656.486
07.00	646.344.618	628.290.732	18.053.886
08.00	701.787.816	672.974.906	28.812.910
09.00	714.846.727	684.383.680	30.463.047
10.00	714.846.727	685.897.486	28.949.241
11.00	714.846.727	689.571.580	25.275.147
12.00	700.858.429	678.664.409	22.194.019
13.00	681.580.859	658.962.738	22.618.121
14.00	671.888.666	654.399.462	17.489.204
15.00	660.923.317	654.203.165	6.720.152
16.00	661.794.495	650.617.285	11.177.210
17.00	663.268.465	638.865.150	24.403.315
18.00	860.233.798	790.376.780	69.857.018
19.00	860.233.798	804.045.267	56.188.531
20.00	856.780.659	785.966.831	70.813.828
21.00	755.513.065	720.933.746	34.579.319
22.00	720.214.886	689.742.718	30.472.168
23.00	716.537.361	685.142.874	31.394.468
24.00	713.084.222	683.520.574	29.563.648

Grafik 4 - 2
Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Sabtu, 6 Desember 2003



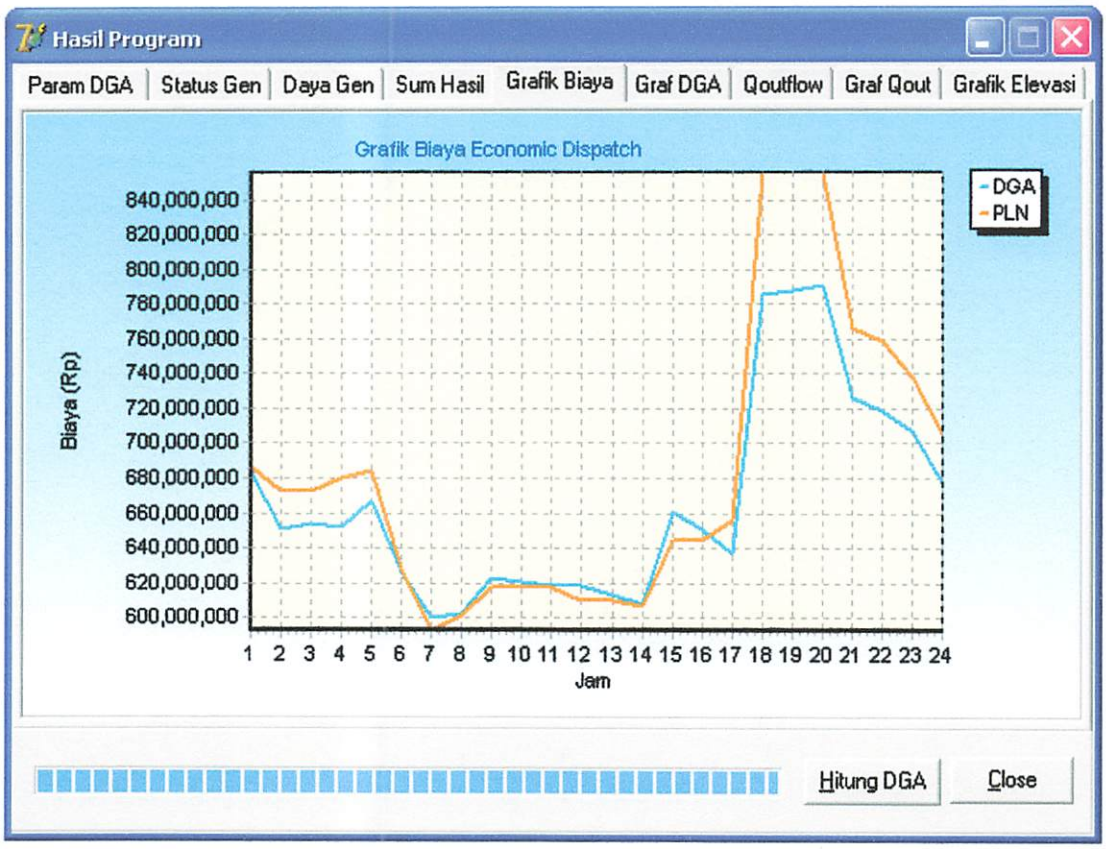
Tabel 4 - 4
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Minggu 7 Desember 2003

Jam	Biaya PT. PJB (Rupiah)	Biaya DGA (Rupiah)	Selisih Biaya (Rupiah)
01.00	686.090.040	683.282.089	2.807.952
02.00	672.676.463	651.350.538	21.325.925
03.00	672.676.463	654.485.136	18.191.327
04.00	680.535.993	652.053.408	28.482.586
05.00	683.936.632	666.795.396	17.141.236
06.00	628.773.489	625.993.977	2.779.511
07.00	592.701.983	599.735.330	-7.033.348
08.00	600.979.539	602.692.030	-1.712.491
09.00	617.779.194	622.668.783	-4.889.589
10.00	617.779.194	620.579.806	-2.800.612
11.00	617.779.194	618.582.648	-803.454
12.00	610.372.910	618.046.991	-7.674.081
13.00	610.372.910	613.332.017	-2.959.107
14.00	606.701.076	607.916.570	-1.215.493
15.00	644.121.019	660.278.963	-16.157.944
16.00	644.121.019	650.816.000	-6.694.981
17.00	656.034.778	636.437.539	19.597.239
18.00	855.816.773	786.099.429	69.717.344
19.00	855.816.773	787.510.338	68.306.435
20.00	855.816.773	791.277.789	64.538.984
21.00	765.949.349	726.091.132	39.858.216
22.00	758.497.525	718.724.031	39.773.494
23.00	737.978.111	707.125.163	30.852.948
24.00	706.281.975	677.932.992	28.348.983

Tabel 4 - 4
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan
Metode Cuantila Diploid Pada Hari Minggu 7 Desember 2003

Jam	Biaya PT. PJB (Rupiah)	Biaya DCA (Rupiah)	Selisih Biaya (Rupiah)
01.00	686.090.040	683.282.089	2.807.951
02.00	672.676.463	651.350.538	21.325.925
03.00	672.676.463	654.485.136	18.191.327
04.00	680.335.093	652.053.408	28.482.586
05.00	683.936.022	666.795.396	17.141.226
06.00	628.773.489	625.993.977	2.779.511
07.00	592.701.983	599.735.330	-7.033.348
08.00	600.979.539	602.692.030	-1.712.491
09.00	617.779.194	622.668.783	-4.889.589
10.00	617.779.194	620.579.806	-2.800.612
11.00	617.779.194	618.582.648	-803.454
12.00	610.372.910	618.046.991	-7.674.081
13.00	610.372.910	613.332.017	-2.959.107
14.00	606.701.076	607.916.570	-1.215.495
15.00	644.121.019	666.278.965	-16.157.944
16.00	644.121.019	650.816.080	-6.694.981
17.00	656.034.778	636.437.539	19.597.239
18.00	853.816.773	786.099.429	69.717.344
19.00	853.816.773	787.510.338	68.306.435
20.00	855.816.773	791.277.789	64.538.984
21.00	765.949.149	726.091.132	39.858.216
22.00	758.407.525	718.724.031	39.773.494
23.00	737.978.111	707.125.163	30.852.948
24.00	706.281.975	677.932.992	28.348.983

Grafik 4 - 3
Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional Perjam PT. PJB Dengan Metode Genetika Diploid Pada Hari Minggu, 7 Desember 2003



Bila dibuat perbandingan biaya untuk tiap jam (pada tabel 4 - 2, tabel 4 - 3, tabel 4 - 4) urutan biaya tidak selalu tetap. Ada kalanya biaya Genetika Diploid lebih besar dari biaya PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali. Ada beberapa kemungkinan yang menyebabkan mahalnya biaya perjam dari metode Genetika Diploid diantaranya konsekuensi penggunaan metode optimasi untuk selang waktu 24 jam bukan jam per jam dimana tujuan utamanya adalah menemukan kombinasi teroptimal untuk waktu 24 jam.

Biaya total setiap hari dibandingkan untuk kedua cara, yaitu pada PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali dan Genetika Diploid dapat dilihat pada tabel 4 - 5 di bawah ini.

Tabel 4 - 5
Perbandingan Total Biaya Operasional
PT. PJB dengan Metode Genetika Diploid

Periode waktu (24 jam)	Total Biaya Operasional PT. PJB (Rupiah)	Total Biaya Operasional DGA (Rupiah)	Selisih DGA vs PLN (Rupiah)
Kamis, 4 Desember 2003	19.668.568.812	18.162.189.679	1.506.379.133
Sabtu, 6 Desember 2003	17.196.334.926	16.492.082.568	704.252.358
Minggu, 7 Desember 2003	16.379.589.172	15.979.808.092	399.781.080

Tabel 4-5 diatas menunjukan bahwa dengan menggunakan metode Genetika Diploid terdapat penggurangan biaya total dalam tiap periode 24 jam (1 hari) dari biaya total PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali. Waktu yang diperlukan untuk komputasi dengan metode Genetika Diploid diperlukan sekitar kurang dari 1 menit, sehingga perubahan penjadwalan 24 jam kedepan bisa teratasi dengan cepat. Kurva perbandingan hasil optimasi biaya total dari proses Genetika Diploid dan PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali dapat dilihat pada grafik 4 - 1, 4 - 2, 4 – 3 diatas.


INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
ITN
MALANG

BAB V
KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan metode Genetika Diploid pada penjadwalan pembangkit hidrotermal terhadap beban yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa-Bali pada Tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003, maka diambil kesimpulan :

1. Proses metode Genetika Diploid memberikan sebuah analisa penyelesaian yang cukup efektif dalam mengoptimalkan pembebanan dan sekaligus penghematan biaya total operasi dibandingkan dengan biaya total operasional dari PT. PJB. Pada tanggal 4 Desember 2003 selisih biaya total antara metode Genetika Diploid dengan PT. PJB sebesar Rp. 1.506.379.133 Pada tanggal 6 Desember 2003 selisih biaya total antara metode Genetika Diploid dengan PT. PJB sebesar Rp. 704.252.358. Pada tanggal 7 Desember 2003 selisih biaya total antara metode Genetika Diploid dengan PT. PJB sebesar Rp. 399.781.080. Selain itu jika dilihat dari hasil perbandingan dengan metode yang telah divalidasi secara berurutan ternyata untuk tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003 Genetika Diploid tetap lebih optimal 2.5%, 1%, 1.27% terhadap metode EP. Dimana terdapat selisih biaya sebesar Rp. 444.410.698, Rp. 174.966.024, dan Rp. 192.959.227 antara Genetika Diploid dan EP.
2. Waktu yang diperlukan untuk komputasi dengan metode Genetika Diploid pada tanggal 4 Desember 2003 ± 7,953 detik, tanggal 6 Desember 2003 ± 8,470 detik, sedangkan pada tanggal 7 Desember 2003 ± 8,156 detik. Untuk program EP waktu yang diperlukan untuk komputasi pada tanggal 4 Desember 2003 ± 25,594 detik, tanggal 6 Desember 2003 ± 25,937 detik, sedangkan pada tanggal 7 Desember 2003 ± 26,219 detik. Jadi waktu yang diperlukan oleh Genetika Diploid lebih cepat dari EP, sehingga perubahan penjadwalan 24 jam kedepan bisa teratasi dengan cepat.

3. Memungkinkan untuk diterapkan metode Genetika Diploid pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali karena biaya yang dihasilkan lebih ekonomis dan cepat dalam perhitungan.

5.2. Saran

Perlu adanya pendekatan dengan PT. Pembangkitan Jawa-Bali untuk mendapatkan data unit pembangkit yang lengkap untuk setiap unit. Pada skripsi ini digunakan data penawaran yang merupakan data yang diberikan kepada para penyedia bahan bakar (pasar) yang nantinya PT. Pembangkitan Jawa-Bali tinggal memilih harga terendah. Jadi kemungkinan besar data biaya real dari bahan bakar yang digunakan akan sulit untuk didapat mengingat adanya perjanjian yang mengikat antara PT. Pembangkitan Jawa-Bali dengan produsen bahan bakar yang telah memberikan biaya terendah. Jadi kemungkinan biaya bahan bakar dilapangan lebih murah dari data yang digunakan pada skripsi ini.

3. Memungkinkan untuk diterapkan metode Genetika Diploid pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali karena biaya yang dihasilkan lebih ekonomis dan cepat dalam perhitungan.

5.2. Saran

Perlu adanya pendekatan dengan PT. Pembangkitan Jawa-Bali untuk mendapatkan data unit pembangkit yang lengkap untuk setiap unit. Pada skripsi ini digunakan data pemasaran yang merupakan data yang diberikan kepada para penyedia bahan bakar (pasar) yang masing PT. Pembangkitan Jawa-Bali tinggal memilih harga terendah. Jadi kemungkinan besar data biaya real dari bahan bakar yang digunakan akan sulit untuk didapat mengingat adanya perjanjian yang mengikat antara PT. Pembangkitan Jawa-Bali dengan produsen bahan bakar yang telah memberikan biaya terendah. Jadi kemungkinan biaya bahan bakar dilapangan lebih murah dari data yang digunakan pada skripsi ini.


INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
ITN
MALANG

DAFTAR PUSTAKA

[1] Marsudi, Djiteng,Ir.,Operasi Sistem Tenaga Listrik",Balai Penerbit & Humas ISTN, Jakarta, 1990.

[2] A.J. Wood and B. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, 2nd ed. New York: Wiley, 1996.

[3] Arismunandar, Artono dan Kuwahara, "Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik", Jilid I- Pembangkitan Dengan Tenaga Air, Cet.&, PT Pradnya Paramita, Jakarta, 2000.

[4] Juharianto,ST, skripsi "*Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik Hidrotermal Menggunakan Metode Evolutionary Programming*" ITN, Desember 2004.

[5] Y.-G. Wu, C.-Y. Ho, and D.-Y. Wang, "A diploid genetic approach to short-term scheduling of hydrothermal system," IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 1268–1274, Nov. 2000.

[6] S. Soares, C. Lyra, and H. Tavares, "Optimal generation scheduling of hydro-thermal power system," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, no. 3, pp. 1107–1115, Mar. 1980.

[7] P.-H. Chen and H.-C. Chang, "Genetic aided scheduling of hydraulically coupled plants in hydro-thermal coordination," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 975–981, May 1996.

[8] M. E. El-Hawary and K. M. Ravindranath, "Optimal operation of variable head hydrothermal systems using the Glimn–Kirchmayer model and the Newton–Raphson method," *Electric Power Systems Researc* vol. l4, no. 1, pp. 1–22, Feb. 1988.

[9] Perusahaan umum (Perum) Jasa Tirta I, Pola Operasi waduk di DPS Kali Brantas musim kemarau 2002?2003, Malang, 2003


INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
ITN
MALANG

LAMPIRAN

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	:	**MANTRA SUHERLINGGA**
N.I.M.	:	**00.12.049**
Jurusan	:	**Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi	:	**Teknik Energi Listrik**
Judul Skripsi	:	**OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB**

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

Hari	:	**Kamis**
Tanggal	:	**31 Maret 2005**
Dengan Nilai	:	**80,10 (A)**

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

Penguji Kedua

(Ir. Junior Siahaan)
NIP. Y. 102 8900 202

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

LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama	: MANTRA SUHERLINGGA
2. NIM	: 00.12.049
3. Jurusan	: Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi	: Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi	: OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB
6. Tanggal Mengajukan Skripsi	: 27 Oktober 2004
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi	: 31 Maret 2005
8. Dosen Pembimbing	: Ir. H. ALMIZAN ABDULLAH, MSEE
9. Telah Dievaluasikan Dengan Nilai	: 85,00 (Delapan Puluh Lima Koma Nol)

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
NIP. P. 103 9000 208

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 : **Kamis**
Tanggal : **31 Maret 2005**

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

Nama : **MANTRA SUHERLINGGA**
NIM : **00.12.049**
Jurusan : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**
Judul Skripsi : **OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB**

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1	Kenapa hanya kecepatan komputasi saja yang dibandingkan dengan EP. Bagaimana dengan hasil optimasinya ?	

Anggota Penguji

Penguji Pertama

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

Penguji Kedua

(Ir. Junior Siahaan)
NIP. Y. 102 8900 202

Dosen Pembimbing

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
NIP. P. 103 9000 208

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO/T. ENERGI LISTRIK S-1

1.	Nama Mahasiswa : Mantra Suherlingga			Nim : 00.12.049
2.	Waktu Pengajuan :	Tanggal	Bulan	Tahun
3.	Spesifikasi Judul *) a. Sistem Tenaga Elektrik b. Mesin-Mesin Elektrik & Elda c. Sistem Pemb.Energi Elektrik d. Sistem Kendali e. Teknik Tegangan Tinggi f. Lainnya			
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Kelompok Dosen Keahlian **) Ir. H. Muzayan Abdullah, MSEE	Ketua Jurusan, Ir. I Made Wartana, MT Nip. 131 991 182		
5.	Judul yang diajukan mahasiswa	**OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID**		
6.	Perubahan Judul yang Diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian	Ditambah : PADA PT PJB .		
7.	*Cacatan :*			
8.	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Kelompok Dosen Keahlian	Disetujui, Kelompok Dosen Keahlian Tanggal : 27 - 10 - 2004		

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. *) dilingkari a, b, c, ...atau f, sesuai bidang Keahlian.
3. **) diisi oleh Jurusan.

Form.S-2

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2
M A L A N G

Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak/Ibu Ir. H. Ali Mirzan Mt, MSEE.
Dosen Institut Teknologi Nasional
M A L A N G

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama	: MANTRA SUHERLINGGA
Nim	: 00.12049
Jurusan	: Teknik Elektro S-1
Konsentrasi	: Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama / Pendamping *), untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir) :
OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB

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

Malang,

Mengetahui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Hormat kami,

Mantra Suherlingga

*) coret yang tidak perlu

Form S-3a

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

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

Malang, 19 Januari. 2005

Nomor : ITN-051/I.SKP /2/'05
Lampiran : satu lembar
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. **Ir. H. ALMIZAN ABDULLAH, MSEE**
Dosen Institut Teknologi Nasional
di –
Malang

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

Nama	: MANTRA SUHERLINGGA
Nim	: 0012049
Fakultas	: Teknologi Industri
Jurusan	: Teknik Elektro
Konsentrasi	: T. Energi Listrik (S-1)

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

7 Januari 2005 s/d 7 Juli 2005

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

Ketua
Jurusan Teknik Elektro

Ir. I Made Wartana, MT
Nip. 131 991 182

Tindasan :
1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : **MANTRA SUHERLINGGA**
Nim : **00.12.049**
Masa Bimbingan : **7 Januari 2005 s/d 7 Juli 2005**

Judul Skripsi : **OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL MENGGUNAKAN METODE GENETIKA DIPLOID PADA PT. PJB**

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	07-03-05	Bab II : harus dijelaskan mengapa fuzzy bisa dipadukan dgn GA dari Journal ! Dan kenapa pemilihan Skripsi Jahariah ini.	
2.	14-03-05	Bab IV : Jelaskan kenapa ada jam-jam tertentu PLN lebih murah dari yang lain	
3.	16-03-05	Penjelasan tdk pakai beda harga thd PLN harus spesifik berdasarkan fakta yg diketahui	
4.	26-03-05	Bab IV : 1. Optimasi ini untuk hidrotermal kedi hasil optimasi hidro harus ditampilkan	
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang, 200
Dosen Pembimbing,

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE

Form.S-4b

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	725.27.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)		164	314	36	10	3	2	65.5	39.28	11795770.8	112515.737	6.831
	CC - 3.3.1 (GAS)	3 x 526	250	480	36	10	3	2	73.32	47.1	17177460.3	145165.581	4.554
	PLTU # 1/2 (GAS)	100	43	85	48	10	9	1	143.74	40.59	1327126.68	21.378.359	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 GILITIMUP 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	202052.57	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	36.92	16010064	127208.655	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	508	300	465	36	10	3	2	68.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW GT 1/2 - OC (HSD)	2 x 140	72	138	36	10	0	0	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	202	36	10	3	1	118.08	64.4	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$

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : KAMIS , 4 DESEMBER 2003

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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG1OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG2OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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	425	425	400	400	400	400	400	400	415	415	415	400	350	360	415	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425
PLTU	MKRNG #4	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	140	140
	#5	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150	150	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150
	MKRNG #1	70	70	60	55	55	55	55	55	85	85	85	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
	#2	70	70	60	55	55	55	55	55	85	85	85	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
	#3	70	70	60	55	55	55	55	55	85	85	85	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
PLTGU	MTWAR1IOC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
	MTWAR11CC	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	185	162	165	200	200	200	200	200	200	200	200	200	185	165
	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR GT 2.1	0	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
	PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									
PLTP	GSLAK #4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
	#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
	#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	75	75	75	125	125	125	125	125	125	125	100	100	100
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		4700	4700	4645	4635	4630	4630	4630	4656	4761	4761	4678	4523	4182	4245	4596	4776	4826	4826	4841	4841	4841	4841	4808	4733	4713
(**) Beban Area-1		4214	4214	4185	4054	4062	4021	4040	4068	4152	4152	3984	3935	3937	4188	4546	4838	5033	5107	5153	5153	5153	5164	5125	4968	4909
Selisih (*) - (**)		486	486	460	581	568	609	590	588	609	609	694	588	245	57	50	-62	-207	-281	-312	-312	-312	-323	-317	-233	-196
Cadangan Seketika		37	37	55	28	54	54	54	54	26	26	79	114	165	169	34	26	26	26	0	0	0	0	0	34	33
Cadangan P u t a r		139	140	196	205	210	210	210	184	79	79	162	317	633	570	219	89	39	39	24	24	24	24	24	99	119

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : KAMIS , 4 DESEMBER 2003

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		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG1OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG2OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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		425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	418
PLTU	MKRNG	#4	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
		#5	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	163
	MKRNG	#1	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	78
		#2	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	78
		#3	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	78
PLTGU	MTWAR11OC		0	0	0	72	72	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR1OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36
	MTWAR2OCI		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		135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	0
	MTWAR11CC		200	200	200	200	200	200	200	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	250	300	380	400	400	400	400	400	380	380	380	350	350	350	350	350	0
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	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
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																							
PLTP	GSLAK	#4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
		#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
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		125	125	125	125	125	125	125	125	125	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	125	125	120	
PLTU	Krakatau Steel		0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	100	150	150	150	150	150	150	100	60	60	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-1			4833	4833	4833	4905	4905	4905	4905	4888	4938	5103	5173	5223	5223	5223	5223	5203	5138	5068	5038	4971	4971	4946	4946	4842
(**) Beban Area-1			5100	5187	5262	5246	5278	5271	5254	5242	5221	5316	5314	5395	5422	5411	5368	5302	5138	4925	4827	4695	4632	4540	4459	4795
Selisih (*) - (**)			-267	-354	-429	-341	-373	-366	-349	-354	-283	-213	-141	-172	-199	-188	-145	-99	0	143	211	276	339	406	487	47
Cadangan Seketika			0	0	0	4	4	4	4	13	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	44	27
Cadangan P u t a r			24	24	24	90	90	90	90	162	112	-13	-33	-33	-33	-33	-33	-13	2	32	62	62	62	62	92	103

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : HARI/TANGGAL : KAMIS , 4 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

		Jam	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30	11.00	11.30	12.00	12.30
PLTA	Area 2.		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PLTA	SGLNG	#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	91	107	120	125	125	125	125	110	89	82
		#2	127	127	119	103	108	108	108	100	109	134	109	105	80	80	82	91	108	121	124	124	124	124	111	90	81
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTP	KMJNG	#1	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
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTP	DRJAT	#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
PLTG	SRAGI	#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	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
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI																										
PLTA	CRATA	#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	30	60	60	120	120	120	120	60	60	60
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#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
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PEMBELIAN DARI LUAR PLN																										
	WYNDU	#1	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	DRJAT	#2	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
Perum.Otorita Jatiluhur			35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
(*) Pembangkitan Area-2			574	574	566	550	555	555	555	547	556	581	556	552	527	527	609	659	742	788	816	816	816	816	748	686	670
(**) Beban Area-2			1689	1706	1678	1707	1699	1718	1693	1737	1730	1748	1674	1572	1449	1372	1505	1556	1624	1645	1655	1661	1661	1661	1640	1566	1545
Selisih (*) - (**)			-1115	-1132	-1112	-1157	-1144	-1163	-1138	-1190	-1174	-1166	-1118	-1020	-922	-845	-896	-897	-882	-877	-839	-845	-845	-845	-892	-880	-875
Cadangan Seketika			13	13	12	10	11	11	11	10	11	13	11	11	8	8	16	21	30	32	25	25	25	25	30	24	22
Cadangan P u t a r			48	48	56	72	67	67	67	75	66	41	66	70	95	95	168	263	180	154	106	106	106	106	174	236	252

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : HARI/TANGGAL : KAMIS , 4 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

		Jam	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2
PLTA	Area 2.		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	29	29	29	29	29	29	29	29	24	24	24	24	25
PLTA	SGLNG	#1	100	105	125	99	99	99	99	119	111	115	108	112	127	121	103	103	100	105	105	100	99	99	102	76
		#2	101	105	125	99	99	99	99	120	110	115	108	112	127	121	103	103	100	100	0	0	0	0	0	97
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	107	112	128	121	103	103	100	106	100	100	99	99	103	30
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	100	104	119	113	103	102	81	0	0	0	0	0	0	17
PLTP	KMJNG	#1	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
		#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
		#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTP	DRJAT	#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
PLTG	SRAGI	#1	0	0	0	0	0	0	0	0	10	18	18	18	18	18	18	18	18	18	10	0	0	0	0	4
		#2	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
		#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
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	10	18	18	18	18	18	18	18	18	18	10	0	0	0	0	4
			PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI																							
PLTA	CRATA	#1	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	0	32
		#2	100	100	100	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	0	0	53
		#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
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	60	80	80	80	80	80	60	0	0	0	0	0	0	13
		#5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	80	80	60	60	60	0	0	0	0	0	0	11
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	60	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	8
		#7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	7
		#8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	7
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																							
	WYNDU	#1	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	DRJAT	#2	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Perum.Otorita Jatiluhur			35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	50	50	50	50	50	35	35	35	35	35	35	35	37
(*) Pembangkitan Area-2			748	757	877	805	805	805	805	846	876	1153	1306	1443	1504	1479	1395	1394	1151	959	837	807	725	645	652	806
(**) Beban Area-2			1605	1600	1626	1631	1647	1661	1640	1676	1707	1887	2168	2214	2256	2245	2232	2210	2167	2057	1971	1947	1898	1827	1819	1762
Selisih (*) - (**)			-857	-843	-749	-826	-842	-856	-835	-830	-829	-714	-862	-771	-752	-766	-837	-816	-1016	-1098	-1134	-1140	-1173	-1182	-1167	-956
Cadangan Seketika			30	31	43	35	35	35	35	40	42	67	82	94	100	98	89	89	66	47	38	35	28	20	21	34
Cadangan P u t a r			174	165	170	242	242	242	242	201	330	655	752	635	574	599	683	684	537	304	251	240	197	152	144	234

SUB SISTEM REGION_4

RENCANA : HARI/TANGGAL : KAMIS, 4 DESEMBER 2003

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		28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	18	18	16	16	16	16	6	6	6	6	6	6	6	6	16
PLTU	PITON	#1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	350	325	325	325	370	370	370	370	370	370	370	370	370	350	350
	PITON	#2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	350	325	325	325	370	370	370	370	370	370	370	370	370	350	350
	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		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	250	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	GRSIK13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 2	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		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		300	300	300	250	250	250	250	300	350	350	300	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
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	300	250	250	250	250	250	275	300	250	250	250	250	250	275	300	300	300	300	300	300	300	300	275
PLTU	GRSIK	# 3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	165	165	165	165	165	165	165	165	165
		# 4	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
	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
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
		# 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-4			3277	3277	3277	3177	3177	3177	3177	3197	3272	3297	3027	2787	2755	2755	2930	3235	3430	3530	3530	3530	3530	3530	3530	3440	3400
(**) Beban Area-4			2054	2058	2054	2049	2044	2062	2365	2045	2108	2059	1968	1802	1677	1621	1788	1974	2058	2067	2071	2082	2081	2054	1992	1978	1967
Selisih (*) - (**)			1223	1219	1223	1128	1133	1115	1112	1152	1164	1238	1058	985	1078	1134	1142	1261	1372	1463	1459	1448	1449	1476	1538	1462	1433
Cadangan Seketika			57	57	57	52	52	52	52	53	56	58	87	94	93	93	50	55	37	37	37	37	37	37	37	85	82
Cadangan P u t a r			809	809	809	909	909	909	909	689	814	789	1049	984	994	994	819	904	699	599	599	599	599	599	599	689	739

SUB SISTEM REGION_4

RENCANA : HARI/TANGGAL : KAMIS , 4 DESEMBER 2003

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.		21	21	21	21	21	21	21	21	23	23	23	23	23	23	23	23	23	21	21	21	21	21	21	20
PLTA	SUTAMI		90	90	90	90	90	90	90	90	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90	90	92
PLTA	BRANTAS		93	93	93	93	93	93	93	93	116	116	116	116	116	116	116	116	116	86	86	86	86	86	86	84
PLTU	PITON	#1	350	350	350	350	350	350	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	350	350	350	350	350	350	350	357
	PITON	#2	350	350	350	350	350	350	370	370	370	350	370	370	370	370	370	370	350	350	350	350	350	350	350	356
	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		300	300	300	300	300	300	300	300	350	350	350	350	350	350	350	300	300	300	250	250	250	250	250	300
	GRSIK13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 2	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		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	350	350	350	350	300	300	250	250	250	250	250	300
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		275	275	275	300	300	300	300	300	300	300	300	350	350	350	300	300	300	300	250	250	250	200	200	300
PLTU	GRSIK	#3	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150	135	110
		#4	90	90	90	90	90	90	140	140	140	140	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	90	90	106
	GRSIK	#1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	54
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	54
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
		#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
	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
		#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
(*) Pembangkitan Area-4			2869	2854	2864	2864	2904	2904	2904	2954	3208	3703	4298	4298	4298	4298	4298	4128	4038	3927	3802	3702	3507	3417	3382	3254
(**) Beban Area-4			1594	1621	1594	1614	1597	1608	1627	1752	1935	2576	2728	2842	2790	2788	2788	2704	2550	2470	2380	2215	2121	2154	2069	1983
Selisih (*) - (**)			1275	1233	1270	1250	1307	1296	1277	1202	1273	1127	1570	1456	1508	1512	1510	1424	1488	1457	1442	1487	1386	1263	1313	1271
Cadangan Seketika			89	88	88	88	90	90	90	92	98	98	19	19	19	19	19	49	78	74	73	68	72	67	65	72
Cadangan Putar			1064	1089	1069	1069	1144	1144	1144	1094	1044	677	82	82	82	82	82	252	342	382	507	607	802	729	764	PREFI

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU , 6 DESEMBER 2003

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		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG1OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG2OC1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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		425	410	410	400	400	400	400	400	400	400	400	350	350	350	360	400	425	425	425	425	425	425	425	400	400
PLTU	MKRNG	#4	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
		#5	165	150	150	150	150	150	150	150	165	165	150	150	150	150	150	155	165	165	165	165	165	165	165	150	150
	MKRNG	#1	70	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#2	70	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#3	70	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
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		350	350	350	325	325	325	325	325	350	350	350	300	300	300	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	0	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
	PEMBELIAN DARI LUAR PLN																										
PLTP	GSLAK	#4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
		#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
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	75	75	75	110	110	110	110	110	110	110	100	100	100
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			4655	4553	4508	4453	4453	4453	4453	4453	4550	4550	4443	4343	4125	4125	4328	4493	4591	4591	4591	4591	4591	4591	4573	4533	4453
(**) Beban Area-1			4482	4436	4379	4323	4224	4180	4143	4106	4309	4228	4093	4093	4151	4207	4445	4718	4819	4780	4859	4888	4830	4885	4861	4708	4541
Selisih (*) - (**)			173	117	129	130	229	273	310	348	241	322	350	250	-26	-82	-117	-225	-228	-189	-268	-297	-239	-294	-288	-175	-88
Cadangan Seketika			54	106	104	121	121	121	121	121	70	70	130	125	172	172	126	123	50	50	50	50	50	50	50	70	75
Cadangan P u t a r			169	272	318	372	372	372	372	372	275	275	382	482	675	675	472	342	244	244	244	244	244	244	244	284	364

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : **HARI/TANGGAL : SABTU, 6 DESEMBER 2003**

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		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG1OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG2OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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		360	370	360	360	350	350	350	350	350	400	425	425	425	425	425	425	400	400	400	400	400	400	400	395
PLTU	MKRNG	#4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	107
		#5	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	165	160	150	150	150	150	150	150	156
	MKRNG	#1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	60	50	50	50	50	50	50	50	55
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	60	50	50	50	50	50	50	50	55
		#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	60	50	50	50	50	50	50	50	55
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
	MTWAR1OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72
	MTWAR2OCI		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		350	360	325	325	292	292	300	300	300	365	390	390	390	390	390	390	350	350	350	350	350	350	350	403
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	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
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																							
PLTP	GSLAK	#4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
		#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
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		110	110	110	110	110	110	110	110	110	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	100	100	114
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			4423	4443	4398	4398	4345	4345	4353	4358	4483	4803	5028	5028	5028	5028	5028	4953	4833	4823	4823	4816	4753	4703	4703	4582
(**) Beban Area-1			4637	4685	4656	4656	4604	4591	4562	4533	4702	5013	5100	5081	5104	5123	5118	5119	4918	4809	4668	4639	4498	4407	4325	4609
Selisih (*) - (**)			-214	-242	-258	-258	-259	-246	-209	-175	-219	-210	-72	-53	-76	-95	-90	-166	-85	14	155	177	255	296	378	-27
Cadangan Seketika			73	74	72	72	69	69	70	70	76	87	44	44	44	44	44	53	88	88	88	88	140	140	140	88
Cadangan Putar			404	384	429	429	599	599	591	591	544	329	114	114	114	114	114	189	309	319	319	319	382	382	382	346

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU , 6 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

			Jam	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30	11.00	11.30	12.00	12.30
PLTA	Area 2.			24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PLTA	SGLNG	#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		113	104	102	100	100	100	100	100	113	113	96	88	80	80	101	102	104	115	115	116	116	116	125	105	99
		#3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4		113	103	103	100	100	100	100	100	112	112	95	88	80	80	100	101	103	114	114	116	116	116	125	105	99
PLTP	KMJNG	#1		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
		#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		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
PLTP	DRJAT	#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
PLTG	SRAGI	#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		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
		#3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI																									
PLTA	CRATA	#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
		#3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#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
		#6		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#7		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	70
		#8		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90	90	90	90	90	80
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									
	WYNDU	#1		105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	DRJAT	#2		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
Perum.Otorita Jatiluhur				45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
(*) Pembangkitan Area-2				733	714	712	707	707	707	707	707	732	732	698	683	667	667	708	780	784	806	806	809	809	809	827	787	755
(**) Beban Area-2				1717	1695	1673	1651	1648	1707	1758	1769	1765	1719	1627	1590	1252	1339	1395	1473	1557	1576	1519	1520	1520	1557	1529	1506	1408
Selisih (*) - (**)				-983	-981	-961	-944	-941	-1000	-1051	-1062	-1033	-987	-929	-907	-585	-672	-687	-693	-773	-770	-713	-711	-711	-748	-702	-719	-653
Cadangan Seketika				33	31	31	30	30	30	30	30	33	33	29	28	26	26	30	37	38	40	40	40	40	40	42	38	35
Cadangan P u t a r				149	168	170	175	175	175	175	175	150	150	184	199	215	215	174	227	223	201	201	198	198	198	180	220	252

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : **HARI/TANGGAL : SABTU , 6 DESEMBER 2003**

PT. INDONESIA POWER

			Jam	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2
PLTA	Area 2.			24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	33	33	33	33	33	33	33	33	24	24	24	24	26
PLTA	SGLNG	#1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	115	121	126	120	107	102	102	101	102	102	100	103	103	31
		#2		102	117	87	87	80	80	81	80	86	101	115	121	126	120	108	102	101	100	0	0	0	0	0	92
		#3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	114	121	126	120	107	102	102	101	102	102	100	102	102	31
		#4		101	116	87	87	80	80	81	80	86	102	114	121	126	120	107	103	101	100	100	0	0	0	0	53
PLTP	KMJNG	#1		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
		#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		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTP	DRJAT	#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
PLTG	SRAGI	#1		0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	10	0	0	0	4
		#2		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
		#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
		#4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	0	0	0	0	4
				PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI																							
PLTA	CRATA	#1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	70	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	22
		#2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	80	80	80	80	80	70	70	70	0	0	0	16
		#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
		#4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	80	80	80	70	70	0	0	0	0	0	0	11
		#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
		#6		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	80	70	60	60	60	60	60	0	0	0	13
		#7		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	80	60	80	80	60	60	60	0	0	0	0	0	0	41
		#8		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	60	0	0	0	0	0	0	0	76
				PEMBELIAN DARI LUAR PLN																							
	WYNDU	#1		105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	DRJAT	#2		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Perum.Otorita Jatiluhur				45	45	45	45	45	45	45	45	45	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	45	45	45	46
(*) Pembangkitan Area-2				760	790	731	731	717	717	719	717	747	1051	1286	1381	1441	1417	1336	1276	1213	1069	971	836	687	692	692	844
(**) Beban Area-2				1441	1483	1410	1494	1402	1412	1444	1405	1391	1580	1961	2101	2155	2108	2083	2000	1975	1868	1820	1606	1759	1693	1693	1845
Selisih (*) - (**)				-681	-693	-679	-763	-685	-695	-725	-688	-644	-529	-675	-720	-714	-691	-747	-724	-762	-799	-849	-970	-1072	-1001	-1001	-800
Cadangan Seketika				35	38	32	32	31	31	31	31	32	60	84	92	98	96	88	82	76	61	51	42	28	29	29	43
Cadangan P u t a r				247	217	276	276	290	290	288	290	278	722	612	526	466	490	571	631	569	463	386	319	195	190	189	282

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		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
PLTA	BRANTAS		68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
PLTU	PITON	#1	370	370	350	350	350	350	350	350	370	370	370	316	316	316	350	360	360	360	360	360	360	360	360	360	160
	PITON	#2	370	370	350	350	350	350	350	350	370	370	370	316	316	316	350	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	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		350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	300	300	300	300	300	350	350	350	350	350	350	350	350	350	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	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	250	245	245	245	245	245	250	250	225	200	170	170	200	200	250	250	250	250	250	250	250	225	180
	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		250	250	250	250	250	250	250	250	275	275	275	200	200	200	225	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	GRSIK33CC		0	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	GRSIK	#3	165	165	165	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150
		#4	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
	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
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
		# 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-4			3517	3517	3477	3426	3426	3426	3426	3426	3497	3497	3282	2974	2844	2844	3067	3272	3422	3522	3522	3522	3522	3522	3522	3482	3287
(**) Beban Area-4			2066	2049	2022	1999	2093	2096	2077	2073	2075	2182	1963	1757	1717	1665	1816	1892	1962	2082	2069	2030	2092	1996	2038	2073	2027
Selisih (*) - (**)			1451	1468	1455	1427	1333	1330	1349	1353	1422	1315	1319	1217	1127	1179	1251	1380	1460	1440	1453	1492	1430	1526	1484	1409	1260
Cadangan Seketika			65	65	100	106	106	106	106	106	72	72	87	93	92	92	98	89	81	81	81	61	61	61	61	87	63
Cadangan P u t a r			604	604	644	695	695	695	695	695	624	624	839	1147	952	952	1054	854	704	604	604	804	604	604	604	644	839

12/5/03/Rob 06129/Leb /Rob1/pw4

RENCANA : MAKASSAR, 1 OKTOBER

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.		21	21	21	21	21	21	21	21	23	23	23	23	23	23	23	23	23	21	21	21	21	21	21	20
PLTA	SUTAMI		90	90	90	90	90	90	90	90	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90	90	92
PLTA	BRANTAS		93	93	93	93	93	93	93	93	116	116	116	116	116	116	116	116	116	86	86	86	86	86	86	84
PLTU	PITON	#1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	360
	PITON	#2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	350	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	359
	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
	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
	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
	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		300	300	300	300	300	300	300	300	300	375	475	475	475	475	475	475	475	400	350	350	350	350	350	354
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
	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
	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
	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		180	180	164	164	164	164	164	164	164	200	300	300	300	300	300	275	250	240	225	200	200	200	200	225
	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
	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
	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
	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		250	250	250	250	250	250	240	200	250	300	300	300	300	300	300	300	250	250	250	250	250	250	250	254
	GRSIK33CC		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	GRSIK	# 3	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150	157
		# 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	165	165	165	165	150	140	140	140	90	90	90	90	90	102
	GRSIK	#1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	54
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	54
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
		# 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
	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
		# 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
(*) Pembangkitan Area-4			3309	3329	3313	3313	3313	3313	3303	3303	3482	4028	4353	4353	4353	4353	4338	4233	4098	3942	3727	3702	3562	3482	3342	3543
(**) Beban Area-4			1936	1950	1912	1825	1858	1870	1894	1939	2199	2820	2887	2907	2897	2881	2841	2747	2668	2525	2416	2246	2138	2162	2088	2157
Selisih (*) - (**)			1373	1379	1401	1488	1455	1443	1409	1364	1283	1208	1466	1446	1456	1472	1497	1486	1430	1417	1311	1456	1424	1320	1254	1387
Cadangan Seketika			63	63	62	62	62	62	61	61	68	88	37	37	37	37	44	62	58	75	89	68	68	70	68	69
Cadangan P u t a r			839	829	855	855	855	855	885	985	1035	552	227	227	227	227	242	347	482	587	719	744	784	784	804	#REF!

12/2/03 Rob 061202.xls /Rekliped

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 7 DESEMBER 2003

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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG1OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG2OC1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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	400	396	350	350	350	350	344	319	346	346	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
PLTU	MKRNG #4	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
	#5	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	MKRNG #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
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	200	180	180	180	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	MTWAR12CC	350	350	350	350	350	350	350	390	390	390	320	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR GT 2.1	0	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
	PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									
PLTP	GSLAK #4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
	#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
	#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	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		4720	4639	4593	4555	4520	4520	4514	4529	4556	4556	4207	3985	3845	3825	3825	3875	3945	3945	3945	3945	3945	3945	3937	3937	3887
(**) Beban Area-1		4260	4248	4152	4070	4096	4069	4138	4018	4071	4071	3946	3855	3826	3744	3771	3885	4026	4005	3945	3978	3997	4066	4052	4020	4075
Selisih (*) - (**)		460	391	441	485	424	451	376	511	485	485	261	110	19	81	54	-10	-81	-60	0	-33	-52	-121	-115	-83	-188
Cadangan Seketika		89	140	138	193	191	191	190	172	173	173	148	183	150	159	159	161	155	155	155	155	155	155	155	155	152
Cadangan P u t a r		299	381	428	485	500	500	506	491	464	464	651	893	775	795	795	745	675	675	675	675	675	675	675	675	725

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 7 DESEMBER 2003

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		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG1OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG2OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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		300	300	300	300	300	300	300	300	350	400	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	400	346
PLTU	MKRNG	#4	90	90	90	90	90	90	90	90	135	140	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	135	108
		#5	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150	153
	MKRNG	#1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	54
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	54
		#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	54
PLTGU	MTWAR1IOC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR1OCI		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72
	MTWAR2OCI		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	72	72	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR11CC		200	200	200	170	170	170	170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
	MTWAR12CC		0	0	0	0	0	0	0	250	275	325	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	350	395
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	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
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																							
PLTP	GSLAK	#4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
		#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
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		50	50	50	50	50	50	50	50	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	100	100	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	
(*) Pembangkitan Area-1			3887	3937	3937	3979	3929	3929	3979	4084	4294	4567	4993	4993	4993	4993	4993	4993	4888	4888	4888	4881	4881	4816	4730	4357
(**) Beban Area-1			4051	4033	4159	4160	4108	4063	4070	4226	4395	4481	5159	5038	5025	5030	5020	4979	5002	4873	4842	4792	4576	4451	4398	4277
Selisih (*) - (**)			-164	-96	-222	-181	-179	-134	-91	-142	-101	86	-166	-45	-32	-37	-27	14	-114	15	46	89	305	365	332	79
Cadangan Seketika			152	155	155	167	164	164	167	142	160	188	43	43	43	43	43	43	50	50	50	50	50	50	87	130
Cadangan P u t a r			725	675	675	771	821	821	771	721	738	565	149	149	149	149	149	149	254	254	254	254	254	269	355	528

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 7 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

		Jam	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30	11.00	11.30	12.00	12.30
PLTA	Area 2.		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PLTA	SGLNG	#1	122	103	102	108	104	105	108	100	121	121	80	84	80	80	80	80	90	91	111	111	111	111	96	91	90
		#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	122	103	102	109	104	104	107	100	121	121	81	84	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	90	92	111	111	111	111	95	90	90
PLTP	KMJNG	#1	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
		#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	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
PLTP	DRJAT	#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
PLTG	SRAGI	#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	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
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI																								
PLTA	CRATA	#1	100	100	100	100	100	100	100	100	110	110	100	90	80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	80	80	80
		#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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#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
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																								
	WYNDU	#1	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	DRJAT	#2	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
	Perum.Otorita Jatiluhur		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
(*) Pembangkitan Area-2			751	713	711	724	715	716	722	707	759	759	668	665	647	647	647	647	667	670	729	729	729	729	678	668	667
(**) Beban Area-2			1724	1674	1666	1677	1628	1625	1580	1675	1695	1651	1463	1362	1275	1322	1321	1319	1306	1333	1352	1396	1414	1356	1313	1315	1254
Selisih (*) - (**)			-973	-961	-955	-953	-913	-909	-858	-968	-936	-892	-795	-697	-628	-675	-674	-672	-641	-663	-623	-667	-685	-627	-635	-647	-587
Cadangan Seketika			34	31	30	32	31	31	32	30	35	35	26	26	24	24	24	24	26	26	32	32	32	32	27	26	26
Cadangan P u t a r			131	169	171	158	167	166	160	175	123	123	214	217	235	235	235	235	215	212	153	153	153	153	204	214	215

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 7 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

			Jam	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2
PLTA	Area 2.			24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	33	33	33	33	33	33	33	33	24	24	24	24	26
PLTA	SGLNG	#1		86	98	113	102	87	87	92	113	115	100	103	102	103	105	103	104	104	104	80	0	0	0	0	91
		#2		0	0	0	0	0	0	0	0	80	80	103	102	103	105	103	104	104	104	104	107	107	107	99	32
		#3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	103	102	103	105	103	104	104	104	104	108	106	107	98	61
		#4		86	98	113	102	87	87	91	112	116	101	104	102	103	105	104	104	104	80	0	0	0	0	0	58
PLTP	KMJNG	#1		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
		#2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	14
		#3		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTP	DRJAT	#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
PLTG	SRAGI	#1		0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	0	0	0	5
		#2		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
		#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
		#4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	0	0	4
			PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI																								
PLTA	CRATA	#1		80	80	100	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	87
		#2		0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	0	0	19
		#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
		#4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	80	80	80	80	80	80	80	80	60	0	0	0	0	15
		#5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	80	80	80	80	60	60	60	0	0	0	0	0	0	11
		#6		0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	80	80	80	80	60	60	60	0	0	0	0	0	0	11
		#7		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	7
		#8		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																								
	WYNDU	#1		105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
	DRJAT	#2		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Perum.Otorita Jatiluhur				45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	45	45	45	46
(*) Pembangkitan Area-2				659	683	733	691	661	661	670	712	846	1056	1341	1375	1399	1387	1340	1343	1283	1139	1015	873	768	751	734	825
(**) Beban Area-2				1265	1295	1249	1235	1288	1334	1360	1306	1532	1704	1971	2005	2121	2116	2073	2022	1948	1874	1801	1810	1815	1711	1692	1567
Selisih (*) - (**)				-606	-612	-516	-544	-625	-673	-690	-594	-686	-648	-630	-630	-722	-729	-733	-679	-665	-735	-786	-937	-1047	-960	-958	-742
Cadangan Seketika				25	28	33	28	25	25	28	31	42	60	84	87	89	88	83	84	78	63	51	38	29	29	28	39
Cadangan P u t a r				223	199	149	191	221	221	212	170	354	742	607	582	558	570	617	614	549	443	392	225	182	181	197	271

RENCANA : HARI/TANGGAL : MINGGU , 7 DESEMBER 2003

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		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
PLTA	BRANTAS		68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
PLTU	PITON	#1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	335	300	300	300	335	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	PITON	#2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	335	300	300	300	335	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	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		350	350	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	350	350	350	350	350	350	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	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		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	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		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	GRSIK33CC		0	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	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	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
	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
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
		# 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-4			3257	3257	3207	3172	3172	3162	3162	3162	3162	3162	3112	2862	2792	2692	2692	2817	2847	2897	2897	2897	2897	2897	2897	2847	2847
(**) Beban Area-4			2095	2044	2037	2084	2031	2016	1997	2006	2039	2084	1878	1605	1601	1575	1586	1614	1623	1684	1752	1688	1655	1649	1637	1616	1580
Selisih (*) - (**)			1162	1213	1170	1108	1141	1146	1165	1156	1123	1098	1234	1257	1191	1117	1126	1203	1224	1233	1145	1209	1242	1248	1260	1231	1267
Cadangan Seketika			65	65	63	61	61	61	61	61	61	61	58	90	87	84	84	88	89	92	92	92	92	92	92	89	89
Cadangan P u t a r			799	799	849	884	884	894	894	894	894	894	794	1044	1114	889	889	1094	1064	1014	1014	1014	1014	1014	1014	1064	1064

RENCANA : **HARI/TANGGAL : MINGGU , 7 DESEMBER 2003**

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.	21	21	21	21	21	21	21	21	23	23	23	23	23	23	23	23	23	21	21	21	21	21	21	20
PLTA	SUTAMI	90	90	90	90	90	90	90	90	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90	90	92
PLTA	BRANTAS	93	93	93	93	93	93	93	93	116	116	116	116	116	116	116	116	116	86	86	86	86	86	86	84
PLTU	PITON #1	350	350	350	350	350	350	350	350	350	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	357
	PITON #2	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	356
	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
	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
	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
	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	300	300	300	300	300	300	300	325	350	425	475	475	475	475	475	475	450	425	400	350	350	350	350	346
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
	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
	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
	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	200	175	175	175	175	175	175	200	200	250	300	300	300	300	300	250	200	200	200	200	200	200	200	209
	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
	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
	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
	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	200	200	200	200	200	200	200	200	200	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	250	250	250	250	238
	GRSIK33CC	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	GRSIK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150	135	110
	#4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	165	165	165	165	165	165	150	150	150	150	140	90	90	108
	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	54
	#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	54
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
	# 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
	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
	# 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
(*) Pembangkitan Area-4		2869	2854	2864	2864	2904	2904	2904	2954	3208	3703	4298	4298	4298	4298	4298	4128	4038	3927	3802	3702	3507	3417	3382	3254
(**) Beban Area-4		1594	1621	1594	1614	1597	1606	1627	1752	1935	2576	2728	2842	2790	2786	2788	2704	2550	2470	2360	2215	2121	2154	2069	1983
Selisih (*) - (**)		1275	1233	1270	1250	1307	1298	1277	1202	1273	1127	1570	1456	1508	1512	1510	1424	1488	1457	1442	1487	1386	1263	1313	1271
Cadangan Seketika		89	88	88	88	90	90	90	92	98	98	19	19	19	19	19	49	76	74	73	68	72	67	65	72
Cadangan P u t a r		1064	1089	1089	1089	1144	1144	1144	1094	1044	677	82	82	82	82	82	252	342	382	507	607	802	729	764	#REF!

12/5/03 Rob 071203.xls /Rekap4

PT PJB
UP BRANTAS
PLTA DISTRIK A

TABEL KONVERSI MW TERHADAP OUTFLOW PLTA SUTAMI

No	MW	Outflow (M3/Detik)	Keterangan	No	MW	Outflow (M3/Detik)	Keterangan
1	1	1,38	Pada Elevasi Maksimum 272,50	1	1	1,43	Pada Elevasi Rata - rata 269,50
2	2	2,76		2	2	2,86	
3	3	4,14		3	3	4,29	
4	4	5,52		4	4	5,72	
5	5	6,90		5	5	7,15	
6	6	8,28		6	6	8,58	
7	7	9,66		7	7	10,01	
8	8	11,04		8	8	11,44	
9	9	12,42		9	9	12,87	
10	10	13,8		10	10	14,30	
11	11	15,18		11	11	15,73	
12	12	16,56		12	12	17,16	
13	13	17,94		13	13	18,59	
14	14	19,32		14	14	20,02	
15	15	20,70		15	15	21,45	
16	16	22,08		16	16	22,88	
17	17	23,46		17	17	24,31	
18	18	24,18		18	18	25,74	
19	19	26,22		19	19	27,17	
20	20	27,60		20	20	28,60	
21	21	28,98		21	21	30,03	
22	22	30,36		22	22	31,46	
23	23	31,74		23	23	32,89	
24	24	33,12		24	24	34,32	
25	25	34,50		25	25	35,75	
26	26	35,88		26	26	37,18	
27	27	37,26		27	27	38,61	
28	28	38,64		28	28	40,04	
29	29	40,02		29	29	41,47	
30	30	41,40		30	30	42,90	
31	31	42,78		31	31	44,33	
32	32	44,16		32	32	45,76	
33	33	45,54		33	33	47,19	
34	34	46,92		34	34	48,62	
35	35	48,30		35	35	50,05	

Formula :

Outflow = (Daya (MW) x 24)/Ratio
Ratio dapat dilihat pada tabel dengan memperhatikan ketinggian elevasi

Karangkates, 02 Januari 2004
Dibuat oleh
Supervisor Produksi PLTA Distrik A

Wisrawan Wahju Wibowo, ST

S O P - 4

KETENTUAN MENGENAI DEDUKSI AKIBAT LOSSES ENERGY

(1). Losses energy akibat sampah maupun sedimen diperhitungkan apabila terjadi spillout (limpasan lewat spillway), dengan perhitungan sebagai berikut :

apabila *Q inflow < Q tb max* :

Q Losses = Q in - Q out

namun apabila *Q inflow > Q tb max* :

Q Losses = Q tb max - Q out

dengan : Q in = Debit inflow
Q out = Debit outflow turbin nyata
Q tb max = Debit outflow turbin pada beban maksimum

(2) Besarnya losses energy dihitung berdasar rumus :

LE = Q losses ξ g H t

dengan : LE = Losses Energy (kwH) Q losses = debit losses (m^3/dt)
ξ = efisiensi PLTA H = tinggi jatuh /head (m)
g = gravitasi (9,807 m/dt^2) t = waktu (jam)

atau disederhanakan dengan menggunakan Q equivalent sebagai berikut :

- Sengguruh	: 1 MW = 5,24 m^3/dt	- Lodoyo	: 1 MW = 10,80 m^3/dt
- Sutami	: 1 MW = 1,43 m^3/dt	- Selorejo	: 1 MW = 3,22 m^3/dt
- Wlingi	: 1 MW = 5,07 m^3/dt	- Tulungagung	: 1 MW = 1,72 m^3/dt

(3) Energy losses equivalent dihitung sebagai berikut :

$$\frac{\text{Q Losses rata-rata}}{\text{Q equivalent PLTA}} \times \text{waktu} \times 1000 \text{ (kWh)}$$

(4) Besarnya Losses energy dituangkan kedalam Berita Acara bulanan dan diperhitungkan sebagai deduksi pembayaran Iuran Pembiayaan Eksploitasi dan Pemeliharaan Prasarana Air PIHAK KEDUA kepada PIHAK KESATU dengan harga satuan sebesar Rp. 12,96 per kWh untuk tahun 1999.

Malang, 9 Juli 1999

WAKIL PIHAK KEDUA	WAKIL PIHAK KESATU	
Ir. Iwan Darusman	**Ir. Edhie Subagio, Dipl.HE**	**Ir. Wahyo Hdi S., Dipl.HE**
Manajer PT PLN PJB-II	Kepala Divisi Jasa ASA I	Kepala Divisi Jasa ASA II
Unit Pembangkit Brantas	Perum Jasa Tirta	Perum Jasa Tirta

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS

BEBAN HARIAN PLTA UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS.
BULAN : DESEMBER 2003

Hari : Kamis
Tanggal : 04 Desember 2003

PLTA BRANTAS 04-Dec-03	# No	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	5 MW	6 MW	7 MW	8 MW	9 MW	10 MW	11 MW	12 MW	13 MW	14 MW	15 MW	16 MW	17 MW	18 MW	MVR	19 MW	MVR	20 MW	MVR	21 MW	MVR	22 MW	23 MW	24 MW	Rat.2 Beb	Rcn Sbr
	1	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	18.5	30.5	18	30.5	18	30.5	16	29	29	29	29.94	
	2	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	19	30.5	18	30.5	18	30.5	16	29	29	29	29.94	
SUTAMI	3	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	19	30.5	18	30.5	18	30.5	16	29	29	29	29.94	
	Tot	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	56.5	91.5	54	91.5	54	91.5	48	87	87	87	89.81	33.13
Renc. P3B Sutami		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	75	75		75		75		75		30	30	30	39.38	
PoleJasaTirta		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	104	104		104		104		104		17	17	17	35.32	
	1		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	7	10	7	10	5.5	10	4.5	10	10	10	9.58	
SENGGURUH	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	7	10	7	10	5.5	10	4.5	10	10	10	10.00	
	Tot	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	14	20	14	20	11	20	9	20	20	20	19.58	6.15
	1	10	10	10	10	10	10	10	10	20	25	25	15	25	25	25	24	6	24	6	24	6	24	7	20	20	20	20	20	16.50	
WLINGI	2	20	20	19	19	19	19	19	20	19	15	15	13	13		20	20	20	19	12	17	14	17	12	17	7			15	15.63	
	Tot	30	30	29	29	29	29	29	30	19	15	35	28	38	15	45	45	45	43	18	41	20	41	19	41	14	20	20	35	32.13	10.94
LODOYO		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	4.5	4.5	4.50	4.50
	1	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	3	18	2.4	18	1	18	1	18	18	18	18.00	
TULUNGAGUNG	2	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	3	18	2.4	18	1	18	1	18	18	18	16.50	
	Tot	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	6	36	4.8	36	2	36	2	36	36	36	34.50	6.75
WONOREJO		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0.8	4	0.8	4	0.8	4	0.8	4	4	4	4.00	
SELOREJO		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	0.6	2.2	0.5	2.2	0.2	2.2	0.2	2.2	2.2	2.2	2.20	1.90
Rea.PLTA Brantas		86.7	96.7	95.7	95.7	95.7	95.7	95.7	96.7	85.7	81.7	101.7	104.7	104.7	81.7	93.7	93.7	111.7	109.7	40.0	107.7	40.7	107.7	32.6	107.7	26.6	86.7	86.7	101.7	96.91	61.16
Renc. P3B Brantas		45	45	45	45	45	45	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	103	103		103		103		103		45	45	45	52.92	
PoleJasaTirta		41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	107.47	107.47		107.47		107.47		107.47		41.14	41.14	41.14	54.96	

	# No	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	5 MW	6 MW	7 MW	8 MW	9 MW	10 MW	11 MW	12 MW	13 MW	14 MW	15 MW	16 MW	17 MW	18 MW	MVR	19 MW	MVR	20 MW	MVR	21 MW	MWR	22 MW	23 MW	24 MW		
	1																		4	0.8	4	0.8	4	0.8	4	0.8				0.67	
	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	0.8	4	0.8	4	0.8	4	0.8	5	5	5	4.83	
MENDALAN	3																														
	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	1	4	1	4	1	4	1	5	5	5	4.83	
	Tot	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	12	2.6	12	2.6	12	2.6	12	2.6	10	10	10	10.33	10.38
	1	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0.6	3	3	3	0.6	3	0.6	2	2	2	2.73	
SIMAN	2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5	2.5	2.5	2.50	
	3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5	2.5	2.5	2.50	
	Tot	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	1.6	8	4	8	1.6	8	1.6	7	7	7	7.73	7.19
	1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7													0.13	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.9	0.9	0.40	
GIRINGAN	2	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.5	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.9	0.9	0.78	
	3	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1	1	1	1	1	1.1	1	1	1	1	1	1	0.14										0.70	
	Tot	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	2	1.9	1.9	1.9	1.5	1.5	1.9	0.4	1.8	0.26	1.8	0.26	1.8	0.26	1.8	1.8	1.8	1.88	0.60
	1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7																					0.7	0.7	0.23	
GOLANG	2	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.8	0.8	0.77	
	3	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.8	0.8	0.72	0.50
	Tot	2	2	2	2	2	2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.3	1.3	1.6	0.32	1.6	0.32	1.6	0.32	1.6	0.32	1.6	2.3	2.3	1.72	
NGEBEL																															
Rea.PLTA AreaIV		21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	20.7	21.2	21.2	21.2	21.3	21.6	21.5	21.5	21.5	20.8	20.8	23.5	4.92	23.4	7.18	23.4	4.78	23.4	4.78	20.4	21.1	21.1	21.66	18.16
Renc.P 3 B		19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	21	21	21	23	23	23		23		23		22		22	22	22	20.58	
Total Renc.P3B		94	94	94	94	94	94	84	84	84	84	84	84	86	86	86	88	201	201		201		201		200		97	97	97	113	
Total Realisasi		198.4	208.4	207.4	207.4	207.4	207.4	206.4	207.9	196.9	192.9	213.0	216.3	216.2	193.2	205.2	204.5	222.5	223.2		222.6		222.6		222.6		194.1	194.8	209.8	208	

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS

BEBAN HARIAN PLTA UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS.
BULAN : DESEMBER 2003

Hari : Sabtu
Tanggal : 06 Desember 2003

PLTA BRANTAS 06-Dec-03	#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		19		20		21		22	23	24	Rat.2	Rcn Sbr
	No	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MVR	MW	MVR	MW	MVR	MW	MVR	MW	MW	MW	Beb	
	1	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	18	30	18	30	18	30	16	30	30	30	27.08	
	2	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	18	30	18	30	18	30	16	30	30	30	27.08	
SUTAMI	3	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	18	30	18	30	18	30	16	30	30	30	27.08	
	Tot	90	90	90	90	90	90	90	75	75	75	75	75	75	60	60	60	60	90	54	90	54	90	54	90	48	90	90	90	81.25	91.88
Renc. PJB Sutami		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	75	75		75		75		75		30	30	30	39.38	
PolaJasaTirta		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	104	104		104		104		104		17	17	17	35.32	
	1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10					10	10	7	10	6	10	5	10	3.5	10	10	10	8.33	
SENGGURUH	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11							10	7	10	6	10	5	10	3.5	10	10	10	7.54	
	Tot	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21	10					10	20	14	20	12	20	10	20	7	20	20	20	15.88	12.08
	1	13	12	13	13	13	13	13	13		10	15	15	20	20	20	20	25	14	9			10	10	15	9	15	15	13	13.75	
WLINGI	2	14	13	12	12	10	10			10	10	15	15	15	15	15	15	20			10	10			10	6	10		10	10.04	
	Tot	27	25	25	25	23	23	13	13	10	20	30	30	35	35	35	35	45	14	9	10	10	10	10	25	15	25	15	23	23.79	31.88
LODOYO		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	4.5	4.5	4.50	4.50
	1	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	2	18	3	18	3	18		18	18	18	18.00	
TULUNGAGUNG	2	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	2	18	3	18	3	18		18	18	18	18.00	
	Tot	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	4	36	6	36	6	36		36	36	36	36.00	30.00
WONOREJO		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0.9	5	0.9	5	0.8	5	0.8	5	5	5	4.85	
SELOREJO		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	0.6	2.2	0.4	2.2	0.4	2.2	0.4	2.2	2.2	2.2	2.20	2.60
Rea.PLTA Brantas		94.2	92.2	92.2	92.2	90.2	90.2	80.2	80.7	77.7	87.7	98.7	87.7	82.7	82.7	82.7	82.7	102.7	81.7	29.1	77.7	29.9	77.7	27.8	92.7	23.8	92.7	82.7	90.7	87.22	172.93
Renc. PJB Brantas		45	45	45	45	45	45	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	103	103		103		103		103		45	45	45	52.92	
PolaJasaTirta		41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	107.47	107.47		107.47		107.47		107.47		41.14	41.14	41.14	54.96	

	#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		19		20		21		22	23	24		
	No	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MVR	MW	MVR	MW	MVR	MW	MWR	MW	MW	MW		
	1																		4	0.8	4	0.8	4	1	4	1				0.67	
	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	0.8	4	0.8	4	0.8	4	0.8	5	5	5	4.83	
MENDALAN	3																														
	4	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	5	5	5	5	5	5	5	4	0.8	4	0.8	4	1	4	1	5	5	5	4.63	
	Tot	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	10	10	10	10	10	10	10	12	2.4	12	2.4	12	2.8	12	2.8	10	10	10	10.13	9.88
	1	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	3	0.6	3	3	3	0.6	3	0.6	3	3	3	2.69	
S'MAN	2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	3	3	2.69	
	3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	3	3	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	3	3	2.73	
	Tot	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	8	8	9	9	9	1.8	9	4.2	9	1.8	9	1.8	9	9	9	8.10	8.00
	1	0.6	0.6																		0.8	0.11	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9			0.20	
GIRINGAN	2	0.6	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.11	0.8	0.13	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.9	0.9	0.81	
	3	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.11	1	0.14	0.8	0.11	0.8	0.11	0.8	0.8	0.8	0.73	
	Tot	1.8	1.8	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.6	1.6	0.22	2.6	0.38	2.6	0.37	2.6	0.37	2.6	1.7	1.7	1.74	1.55
	1	0.6	0.6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.8	0.8	0.73	
GOLANG	2	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8			0.63	
	3	0.5	0.5																		0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.8	0.8	0.24	1.40
	Tot	1.7	1.7	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.6	1.6	0.32	2.4	0.48	2.4	0.48	2.4	0.48	2.4	1.6	1.6	1.61	
NGEBEL																															
Rea.PLTA AreIV		20.5	20.5	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.6	20.6	21.6	22.2	24.2	4.74	26	7.46	26	5.45	26	5.45	24	22.3	22.3	21.58	19.42
Renc.P J B		19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	21	21	21	23	23	23		23		23		22		22	22	22	20.58	
Total renc.PJB		94	94	94	94	94	94	84	84	84	84	84	84	86	86	86	88	201	201		201		201		200		97	97	97	113	
Total Realisasi		204.7	202.7	202.3	202.3	200.3	200.3	190.3	175.8	172.8	182.8	193.8	182.8	177.8	163.3	163.3	164.3	184.9	195.9		193.7		193.7		208.7		206.7	195.0	203.0	190	

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS

BEBAN HARIAN PLTA UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS.

BULAN : DESEMBER 2003

Hari / Tanggal : Minggu 07 Desember 2003

PLTA BRANTAS 07-Dec-03	#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		19		20		21		22	23	24	Rat.2	Rcn Sbr
	No	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MVR	MW	MVR	MW	MVR	MW	MVR	MW	MW	MW	Beb	
	1	30	30	30	30	30	30	25											30	17	29	18	29	18	25	14	25	25	25	16.38	
	2	30	30	30	30	30	30	25	20	20	25	20	20	20	20	20	20	20	30	17	29	18	29	18	25	14	25	25	25	24.92	
SUTAMI	3	30	30	30	30	30	30	25	20	20	25	20	20	20	20	20	20	20	30	17	29	18	29	18	25	14	25	25	25	24.92	
	Tot	90	90	90	90	90	90	75	40	40	50	40	40	40	40	40	40	40	90	51	87	54	87	54	75	42	75	75	75	66.21	91.88
Renc. P3B Sutami		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	75	75		75		75		75		30	30	30	39.38	
PolaJasaTirta		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	104	104		104		104		104		17	17	17	35.32	
	1	10	10	10	10	10	10	10	10									10	10	6.5	10	7.5	10	6	10	3.5	10			5.83	
SENGGURUH	2	10	10	10	10	10										10	10	10	10	6.5	10	7.5	10	6	10	4	10	10	10	6.25	
	Tot	20	20	20	20	20	10	10	10							10	10	20	20	13	20	15	20	12	20	7.5	20	10	10	12.08	12.08
	1	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	20	20	20	20	15	18	20	12	20	11	20	11	20	12	20	20	20	16.04	
WLINGI	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15	17	20	12	19	12	18	11	14	8	11	10	10	12.67	
	Tot	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	35	35	35	35	30	35	40	24	39	23	38	22	34	20	31	30	30	28.71	31.88
LODOYO		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	0.6	4.5	4.5	4.5	4.50	4.50
	1	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	0.5	18	1.5	18	1	18		18	18	18	18.00	
TULUNGAGUNG	2	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	0.5	18	1.5	18	1	18		18	18	18	18.00	
	Tot	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	1	36	3	36	2	36		36	36	36	36.00	30.00
WONOREJO		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	1	5	1	5	1	5	1	5	5	5	5.00	
SELOREJO		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	0.4	2.2	0.4	2.2	0.4	2.2	0.4	2.2	2.2	2.2	2.20	2.60
Rea.PLTA Brantas		89.7	89.7	89.7	89.7	89.7	79.7	79.7	79.7	69.7	69.7	69.7	82.7	82.7	82.7	92.7	87.7	102.7	107.7	40.0	106.7	43.0	105.7	38.0	101.7	29.5	98.7	87.7	87.7	88.49	112.93
Renc. P3B Brantas		45	45	45	45	45	45	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	103	103		103		103		103		45	45	45	52.92	
PolaJasaTirta		41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	41.14	107.47	107.47		107.47		107.47		107.47		41.14	41.14	41.14	54.96	

	#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		19		20		21		22	23	24		
	No	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MVR	MW	MVR	MW	MVR	MW	MWR	MW	MW	MW		
	1																														
	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	0.8	4	0.8	4	1	4	1				0.67	
MENDALAN	3																														
	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	0.8	4	0.8	4	0.8	4	0.8	5	5	5	4.83	
	Tot	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	12	2.4	12	2.4	12	2.8	12	2.6	10	10	10	10.33	9.88
	1	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	0.6	3	3	3	0.6	3	0.6	3	3	3	2.67	
SIMAN	2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	3	3	2.69	
	3	3	3	3	3	3	3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	0.6	3	3	3	2.81	
	Tot	8	8	8	8	8	8	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	8	9	9	1.8	9	4.2	9	1.8	9	1.8	9	9	9	8.17	8.00
	1																														
GIRINGAN	2	0.9	0.9	0.9	0.9	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.13	0.9	0.13	0.7	0.7	0.7	0.77	
	3	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.11	0.8	0.11	0.8	0.11	0.8	0.11	0.8	0.8	0.8	0.78	
	Tot	1.7	1.7	1.7	1.7	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.7	1.7	1.7	1.7	0.24	1.7	0.24	1.7	0.24	1.7	0.24	1.5	1.5	1.5	1.55	1.55
	1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.6	0.6	0.6	0.76	
GOLANG	2																														
	3	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.8	0.16	0.6	0.6	0.6	0.76	
	Tot	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	0.32	1.6	0.32	1.6	0.32	1.6	0.32	1.2	1.2	1.2	1.53	1.40
NGEBEL																		1	1	0.7										0.08	
Rea.PLTA Arail		21.3	21.3	21.3	21.3	20.9	20.9	20.9	20.4	20.4	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.8	21.2	23.3	25.3	5.46	24.3	7.16	24.3	4.96	24.3	4.96	21.7	21.7	21.7	21.66	19.43
Renc.P 3 B		19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	21	21	21	23	23	23		23		23		22		22	22	22	20.58	
Total renc.P3B		94	94	94	94	94	94	84	84	84	84	84	84	86	86	86	88	201	201		201		201		200		97	97	97	113	
Total Realisasi		201.0	201.0	201.0	201.0	200.6	190.6	173.6	140.1	130.1	140.2	130.2	143.2	143.2	143.2	153.5	149.0	166.0	223.0		218.0		217.0		201.0		195.4	184.4	184.4	176	

PT. PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

IKHTISAR LAPORAN PENGUSAHAAN
Bulan : DESEMBER 2003

U M U M :

Hasil Produksi Energi

Unit Pembangkit No.1	=	10,438,700	KWh
Unit Pembangkit No.2	=	18,451,700	KWh
Unit Pembangkit No.3	=	14,047,300	KWh
Total Produksi Energi	=	42,937,700.0	KWh

Rencana Produksi Energi

Target UP. Brantas	=	37,700,000	KWh
Pola Perum Jasa Tirta	=	27,115,000	KWh

Prosentase Total Produksi Energi

Terhadap Target UP. Brantas	=	113.89	%
Terhadap Pola Perum Jasa Tirta	=	158.35	%

Jam - jam Pembangkitan

Unit	Jam Op	Jam Pemel	Jam Gang	Jam St.by	Jam Periode
1	356.77	0.00	0.00	387.23	744
2	726.23	0.00	0.00	17.77	744
3	523.65	0.00	0.00	220.35	744

Kondisi Mesin Generator

Unit	Teg (KV) Max/Min	Amper (A) Max/Min	MW Max/Min	Cos Q Max/Min	MVAR Max/Min
1	10.8/10.3	2075/1090	30.5/20	i/0.81	19/0
2	10.8/10.2	2100/1070	30.5/20	1/0.76	19/0
3	10.9/10.2	2050/1020	30.5/20	1/0.81	19/0

Kondisi Tegangan Bus Max/Min

150 KV	149/137	KV	Beban tertinggi Puncak : 105 MW.
380 KV	365/348	V	Beban tertinggi Dasar : 20 MW.
			MW Max Unit : 91.5 MW.

TEMPERATUR BEARING

	Turb Brg Max (°C)	Thrust Brg Max (°C)	Lower Brg Max (°C)	Upper Brg Max (°C)	KETERANGAN
Unit 1	57.8	56.0	60	59	Set dial Thrt brg # 1 58 ° C Alarm 63 ° C Trip
Unit 2	58.8	56	51	60	
Unit 3	59.2	56.8	48.2	58.9	

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

Bulan : DESEMBER 2003

Kondisi Air Waduk

Elevasi waduk Max / Min (meter)	=	261.04 / 259.60
Elevasi Tail Race Max / Min (meter)	=	182.85 / 182.00
Debit Air Masuk (Rata-rata)	=	95.49
Debit Air Keluar (Rata-rata)	=	94.02
Debit Air Melimpah (Rata-rata)	=	-

Gangguan Unit Pembangkit

Gangguan dari Dalam	=	-
Gangguan dari Luar	=	-

Pemadaman Unit Pembangkit & Trafo-Trafo

NIHIL

IKHTISAR LAPORAN PEMELIHARAAN
Bulan : DESEMBER 2003

Pemeliharaan rutin / mingguan :

Pemeliharaan Rutin & Mingguan dilaksanakan sesuai jadwal.

Pemeliharaan Bulanan :

Pemeliharaan Bulanan dilaksanakan sesuai jadwal FLM,

Pemeliharaan bulanan dilaksanakan pada saat Unit Stop operasi (stand by).

Pemeliharaan Periodik

PT. PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

LAPORAN PENGUSAHAAN
Bulan : DESEMBER 2003

NO	PLTA	SATUAN	UNIT			KETERANGAN
			1	2	3	
1	Merk generator	-	TOSHIBA	TOSHIBA	TOSHIBA	
2	Daya terpasang	MVA	39	39	39	
3	Nomor pabrik	-				
4	Nomor PLN	-				
5	Jam kerja total bulan ini	Jam	356.77	726.23	523.65	
6	Jam kerja sesudah inspection (MO)	Jam	36,812.64	26,940.84	26,427.63	
7	Jam kerja peak total bulan ini -)	Jam	-	-	-	
8	Jam kerja peak sesudah inspection MO -)	Jam				
9	Jumlah start total	kali	20	3	18	
10	Jumlah start sesudah inspection MO -)	kali				
11	Faktor keandalan start	%	100	100	100	
12	Faktor kapasitas (CF)	%	39.64	68.88	53.22	
13	Faktor produksi (OPF)	%				
14	Faktor kemampuan daya (d.mampu/d.terpas)	%	100	100	100	
15	Faktor jam kerja (SF)	%	47.95	97.61	70.38	
16	Faktor jam pemeliharaan (POF/SOF)	%	0.00	0.00	0.00	
17	Faktor jam kerusakan/gangguan (FOF)	%	0.00	0.00	0.00	
18	Pemakaian air *)	liter/kwh				
19.	Jumlah gangguan dari dalam unit	kali	-	-	-	
20	Jumlah gangguan dari luar unit	kali	-	-	-	

hlstm

CATATAN :

*) = Total pemakaian air = liter / KWh

-)= Diisi bila ada data

FR/010/OPC/K

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

DATA PENGUSAHAAN PEMBANGKITAN

Bulan : DESEMBER 2003

PLTA / UNIT	DAYA TERP (MW)	DAYA MAM PU (MW)	BP. UNIT MW	BP.SENT. MW	PRODUKSI KWh	PEM. SEND KWh	SUSUT TRF KWh	JAM SIAP	JAM KERJA	JAM PEMEL	JAM GANGG.	JAM ST. BY	BIAYA EP Rp. *)
SUTAMI 1	35.00	35.00	35.00	35.00	10,438,700	15,264.90	58,442.38	387.23	356.77	0.00	0.00	387.23	149,169,023.00
SUTAMI 2	35.00	35.00	35.00	35.00	18,451,700	26,982.61	103,035.72	17.77	726.23	0.00	0.00	17.77	263,674,793.00
SUTAMI 3	35.00	35.00	35.00	35.00	14,047,300	20,541.89	78,664.88	220.35	523.65	0.00	0.00	220.35	200,735,917.00
JUMLAH	105.00	105.00	105.00	105.00	42,937,700.00	62,789.40	240,142.98						613,579,733.00

Keterangan :

- Realisasi terhadap ketersediaan = 113.89%

RINCIAN PEMAKAIAN SENDIRI ---------- SUSUT TRAFO (KWh)

UAT =		KWh	------		KWh		
SST =		KWh +	------		KWh +		
PS =	62,789	KWh	Susut TRF =	240,142.98	KWh		
EP =	42,937,700	KWh ---	Rp 14.29/KWh	----- Rp	613,579,733.00		

Jumlah KWh yang diproduksi =	42,937,700.00	KWh =	100.00%
Jumlah pemakaian sendiri + Susut trafo sentral =	302,932.38	KWh =	0.71%
Jumlah KWh yang disalurkan =	42,634,767.62	KWh =	99.29%

PENGUS
h2

TARGET UPBrant.... ...	37,700,000.0	613,579,733.00	99.29%

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

DATA - DATA OPERASI (NERC - GADS)

Bulan : DESEMBER 2003

UNIT	JAM PE-RIODE	JAM TERSEDIA AH		JAM TIDAK TERSEDIA U A H			JUMLAH GANG (X)		JUMLAH (X) START UNIT		JAM DERATING				FACTOR - FACTOR OPERASI								
															SERVICE	KAPASITAS		OUT PUT		KETERSEDIAAN		KELUAR PAKSA		Schdle
	PH	SH	RSH/SBY	FOH	MOH	POH	D	L	TOT	SUK	ESDH/ EPDH	EUDH/ EFDH	ESE DH	EFD HRS	SF	GCF	NCF	GOF	NOF	AF	EAF	FOR	EFOR	SOF
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.
SUTAMI I	744	356.77	387.23	0.0	0.0	0.0	0	0	20	20	#DIV/0!	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	47.95	40.09	40.03	83.60	83.48	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00
SUTAMI II	744	726.23	17.77	0.0	0.0	0.0	0	0	3	3	#DIV/0!	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	97.61	70.86	70.76	72.59	72.49	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00
SUTAMI III	744	523.65	220.35	0.0	0.0	0.0	0	0	18	18	#DIV/0!	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	70.38	53.95	53.87	76.64	76.53	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00
JUMLAH/RATA-2	2.232	1,606.65	625.35	0.0	0.0	0.0	0	0	41	41	#DIV/0!	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	71.98	54.96	54.88	77.61	77.50	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00

h3stm

Keterangan :

PH = Period Hours.
SH = Service Hours.
RSH = Reserve Shutdown Hours.
FOH = Force Outage Hours.
MOH = Maintenance Outage Hours.
POH = Planned Outage Hours.
ESDH = (SDHxMW derating)/NMC
EPDH = (PDHxMW derating)/NMC

EUDH = (EDHxMW derating)NMC
EFDH = (FDHxMW derating)/NMC
ESEDH = (SEDHxMW derating)NMC
EFDHRS = (FDHRSHxMW derating)/NMC
SF (Service factor) = (SH/PH) x 100
GCF (Gross Capacity Factor) = (GAG/(PHxGMC)) x 100
NCF (Net Capacity Factor) = (NAG/(PHxNMC)) x 100
GOF (Gross Output Factor) = (GAG/(SHxGMC)) x 100

NOF (Net Output Factor) = (NAG/(SHxNMC)) x 100
AF (Availability Factor) = (AH/PH) x 100
EAF (Eq. Availab. Fact.) = (AH-(EUDH+EPDH+ESDH))/PH x 100
FOR (Force Outage Rate) = (FOH/(FOH+SH)) x 100
EFOR (Eq.Force OR) = ((FOH+EFDH)/(FOH+SH+EFDHRS))x100
SOF (Schedule Outage Factor) = (SOH/PH) x 100

GADSKOB WK1

PJB

SUSUT TRAFO

Bulan : DESEMBER 2003

FR/010/OPC/K
Halaman : 4

No	PLTA	FUNGSI TRAFO	DAYA (kVA)	TEGANGAN (kV)		EFF. (%)	PRODUKSI (kWh)	P.Sendiri (kWh)	RUGI TRAFO (kWh)			KETERANGAN ME
				HV	LV				MTR	UAT	TOTAL	
1	SUTAMI	MTR 1	39,000	154.00	11.00	99.44	10,438,700.00		58,442.38			
		MTR 2	39,000	154.00	11.00	99.44	18,451,700.00		103,035.72			
		MTR 3	39,000	154.00	11.00	99.44	14,047,300.00		78,664.88			
		PS 1	1,500	11.00	6.30	98.97		2534		26.37		
		PS 2	1,500	11.00	6.30	98.97		51,924.00		540.38		
		FEEDER 1						9,624.00				
		AC						936.60				
		LAMPU SWYD						356.00				SST.
		FEEDER 3						-				
							42,937,700.00	62,789.40	240,142.98	566.75	240,709.74	MASING-MASING

\\Cr_sum\supermen\TAHUN2003\[DTLIILDES2003.XLS]FP3H2

Karangkates, 01 Januari 2004

SPV PROD PLTA DIST. A

SUPARMAN

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

DATA MONITORING AIR WADUK HARIAN

Bulan : DESEMBER 2003

TGL	DEBIT AIR KELUAR WADUK					DEBIT AIR MASUK	ELEVASI WADUK
	Turbine m^3/detik	Spillway m^3/detik	Flap Gate m^3/detik	HJV m^3/detik	Spw.weir m^3/det		
1	122.25	-	-	-	-	92.52	259.77
2	112.86	-	-	-	-	99.80	259.6
3	68.82	-	-	-	-	108.08	260.2
4	146.6	-	-	-	-	148.55	260.29
5	144.93	-	-	-	-	118.74	259.84
6	133.64	-	-	-	-	129.97	259.81
7	108.59	-	-	-	-	105.84	259.77
8	100.81	-	-	-	-	122.55	260,10
9	146.82	-	-	-	-	181.70	260.77
10	148.14	-	-	-	-	151.99	260.83
11	147.44	-	-	-	-	107.37	260.16
12	110	-	-	-	-	87.62	259.79
13	76.32	-	-	-	-	87.93	259.98
14	72.22	-	-	-	-	79.99	260.09
15	69.09	-	-	-	-	68.53	260.08
16	66.72	-	-	-	-	76.14	260.25
17	77.71	-	-	-	-	67.85	260.09
18	95.35	-	-	-	-	86,70	259.94
19	75.11	-	-	-	-	83.66	260.09
20	95.79	-	-	-	-	92.42	260.1
21	87.66	-	-	-	-	107.25	260.45
22	105.35	-	-	-	-	95.98	260.22
23	79.23	-	-	-	-	81.11	260.25
24	62.95	-	-	-	-	73.27	260.43
25	55.84	-	-	-	-	63.44	260.56
26	54.08	-	-	-	-	63.63	260.73
27	52.05	-	-	-	-	58.28	260.83
28	53.15	-	-	-	-	55.00	260.86
29	58.39	-	-	-	-	63.71	260.96
30	121.87	-	-	-	-	130.69	261,10
31	64.83	-	-	-	-	61.22	261.04
Max	148.14				0	181.7	261.04
Min	52.05				0.00	55.00	259.60
Rat.	94.02				#DIV/0!	95	260
JML	2914.61	0			0	2864.83	

\\Cr_stm\superman\TAHUN2003\[DTLBLDES2003.XLS]FP3B2

CATATAN :

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

KWH METER KONVENSIONAL
PRODUKSI ENERGI MWH & JAM OPERASI
Bulan : DESEMBER 2003

TGL	PRODUKSI ENERGI MWH JAM 10.00				JAM OPERASI			
	I	II	III	JUMLAH	I	II	III	JUMLAH
1	676700	427700	682400	1,786,800	24.00	15.28	24.00	63.28
2	292600	439100	374600	1,106,300	21.13	14.95	24.00	60.08
3	497500	650600	518600	1,666,700	6.77	24.00	7.68	38.45
4	729000	732100	736800	2,197,900	24.00	24.00	24.00	72.00
5	694800	703700	704400	2,102,900	24.00	24.00	24.00	72.00
6	587800	646700	646900	1,881,400	24.00	24.00	24.00	72.00
7	176300	585100	589300	1,350,700	14.13	24.00	24.00	62.13
8	502800	689400	696100	1,888,300	7.03	24.00	24.00	55.03
9	731600	632800	741200	2,105,600	24.00	24.00	24.00	72.00
10	736500	842800	748200	2,327,500	24.00	24.00	24.00	72.00
11	696200	702700	670300	2,069,200	24.00	24.00	24.00	72.00
12	328200	564600	391100	1,283,900	24.00	24.00	15.00	63.00
13	149300	572900	429300	1,151,500	5.35	24.00	15.58	44.93
14	136700	540200	327300	1,004,200	4.85	24.00	16.50	45.35
15	158500	579100	206800	944,400	5.65	24.00	13.27	42.92
16	197700	602700	362600	1,163,000	6.50	24.00	6.87	37.37
17	156900	631900	459200	1,248,000	5.43	24.00	13.38	42.82
18	176400	573800	500100	1,250,300	6.42	24.00	24.00	54.42
19	371500	608100	461800	1,441,400	6.85	24.00	17.15	48.00
20	222700	566900	358300	1,147,900	13.87	24.00	15.98	53.85
21	361800	683500	591300	1,636,600	7.17	24.00	18.87	50.03
22	159200	607700	601000	1,367,900	10.75	24.00	24.00	58.75
23	177800	545600	214400	937,800	6.18	24.00	16.47	46.65
24	213800	549500	220400	983,700	6.28	24.00	7.90	38.18
25	100500	521600	174000	796,100	5.42	24.00	7.05	36.47
26	121300	521900	172100	815,300	4.78	24.00	6.90	35.68
27	95800	512000	173900	781,700	3.90	24.00	6.95	34.85
28	124100	525700	156200	806,000	4.93	24.00	6.17	35.10
29	416100	574400	443000	1,433,500	6.62	24.00	7.40	38.02
30	332900	602000	506300	1,441,200	4.75	24.00	24.00	52.75
31	115700	514900	189400	820,000	0.00	24.00	12.53	36.53
TOTAL	10,438,700	18,451,700	14,047,300	42,937,700	356.77	726.23	523.65	1,606.65

Keterangan.

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

KWH METER ME PJB
PRODUKSI ENERGI MWH & JAM OPERASI
Bulan : DESEMBER 2003

TGL	PRODUKSI ENERGI MWH JAM 10.00				JAM OPERASI			
	I	II	III	JUMLAH	I	II	III	JUMLAH
1	700770	684810	684500	2,070,080	24.00	15.28	24.00	63.28
2	666540	421630	695550	1,783,720	21.13	14.95	24.00	60.08
3	288620	429710	367480	1,085,810	6.77	24.00	7.68	38.45
4	489930	635870	508150	1,633,950	24.00	24.00	24.00	72.00
5	719760	716820	723650	2,160,230	24.00	24.00	24.00	72.00
6	685620	688330	691310	2,065,260	24.00	24.00	24.00	72.00
7	580390	632770	634750	1,847,910	14.13	24.00	24.00	62.13
8	174230	572820	578360	1,325,410	7.03	24.00	24.00	55.03
9	496860	675430	783950	1,956,240	24.00	24.00	24.00	72.00
10	722180	717190	627340	2,066,710	24.00	24.00	24.00	72.00
11	725680	725750	733460	2,184,890	24.00	24.00	24.00	72.00
12	688250	687880	658310	2,034,440	24.00	24.00	15.00	63.00
13	324360	551990	483620	1,359,970	5.35	24.00	15.58	44.93
14	147220	560300	321150	1,028,670	4.85	24.00	16.50	45.35
15	134970	528450	320800	984,220	5.65	24.00	13.27	42.92
16	156260	566300	202470	925,030	6.50	24.00	6.87	37.37
17	195230	588660	355310	1,139,200	5.43	24.00	13.38	42.82
18	154880	617560	449850	1,222,290	6.42	24.00	24.00	54.42
19	174270	561330	491190	1,226,790	6.85	24.00	17.15	48.00
20	367060	595260	452830	1,415,150	13.87	24.00	15.98	53.85
21	220220	555310	351400	1,126,930	7.17	24.00	18.87	50.03
22	357350	668340	580390	1,606,080	10.75	24.00	24.00	58.75
23	157350	594280	589620	1,341,250	6.18	24.00	16.47	46.65
24	175640	533270	210050	918,960	6.28	24.00	7.90	38.18
25	177820	537760	215940	931,520	5.42	24.00	7.05	36.47
26	133170	510630	170630	814,430	4.78	24.00	6.90	35.68
27	119950	510510	168650	799,110	3.90	24.00	6.95	34.85
28	94940	501210	170980	767,130	4.93	24.00	6.17	35.10
29	122760	513980	152250	788,990	6.62	24.00	7.40	38.02
30	411970	561750	434590	1,408,310	4.75	24.00	24.00	52.75
31	330240	589600	497290	1,417,130	0.00	24.00	12.53	36.53
TOTAL	10,894,490	18,235,500	14,305,820	43,435,810	356.77	726.23	523.65	1,606.65

Keterangan.

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

KWH METER ELEKTRONIK P3B

PRODUKSI ENERGI KWH ME

Bulan : DESEMBER 2003

TGL	PRODUKSI ENERGI MWH JAM 10.00				ELEVASI	IN FLOW	OUT FLOW
	I	II	III	JUMLAH	J. 24:00	RATA^2/ HARI	
1	700880	687180	709650	2,097,710	259.77	92.52	122.25
2	666370	419760	670260	1,756,390	259.6	99.80	112.86
3	288730	429710	367780	1,086,220	260.2	108.08	68.82
4	490570	636800	508690	1,636,060	260.29	148.55	146.6
5	718840	716210	723000	2,158,050	259.84	118.74	144.93
6	685560	688510	691330	2,065,400	259.81	129.97	133.64
7	580390	633180	635080	1,848,650	259.77	105.84	108.59
8	174200	573500	579140	1,326,840	260,10	122.55	100.81
9	496800	674820	683330	1,854,950	260.77	181.70	146.82
10	722410	716850	726540	2,165,800	260.83	151.99	148.14
11	725660	726910	734380	2,186,950	260.16	107.37	147.44
12	687200	687260	658060	2,032,520	259.79	87.62	110
13	324850	552610	383620	1,261,080	259.98	87.93	76.32
14	147200	560700	421140	1,129,040	260.09	79.99	72.22
15	134940	528720	320830	984,490	260.08	68.53	69.09
16	156240	565980	202490	924,710	260.25	76.14	66.72
17	195200	589150	355320	1,139,670	260.09	67.85	77.71
18	154850	617780	450190	1,222,820	259.94	86,70	95.35
19	174240	561810	490900	1,226,950	260.09	83.66	75.11
20	366980	595010	452850	1,414,840	260.10	92.42	95.79
21	220180	554660	351410	1,126,250	260.45	107.25	87.66
22	357300	669180	580530	1,607,010	260.22	95.98	105.35
23	157320	594230	589500	1,341,050	260.25	81.11	79.23
24	175610	533630	210050	919,290	260.43	73.27	62.95
25	177780	537600	215920	931,300	260.56	63.44	55.84
26	133160	510870	170630	814,660	260.73	63.63	54.08
27	119940	510900	168650	799,490	260.83	58.28	52.05
28	94920	500970	170980	766,870	260.86	55	53.15
29	122740	514730	152250	789,720	260.96	63.71	58.39
30	411790	561170	434610	1,407,570	261,10	130.69	121.87
31	330280	589810	497280	1,417,370	261.04	61.22	64.83
1-01-2004	114730	503950	185700	804,380			
TOTAL	10,562,850	17,650,390	13,809,110	42,022,350	JML	2,864.8	2,914.6
2/10 s/d 1/11/03	10,306,980	18,056,970	13,782,440	42,146,390			

Cr_stm-superman-TAHUN2003 [DTLIS1.DES2003.XLS]DataP5

Keterangan.

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

JAM UNIT PEMBANGKITAN DAN PRODUKSI LISTRIK

Bulan : DESEMBER 2003

PLTA	JAM KERJA DAN PRODUKSI KWH					JAM BERHENTI				KETERANGAN GANGGUAN DAN PELAKSANAAN PEKERJAAN
	UNIT	JK KWH	JSAI KWH	JSO KWH	JSB KWH	PEMELIHARAAN	GANGGUAN	STAND BY	TOTAL	
SUTAMI	1	356.77 10438700	2397.27 176614600	36812.64 409491287	185036.06 1729960387	0.00	0.00	387.23	744	
SUTAMI	2	726.23 18451700	2476.43 233363500	26940.84 726144500	183216.27 533834800	0.00	0.00	17.77	744	
SUTAMI	3	523.65 14047300	1522.17 136327200	26427.63 442405000	125497.91 747312700	0.00	0.00	220.35	744	

h-13

KETERANGAN : JK = Jam kerja JSO = Jam kerja sejak Overhaul JSB = Jam kerja sejak beroperasi

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

DATA PEMELIHARAAN PEMBANGKIT

Bulan : DESEMBER 2003

FR/010/OPC/K

NO	PLTA	UNIT NO	TANGGAL		JAM		JENIS PEMELIHARAAN	FISIK %	KETERANGAN
			LEPAS	MASUK	LEPAS	MASUK			
1	SUTAMI	1	03-12-2003	03-12-2003	8:30	12:00	Pemks/pembers/pengukuran Brush Exciter & collektor Pemeriksaan bagian dalam generator Pemeriksaan dalam turbine Pit Pemeriksaan panel ABB	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By
2	SUTAMI	2	01-12-2003	01-12-2003	8:30	12:00	Pemks/pembers/pengukuran Brush Exciter & collektor Pemeriksaan bagian dalam generator Pemeriksaan dalam turbine Pit Pemeriksaan panel ABB	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By
3	SUTAMI	3	12-12-2003	12-12-2003	8:30	12:00	Pemks/pembers/pengukuran Brush Exciter & collektor Pemeriksaan bagian dalam generator Pemeriksaan dalam turbine Pit Pemeriksaan panel ABB	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By
4	SUTAMI	2	03-12-2003	03-12-2003	08:00	12:00	Pembersihan oil cooler Upper Bearing & Turbin brg	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By

h7

Keterangan :

PT. PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

DATA KONDISI AIR WADUK DAN CURAH HUJAN

Bulan : DESEMBER 2003

NO	PERIHAL	PENUNJUKAN	SATUAN	KETERANGAN
1	**Elevasi Air Waduk**			
	Awal Bulan	259.77	Meter	
	Akhir Bulan	260.86	Meter	
	Tertinggi	261.04	Meter	29-12-2003
	Terendah	259.55	Meter	2-12-2003
2	**Debit Air Masuk (Harian)**			
	Maximum	181.70	M3/Detik	9-12-2003
	Minimum	55.00	M3/Detik	28-12-2003
	Rata-rata dalam bulan ini	95.49	M3/Detik	
3	**Debit Air Keluar Turbin**			
	Maximum	148.14	M3/Detik	10-12-2003
	Minimum	52.05	M3/Detik	27-12-2003
	Rata-rata dalam bulan ini	94.02	M3/Detik	
4	**Debit Air Keluar (Melimpah)**			
	Maximum	-	M3/Detik	
	Minimum	-	M3/Detik	
	Rata-rata dalam bulan ini	-	M3/Detik	
5	**Debit Air Keluar Untuk Irigasi**			
	Maximum	-	M3/Detik	
	Minimum	-	M3/Detik	
	Rata-rata dalam bulan ini	-	M3/Detik	
6	**Curah Hujan**			
	Jumlah hari hujan	21	Hari	
	Maximum	371	mm	
	Minimum	0	mm	
	Jumlah dalam bulan ini	1307	mm	

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

BEBAN TERTINGGI TRANSMISI

Bulan : DESEMBER 2003

JURUSAN	PANJANG (KM)	TEG. (KV)	JENIS PENAMPANG	AMPERE NOMINAL	SETTING	BEBAN TERTINGGI				JAM OPERASI
						TANGGAL	JAM	AMPERE	% I. NOM	
PLTA SUTAMI - KEBONAGUNG 1	30	154	ACSR	740	560	4-12-2003	15.00	245.00	33.11	744
PLTA SUTAMI - KEBONAGUNG 2	30	154	ACSR	740	560	4-12-2003	15.00	245.00	33.11	744
PLTA SUTAMI - WLINGI TERIMA	26	154	ACSR	480	300	12-12-2003	12.00	172.00	35.83	744
- WLINGI KIRIM	26	154	ACSR	480	300	01-12-2003	01.00	270.00	56.25	744

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

FR/010/OPC/K
Halaman : 12

LAPORAN PEMAKAIAN BBM KENDARAAN OPERASIONAL

Bulan : DESEMBER 2003

Jenis Kendaraan : Station Wagon (Kijang)
Nomor Polisi : N 2152 FL & N 7283 FC
Liter BBM / KM : 10 KM

TGL	URAIAN KEPERLUAN	TUJUAN	JARAK TEMPUH KM	PREMIUM Ltr	KET
1	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
2	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
3	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
4	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
5	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
6					
7					
8	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
9	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
10	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
11	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
12	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
13					
14					
15	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
16	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
17	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
18	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
19	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
20					
21					
22	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
23	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
24	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
25					
26	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
27					
28					
29	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
30	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
31	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
	TOTAL			525	

\\Cr_stm\suparman\TAHUN2003\[DTLBLDES2003.XLS]12

Karangkates, 1 JANUARI 2004

Mengetahui
P.H.
KEPALA PLTA DISTRIK . A

(Suparman)

Dibuat oleh
SPV. PROD PLTA DIST. A

SUPARMAN

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

LAPORAN PEMAKAIAN BBM KENDARAAN OPERASIONAL

Bulan : DESEMBER 2003

Jenis Kendaraan : Sepeda Motor (Honda) & Win
Nomor Polisi : N 8619 MO & N 4696 FV
Liter BBM / KM : 20 KM

TGL	URAIAN KEPERLUAN	TUJUAN	JARAK TEMPUH KM	PREMIUM Ltr	KET
1	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
2	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
3	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
4	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
5	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
6					
7					
8	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
9	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
10	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
11	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
12	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
13					
14					
15	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
16	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
17	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
18	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
19	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
20					
21					
22	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
23	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
24	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
25					
26	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
27					
28					
29	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
30	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
31	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4	KAM & STAFF
	TOTAL			76	

Karangkates, 1 JANUARI 2004

Mengetahui
PJ KEPALA PLTA STM & SGR

(Supartman)

Dibuat oleh
SPV. PROD PLTA DIST. A

SUPARMAN

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

FR/010/OPC/K

PEMAKAIAN MINYAK / PELUMAS & GREASE

Bulan : DESEMBER 2003

NO	JENIS MINYAK	SAT	SISA AWAL	TERIMA	PEMAKAIAN UNIT PEMBANGKIT			LAIN LAIN	DIKI RIM	SISA AKHIR	KETERANGAN
					I	II	III				
1	Turalik-52	Lt	627	-	56	150	57			364	- Penambahan oli Lub Tank
2	Alvania	Lt	70		10	10	10			40	- Pelumasan pada alat-alat bantu

Keterangan
- Penambahan oil Lubrication Tank tgl 22 Des 2003

Formula KWh Bulan : Desember 2003

Generator Unit 1			Generator Unit 2		Total nWh	Station Service		Spill Way		Irrigation		Station Service
Tgl.	Stand meter		Stand meter		Unit 1 + 2	Stand meter		Stand meter		Stand meter		Mumi
31	Akhir	19430,5	Akhir	87613,2	11022000	Akhir	96580,1	Akhir	885,5	Akhir	1871,8	43867
1	Awal	8408,5	Awal	80967,1	6646100	Awal	92193,4	Awal	885,5	Awal	1871,8	0
Hasil		11022000	Hasil	6646100	17668100	Hasil	43.867	Hasil	0	Hasil	0	43867

Formula Jam

Unit	JK	JS	JH	JG	JP
1	664,38	79,62	0,00	0,00	744,00
2	457,90	286,10	0,00	0,00	744,00
Jumlah	1122,28	365,72	0,00	0,00	1488,00

Formula Jam & KWh

Bulan	September		Okt.
Unit	JSO	JSB	JK
1	28474,28	116904,03	150,02
2	15890,13	108436,5	267,45
Jumlah	44364,41	225340,53	417,47

Bulan : Nopember

Unit	JSO	JSB
	Khw	Khw
1	28624,30	117054,05
	11483138900	266086500
2	16157,58	108703,95
	165848800	5875641100

Bulan : Desember

Unit	JK	JSO	JSB
	Khw	Khw	Khw
1	664,38	29288,68	117718,43
	11022000	11494160900	277108500
2	457,90	16615,48	109161,85
	6646100	172494900	5882287200

Formula Susut Trafo

PGT 1				
0,0056	11022000	1,0003	21.933,5	
0,0056	11022000	21940,08	61.600,34	61.606,92
PGT 2				
0,0056	6646100	1,0003	21.933,50	
0,0056	6646100	21940,08	37.095,30	37.101,88
PUAT				
0,0003	21933,5	6,58	Total sst =	98.708,79

Formula Dekade Air

Dekade	Turbine	Spill way	Plaf gate	Irigasi	Tt.O flow	In flow
I	151,25	55,22	2,51	14,68	223,66	223,03
II	117,02	0,00	0,39	15,04	132,45	133,62
III	99,88	0,55	0,80	16,01	117,24	117,87
Jumlah	368,15	55,78	3,71	45,73	473,36	474,53
Rata-rata	121,98	19,94	1,22	15,27	162,02	156,88

121,98 × 24 × 3600 × 31 / 17668100 = 18,491344

Unit	Tegangan (KV)		Ampere (A)		MW		Mvar		Cos Q		Tegangan 154 KV		Tegangan 6,3 KV	
	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
1	10,9	9,7	1575	570	27	10	14	0	1,00	0,68	146	128	5,9	5,3
2	10,9	10	1550	550	25	10	14	0	1,00	0,70				

UPBRAN = 12.300.000

PJT = 7.158.230

JK = Jam Kerja JSO = Jam Kerja sejak Overhaul JBS = Jam Kerja sejak beroperasi

H ANALOG JAM 10.00 BULAN : Desember 2003

KWh Generator Unit 1			KWh Generator Unit 2			Total		KWh Local Service Unit 1			KWh Local Service Unit 2			KWh Station Service		
X 1000	Hasil	Komulatif	X 10	Hasil	Komulatif	1 + 2	Komulatif	X 20	Hasil	Komulatif	X 20	Hasil	Komulatif	X 10	Hasil	Komulatif
8408,5			80967,1					20005,9			80513,8			92193,4		
8763,2	354700	354700	81248,7	281600	281600	636300	636300		0	0	80584,0	1404	1404	92334,3	1409	1409
9126,6	363400	718100	81530,4	281700	563300	645100	1281400		0	0	80658,4	1488	2892	92484	1497	2906
9417,6	291000	1009100	81838	30760	870900	598600	1880000		0	0	80732,2	1476	4368	92632,1	1481	4387
9927,3	509700	1518800	82212,7	374700	1245600	884400	2764400		0	0	80810,6	1568	5936	92789,6	1575	5962
10289,1	361800	1880600	82517,1	304400	1550000	666200	3430600		0	0	80881,1	1410	7346	929[illegible],5	1419	7381
10624,0	334900	2215500	82756,2	239100	1789100	574000	4004600	20047,5	832	832	80906,5	508	7854	93066,5	1350	8731
11010,4	386400	2601900	83075,0	318800	2107900	705200	4709800	20124,8	1546	2378		0	7854	93222	1555	10286
11351,3	340900	2942800	83360,5	285500	2393400	626400	5336200	20202,2	1548	3926		0	7854	93377,8	1558	11844
11937,5	586200	3529000	83711,0	350500	2743900	936700	6272900	20285,8	1672	5598		0	7854	93546	1682	13526
12485,8	548300	4077300	83997,0	286000	3029900	834300	7107200	20360,9	1502	7100		0	7854	93697,0	1510	15036
12980,5	494700	4572000	84297,5	300500	3330400	795200	7902400	20432,5	1432	8532		0	7854	93840,6	1436	16472
13307,2	326700	4898700	84570,1	272600	3603000	599300	8501700	20503,5	1420	9952		0	7854	93983,6	1430	17902
13648,1	340900	5239600	84828,5	258400	3861400	599300	9101000	20572,9	1388	11340		0	7854	94123,2	1396	19298
14001,3	353200	5592800	84958,6	130100	3991500	483300	9584300	20641,1	1364	12704		0	7854	94260,3	1371	20669
14296,1	294800	5887600	85039	80400	4071900	375200	9959500	20711,7	1412	14116		0	7854	94402,2	1419	22088
14680,8	384700	6272300	85087,1	48100	4120000	432800	10392300	20776,9	1304	15420		0	7854	94533,3	1311	23399
14951,6	270800	6543100	85252,9	165800	4285800	436600	10828900	20847,2	1406	16826		0	7854	94674,7	1414	24813
15312,1	360500	6903600	85490,7	237800	4523600	598300	11427200	20917,9	1414	18240		0	7854	94816,8	1421	26234
15621,0	308900	7212500	85749,3	258600	4782200	567500	11994700	20986	1362	19602		0	7854	94954	1372	27606
16071,5	450500	7663000	86013,3	264000	5046200	714500	12709200	21057,3	1426	21028		0	7854	95097	1430	29036
16559,7	488200	8151200	86356,2	342900	5389100	831100	13540300	21131,7	1488	22516		0	7854	95246,3	1493	30529
16898,0	338300	8489500	86653,1	296900	5686000	635200	14175500	21202,9	1424	23940		0	7854	95389,7	1434	31963
17282,1	384100	8873600	86753	99900	5785900	484000	14659500	21272,3	1388	25328		0	7854	95529,1	1394	33357
17589,7	307600	9181200	86836,2	83200	5869100	390800	15050300	21340,9	1372	26700		0	7854	95666,8	1377	34734
17928,0	338300	9519500	86879,7	43500	5912600	381800	15432100	21404,6	1274	27974		0	7854	95794,6	1278	36012
18239,3	311300	9830800	86925,3	45600	5958200	356900	15789000	21468	1268	29242		0	7854	95922,1	1275	37287
18476,1	236800	10067600	86967,3	42000	6000200	278800	16067800	21529,4	1228	30470		0	7854	96045,2	1231	38518
18752,5	276400	10344000	87026,1	58800	6059000	335200	16403000	21592,7	1266	31736		0	7854	96171,8	1266	39784
19095,7	343200	10687200	87072,7	46600	6105600	389800	16792800	21657,9	1304	33040	80906,5	0	7854	96302,9	1311	41095
19390,4	294700	10981900	87335,5	262800	6368400	557500	17350300	21705,7	956	33996	80930,2	474	8328	96446,2	1433	42528
19430,5	40100	11022000	87613,2	277700	6646100	317800	17668100	21705,7	0	33996	80996,9	1334	9662	96580,1	1339	43867
	Jumlah 1	11022000		Jumlah 2	6646100	Total 1+2	17668100	Pemakaian lokal unit 1		33996	Pemakaian lokal unit 2		9662	Pemakaian Sendiri		43867

H ANALOG JAM 24.00 BULAN : Desember 2003

I.	KWh Generator Unit 1			KWh Generator Unit 2			Total		KWh Local Service Unit 1			KWh Local Service Unit 2			KWh Station Service		
	X 1000	Hasil	Komulatif	X 1000	Hasil	Komulatif	1 + 2	Komulatif	X 20	Hasil	Komulatif	X 20	Hasil	Komulatif	X 10	Hasil	Komulatif
	8225,0			80832,5					20005,9			80483,5			92132,5		
	8606,1	381100	381100	81140,6	308100	308100	689200	689200	20005,9	0	0	80554,1	1412	1412	92274,2	1417	1417
	8991,5	385400	766500	81464,2	323600	631700	709000	1398200	20005,9	0	0	80628,3	1484	2896	92423,7	1495	2912
	9327,8	336300	1102800	81648,0	183800	815500	520100	1918300	20005,9	0	0	80701,2	1458	4354	92569,9	1462	4374
	9740,9	413100	1515900	82023,1	375100	1190600	788200	2706500	20005,9	0	0	80778,0	1536	5890	92724 4	1545	5919
	10171,3	430400	1946300	82420,7	397600	1588200	828000	3534500	20005,9	0	0	80850,7	1454	7344	92870,3	1459	7378
	10512,6	341300	2287600	82669,0	248300	1836500	589600	4124100	20019,0	262	262	80906,5	1116	8460	93009,2	1389	8767
	10889,9	377300	2664900	82961,8	292800	2129300	670100	4794200	20092,8	1476	1738		0	8460	93157,8	1486	10253
	11260,9	371000	3035900	83262,9	301100	2430400	672100	5466300	20172,2	1588	3326		0	8460	93317,5	1597	11850
	11685,1	424200	3460100	83583,7	320800	2751200	745000	6211300	20253,5	1626	4952		0	8460	93480,8	1633	13483
0	12255,6	570500	4030600	83900,5	316800	3068000	887300	7098600	20330,2	1534	6486		0	8460	93635,3	1545	15028
1	12772,9	517300	4547900	84194,8	294300	3362300	811600	7910200	20404,2	1480	7966		0	8460	93784,0	1487	16515
2	13164,4	391500	4939400	84439,7	244900	3607200	636400	8546600	20475,0	1416	9382		0	8460	93926,5	1425	17940
3	13517,0	352600	5292000	84702,9	263200	3870400	615800	9162400	20544,7	1394	10776		0	8460	94066,4	1399	19339
4	13802,4	285400	5577400	84956,3	253400	4123800	538800	9701200	20612,1	1348	12124		0	8460	94201,9	1355	20694
5	14147,7	345300	5922700	85037,3	81000	4204800	426300	10127500	20684,9	1456	13580		0	8460	94348,2	1463	22157
6	14459,0	311300	6234000	85087,1	49800	4254600	361100	10488600	20749,4	1290	14870		0	8460	94477,9	1297	23454
7	14838,3	379300	6613300	85170,3	83200	4337800	462500	10951100	20818,6	1384	16254		0	8460	94617,1	1392	24846
8	15175,4	337100	6950400	85396,4	226100	4563900	563200	11514300	20889,7	1422	17676		0	8460	94760,1	1430	26276
9	15442,4	267000	7217400	85590,2	193800	4757700	460800	11975100	20956,5	1336	19012		0	8460	94894,3	1342	27618
0	15827,1	384700	7602100	85848,4	258200	5015900	642900	12618000	21025,2	1374	20386		0	8460	95032,3	1380	28998
1	16352,5	525400	8127500	86232,2	383800	5399700	909200	13527200	21101,1	1518	21904		0	8460	95184,9	1526	30524
2	16746,2	393700	8521200	86540,8	308600	5708300	702300	14229500	21174,2	1462	23366		0	8460	95332,0	1471	31995
3	17089,5	343300	8864500	86750,9	210100	5918400	553400	14782900	21244,0	1396	24762		0	8460	95472,4	1404	33399
4	17424,3	334800	9199300	86833,9	83000	6001400	417800	15200700	21314,8	1416	26178		0	8460	95614,5	1421	34820
5	17745,4	321100	9520400	86879,7	45800	6047200	366900	15567600	21377,5	1254	27432		0	8460	95740,4	1259	36079
6	18073,3	327900	9848300	86925,3	45600	6092800	373500	15941100	21441,9	1288	28720		0	8460	95869,5	1291	37370
7	18335,8	262500	10110800	86967,3	42000	6134800	304500	16245600	21503,5	1232	29952		0	8460	95993,2	1237	38607
8	18611,1	275300	10386100	87026,1	58800	6193600	334100	16579700	21566,0	1250	31202		0	8460	96118,5	1253	39860
9	18864,5	253400	10639500	87072,7	46600	6240200	300000	16879700	21630,7	1294	32496		0	8460	96248,1	1296	41156
0	19387,6	523100	11162600	87178,2	105500	6345700	628600	17508300	21701,9	1424	33920	80906,5	0	8460	96391,0	1429	42585
1	19430,5	42900	11205500	87480,3	302100	6647800	345000	17853300	21705,7	76	33996	80970,0	1270	9730	96526,0	1350	43935
		Jumlah 1	11205500		Jumlah 2	6647800	Total 1+2	17853300	Pemakaian lokal unit 1		33996	Pemakaian lokal unit 2		9730	Pemakaian	39903	43935
																41253	
																#REF!	

328025

JAM KERJA UNIT PEMBANGKIT BULAN : Desember 2003

Tgl.	Generator Unit 1								Generator Unit 2								Total jam kerja	
	JK	Kum	JS	Kum	JH	Kum	JG	Kum	JK	Kum	JS	Kum	JH	Kum	JG	Kum	1 + 2	Kum
1	19,12		4,88						19,77		4,23						38,89	
2	24,00	43,12	0,00	4,88		0,00		0.00	22,75	42,52	1,25	5,48		0,00		0,00	46,75	85,64
3	22,42	65,54	1,58	6,46		0,00		0,00	13,00	55,52	11,00	16,48		0,00		0,00	35,42	121,06
4	22,10	87,64	1,90	8,36		0,00		0.00	21,42	76,94	2,58	19,06		0,00		0,00	43,52	164,58
5	22,80	110,44	1,20	9,56		0,00		0,00	21,25	98,19	2,75	21,81		0,00		0,00	44,05	208,63
6	21,57	132,01	2,43	11,99		0,00		0,00	19,05	117,24	4,95	26,76		0,00		0,00	40,62	249,25
7	22,67	154,68	1,33	13,32		0,00		0.00	22,67	139,91	1,33	28,09		0,00		0,00	45,34	294,59
8	22,70	177,38	1,30	14,62		0,00		0,00	20,00	159,91	4,00	32,09		0,00		0,00	42,70	337,29
9	21,25	198,63	2,75	17,37		0,00		0,00	20,50	180,41	3,50	35,59		0,00		0,00	41,75	379,04
10	23,05	221,68	0,95	18,32		0,00		0,00	20,88	201,29	3,12	38,71		0,00		0,00	43,93	422,97
11	24,00	245,68	0,00	18,32		0,00		0,00	22,92	224,21	1,08	39,79		0,00		0,00	46,92	469,89
12	21,80	267,48	2,20	20,52		0,00		0,00	18,88	243,09	5,12	44,91		0,00		0,00	40,68	510,57
13	24,00	291,48	0,00	20,52		0,00		0,00	19,82	262,91	4,18	49,09		0,00		0,00	43,82	554,39
14	20,90	312,38	3,10	23,62		0,00		0,00	20,40	283,31	3,60	52,69		0,00		0,00	41,30	595,69
15	21,00	333,38	3,00	26,62		0,00		0,00	6,37	289,68	17,63	70,32		0,00		0,00	27,37	623,06
16	22,00	355,38	2,00	28,62		0,00		0,00	3,87	293,55	20,13	90,45		0,00		0,00	25,87	648,93
17	22,25	377,63	1,75	30,37		0,00		0,00	6,68	300,23	17,32	107,77		0,00		0,00	28,93	677,86
18	24,00	401,63	0,00	30,37		0,00		0,00	17,85	318,08	6,15	113,92		0,00		0,00	41,85	719,71
19	20,00	421,63	4,00	34,37		0,00		0,00	13,25	331,33	10,75	124,67		0,00		0,00	33,25	752,96
20	24,00	445,63	0,00	34,37		0,00		0,00	15,85	347,18	8,15	132,82		0,00		0,00	39,85	792,81
21	24,00	469,63	0,00	34,37		0,00		0,00	20,78	367,96	3,22	136,04		0,00		0,00	44,78	837,59
22	22,47	492,10	1,53	35,90		0,00		0,00	20,98	388,94	3,02	139,06		0,00		0,00	43,45	881,04
23	22,97	515,07	1,03	36,93		0,00		0,00	15,50	404,44	8,50	147,56		0,00		0,00	38,47	919,51
24	21,50	536,57	2,50	39,43		0,00		0,00	6,58	411,02	17,42	164,98		0,00		0,00	28,08	947,59
25	21,43	558,00	2,57	42,00		0,00		0,00	3,20	414,22	20,80	185,78		0,00		0,00	24,63	972,22
26	20,97	578,97	3,03	45,03		0,00		0,00	3,43	417,65	20,57	206,35		0,00		0,00	24,40	996,62
27	18,02	596,99	5,98	51,01		0,00		0,00	3,32	420,97	20,68	227,03		0,00		0,00	21,34	1017,96
28	20,70	617,69	3,30	54,31		0,00		0,00	4,87	425,84	19,13	246,16		0,00		0,00	25,57	1043,53
29	19,52	637,21	4,48	58,79		0,00		0,00	4,02	429,86	19,98	266,14		0,00		0,00	23,54	1067,07
30	24,00	661,21	0,00	58,79		0,00		0,00	6,92	436,78	17,08	283,22		0,00		0,00	30,92	1097,99
31	3,17	664,38	20,83	79,62		0,00		0,00	21,12	457,90	2,88	286,10		0,00		0,00	24,29	1122,28
		744,00								744,00								

Tegangan & Ampere Desember 2003

TGL	Tegangan				Ampere Generator							
	Unit 1		Unit 2		Unit 1				Unit 2			
	Max	Min	Max	Min	Max	Jam	Min	Jam	Max	Jam	Min	Jam
1	10,9	10,0	10,9	10	1525	18,30	670	10,30	1500	18,30	650	22,30
2	10,6	10,1	10,6	10,2	1280	23,30	860	7,00	1220	19,00	600	1,00
3	10,5	10	10,4	10	1475	16,00	610	15,00	1450	16,30	650	14,30
4	10,6	9,7	10,6	10	1525	18,30	600	6,30	1350	18,00	700	21,30
5	10,7	9,8	10,7	10	1525	19,00	625	10,00	1410	14,30	725	16,30
6	10,6	9,9	10,6	10	1475	17,00	570	8,30	1180	17,00	575	22,00
7	10,6	10,1	10,6	10,2	1380	19,00	590	8,30	1370	18,30	550	6,00
8	10,6	10	10,5	10	1400	18,00	600	5,30	1425	19,00	650	9,30
9	10,7	10	10,8	10	1550	19,00	600	7,00	1550	18,00	590	4,30
10	10,7	10	10,7	10,1	1500	18,00	1220	12,30	1350	18,30	650	7,00
11	10,6	10	10,6	10	1400	0,30	1125	7,30	1150	18,00	550	7,00
12	10,6	10	10,6	10	1210	4,30	675	14,00	1150	9,30	600	6,00
13	10,4	10	10,4	10	1350	11,00	650	14,30	1170	8,30	600	6,30
14	10,4	10,2	10,4	10,2	1275	18,30	600	6,30	1250	18,30	600	6,30
15	10,4	10	10,2	10	1460	4,30	600	12,30	1200	19,30	700	22,30
16	10,4	10	10,2	10	1120	18,30	625	12,30	1100	18,30	740	17,30
17	10,3	10	10,2	10	1510	5,00	600	12,30	1075	19,00	700	17,30
18	10,6	10	10,6	10	1450	12,00	600	7,00	1200	19,00	600	7,00
19	10,4	10	10,4	10	1120	19,00	625	5,30	1120	19,00	635	6,30
20	10,5	10	10,5	10,1	1180	9,30	575	11,00	1150	5,30	700	17,30
21	10,7	10,1	10,7	10,1	1500	3,30	625	15,00	1475	21,00	675	8,00
22	10,6	10,1	10,6	10,2	1200	5,00	620	14,30	1200	18,3	620	14,30
23	10,6	10,1	10,4	10,2	1200	9,00	600	13,30	1250	18,30	600	17,00
24	10,4	10	10,3	10	1500	1,00	620	12,00	1170	18,30	675	23,00
25	10,4	10,1	10,2	10,2	1230	0,30	620	13,30	1100	18,30	800	21,00
26	10,4	10	10,2	10,1	1500	2,30	635	12,30	1130	19,00	750	18,00
27	10,3	10	10,2	10	1270	5,00	625	7,30	1010	8,30	730	7,30
28	10,4	10	10,4	10	1010	5,00	600	9,00	950	19,00	650	17,30
29	10,3	10	10	10	1000	5,30	640	7,00	975	19,30	750	18,00
30	10,4	10	10,4	10,1	1575	7,00	900	1,00	1160	19,00	930	23,30
31	10,4	10,1	10,4	10,2	1020	19,00	620	17,20	1130	21,00	600	14,00
	10,9	9,7	10,9	10,0	1575		570		1550		550	

MW & Cos Q

TGL	MW Generator Unit 1				MW Generator Unit 2				Cos Q Generator			
	MW		Mvar		MW		Mvar		Unit 1		Unit 2	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
1	25	10	12	0	24	10	12	0	1,00	0,84	1	0,76
2	20	10	12	0	20	10	14	0	1,00	0,82	1	0,73
3	25	10	14	2	25	10	12	3	0,98	0,68	0,96	0,70
4	25	10	12	2	20	10	14	0	1	0,87	1	0,76
5	25	10	12	0	25	10	14	0	1	0,87	1	0,78
6	25	10	12	0	20	10	10	0	1	0,72	1	0,70
7	20	10	12	0	20	10	14	0	1	0,87	1	0,80
8	20	10	13	0	20	10	13	2	1	0,79	0,98	0,81
9	25	10	8	0	25	10	12	0	1	0,88	0,99	0,78
10	25	22	9	0	20	10	13	0	1	0,94	1	0,73
11	25	17	12	0	20	10	13	0	1	0,83	1,00	0,71
12	20	10	12	0	20	10	13	0	1	0,78	1,00	0,74
13	23	10	12	0	14	10	12	0	1	0,72	1	0,70
14	18	10	13	0	17	10	13	0	1	0,79	1	0,75
15	25	10	13	1	15	10	13	5	0,99	0,74	0,88	0,72
16	20	10	13	0	13	10	13	6	1	0,75	0,86	0,72
17	25	10	12	0	12	10	12	2	1	0,74	0,98	0,70
18	25	10	13	0	15	10	13	0	1	0,78	1	0,76
19	15	10	11	2	15	10	11	1	0,99	0,83	0,99	0,80
20	20	10	11	0	20	10	11	0	1	0,78	1	0,72
21	26	10	12	0	25	12	10	0	1	0,88	1	0,88
22	20	10	12	0	20	10	14	0	1	0,79	1	0,74
23	20	10	14	0	15	10	14	0	1	0,77	1,00	0,72
24	25	10	12	0	15	10	12	5	1	0,79	0,90	0,77
25	20	10	10	0	15	10	11	8	1	0,77	1	0,8
26	25	10	12	0	15	10	11	7	1	0,78	0,82	0,73
27	20	10	11	0	13	10	11	6	1	0,79	0,88	0,77
28	15	10	10	0	12	10	10	4	1	0,79	0,94	0,78
29	15	10	10	0	12	10	10	6	1	0,73	0,87	0,71
30	27	15	12	0	15	15	12	6	1	0,8	0,93	0,77
31	12	10	12	3	15	10	12	1	0,97	0,74	1	0,72
	27	10	14	0	25	10	14	0	1,00	0,68	1,00	0,70

MW Peak, Off Peak & Cos Q, MW rata-rata 24 jam & Teg. Bus

TGL	MW & Cos Q				Rata - rata		MWh				Tegangan			
	Peak		Off Peak		MW		Peak		Off Peak		154 KV		6,3 KV	
	MW	Cos Q	MW	Cos Q	Unit 1	Unit 2	Unit 1	Unit 2	Unit 1	Unit 2	Max	Min	Max	Min
1	25,4	0,97	27,95	1	15,21	12,63	16,96	12,80	15,59	12,84	146	132	5,9	5,3
2	28	0,9	28,95	1	15,33	13,42	15,10	14,24	16,31	13,28	145	132	5,8	5,5
3	34,8	0,96	16,74	0,98	13,21	7,29	20,88	16,58	12,21	5,31	141	132	5,6	5,4
4	40,4	0,98	29,79	1	16,54	15,46	24,60	17,22	15,27	15,21	145	130	5,8	5,5
5	36,4	0,97	33,63	1	17,70	16,50	24,38	14,34	16,23	17,15	145	128	5,8	5,4
6	20,8	0,97	24,58	1	13,75	10,04	13,06	8,72	14,52	10,77	145	130	5,8	5,4
7	37	0,92	25,26	1	15,50	12,20	20,36	17,66	14,50	10,76	145	132	5,8	5,5
8	33	0,89	26,26	1	14,79	12,87	19,68	15,92	14,35	11,66	143	131	5,8	5,4
9	42,8	0,99	28,10	1	17,79	13,38	24,52	16,90	15,87	12,44	146	131	5,8	5,4
10	41,6	0,99	35,68	1	23,50	13,37	24,92	14,80	23,47	12,78	146	132	5,8	5,4
11	32	0,98	33,21	1	20,96	12,00	19,54	13,84	22,08	11,85	145	130	5,8	5,4
12	26	0,96	24,79	1	15,63	9,42	13,34	11,02	17,09	9,99	145	131	5,8	5,5
13	23,6	0,93	25,10	1	14,08	10,71	13,66	10,08	14,96	11,20	143	131	5,7	5,4
14	26	0,95	20,10	1	11,33	10,00	14,10	11,06	11,31	10,43	143	133	5,7	5,5
15	22,8	0,9	15,53	0,99	13,63	3,42	12,30	9,18	14,94	1,85	142	129	5,6	5,4
16	19,6	0,9	12,63	1	12,04	2,04	10,08	9,22	13,73	0,19	141	130	5,6	5,4
17	19,2	0,9	18,26	1	14,95	3,50	10,20	9,12	17,28	1,97	141	129	5,6	5,4
18	24,8	0,9	20,79	1	13,00	8,63	14,44	11,44	13,94	8,89	143	130	5,8	5,4
19	25	0,99	16,47	0,99	10,45	7,79	12,72	10,46	10,70	7,45	141	130	5,7	5,4
20	24	0,91	26,05	1	14,83	10,79	14,02	12,30	16,56	10,35	144	132	5,7	5,4
21	37	0,94	37,42	1	21,33	16,00	20,32	14,88	22,31	16,28	146	132	5,8	5,5
22	26	0,92	28,47	1	15,21	12,75	14,82	12,10	16,82	13,06	145	132	5,8	5,5
23	28	0,99	20,00	1	13,13	8,54	14,50	13,02	14,25	7,63	143	131	5,7	5,5
24	23,8	0,96	15,26	1	13,54	2,25	12,46	9,72	14,34	1,81	141	131	5,7	5,5
25	18,0	0,9	11,90	1	11,50	1,70	11,14	8,50	13,97	0,17	143	132	5,6	5,4
26	20	0,94	13,68	1	12,92	2,08	10,58	8,96	14,47	0,04	141	132	5,6	5,4
27	17,6	0,92	10,00	1	9,96	1,63	10,10	8,40	11,16		141	132	5,6	5,4
28	18,4	0,95	11,26	1	10,33	2,42	9,78	9,06	11,92	0,71	143	132	5,7	5,4
29	17,6	0,86	9,47	1	9,33	1,83	9,54	8,08	10,83	0,33	141	130	5,6	5,4
30	28	0,99	25,16	1	21,37	4,37	17,28	11,88	22,98	2,43	142	132	5,6	5,5
31	16,6	0,97	12,63	0,99	1,42	12,04	8,02	9,66		13,36	141	132	5,6	5,5
											146	128	5,9	5,3

Unit	Tegangan		Ampere		MW		Mvar		Cos Q	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
1	10,9	9,7	1575	570	27	10	14	0	1	0,68
2	10,9	10,0	1550	550	25	10	14	0	1	0,7

Tegangan			
154 KV		6,3 KV	
Max	Min	Max	Min
146	128	5,9	5,3

TEMPERATURE MESIN BULAN : Desember 2003

Tgl.	THB	GBR	TGB	TOIL	THB	GBR	TGB	TOIL	STT. WD		MTR WD		MTR OIL		TEMP. R
	UNIT 1				UNIT 2				1	2	1	2	1	2	TURBINE
1	61	48	24	40	63	47	27	43	82	77	60	58	50	50	29
2	62	51	26	41	62	46	28	43	73	72	54	54	48	48	29
3	62	50	25	41	62	46	26	43	82	78	56	54	47	48	29
4	62	50	25	41	63	47	27	44	86	79	63	63	55	50	29
5	64	51	25	42	63	47	27	44	87	85	62	62	52	50	29
6	63	53	25	43	64	48	26	44	76	66	58	52	50	48	29
7	64	52	26	43	64	48	26	44	78	79	59	62	51	50	29
8	63	53	26	41	67	51	26	49	78	82	56	58	51	50	29
9	63	52	25	42	67	53	26	51	88	86	65	64	54	52	29
10	63	51	25	42	62	47	26	44	89	79	65	64	56	52	29
11	62	50	25	42	63	47	27	44	81	68	58	55	46	47	29
12	62	50	26	41	63	47	27	43	70	67	56	56	48	49	29
13	62	50	25	40	62	46	27	42	70	67	54	53	48	49	29
14	62	50	25	40	62	45	26	42	70	72	56	58	49	50	29
15	62	50	26	40	61	45	27	42	81	68	54	55	50	48	29
16	61	49	25	40	61	45	26	41	63	64	52	54	47	46	29
17	62	50	25	40	61	44	25	41	82	61	61	51	52	47	29
18	62	49	25	39	61	44	26	40	74	67	54	56	48	47	29
19	61	49	25	40	61	44	25	41	63	65	52	52	48	46	29
20	62	50	25	40	61	44	25	41	64	67	52	56	46	47	29
21	63	51	25	46	62	46	26	43	84	82	58	65	55	50	29
22	63	51	25	42	63	48	26	45	70	70	53	57	48	49	29
23	62	50	24	40	62	46	26	42	68	69	54	58	48	49	29
24	62	49	25	40	61	44	26	41	85	66	58	55	51	46	29
25	61	49	25	40	61	44	25	41	69	64	53	54	49	46	29
26	62	50	26	40	62	45	25	42	84	65	56	56	52	48	29
27	62	50	26	40	61	45	26	42	71	62	50	52	47	42	29
28	62	50	26	40	61	45	26	42	60	60	53	52	49	47	29
29	62	50	26	40	61	45	26	41	59	60	52	52	50	46	29
30	62	50	25	40	62	44	26	42	89	69	71	57	59	49	29
31	61	49	26	40	62	45	27	42	61	63	52	53	49	48	29
max	64	53	26	46	67	53	28	51	89	86	71	65	59	52	29

STATION SERVICE BULAN : Desember 2003

Tgl.	JAM					KWH			KETERANGAN
	MENIT		DESIMAL						
	LEPAS	PARALEL	LEPAS	PARALEL	HASIL	LEPAS	PARALEL	HASIL	
1	20,1	21,35	20,17	21,59	1,42	92259,0	92259,3	0,3	Pembersihan sampah
2					0,00				
3	13,1	14,28	13,17	14,47	1,30	92506,2	92508,3	2,1	Pembersihan sampah
4					0,00				
5					0,00				
6	18,08	19,29	18,13	19,48	1,35	92980,7	92982,6	1,9	Pembersihan sampah
7					0,00				
8					0,00				
9					0,00				
10					0,00				
11					0,00			0,0	
12	14,2	16,32	14,33	16,53	2,20	93869,3	93878,5	9,2	Pembersihan sampah
13					0,00				
14	13,36	16,13	13,6	16,22	2,62	94141	94152,3	11,3	Menampung air
15	13,35	16,35	13,58	16,58	3,00	94284,3	94300	15,7	- sda -
16	15,1	17,10	15,17	17,17	2,00	94428	94437,1	9,1	- sda -
17	15,18	17,03	15,3	17,05	1,75	94566,8	94574	7,2	- sda -
18					0,00				
19	12,32	16,32	12,53	16,53	4,00	94825	94847,7	22,7	Menampung air
20					0,00				
21					0,00				
22					0,00				
23	15,04	16,06	15,07	16,1	1,03	95417,1	95423,5	6,4	Menampung air
24	14,06	16,36	14,1	16,6	2,50	95555,9	95568,1	12,2	- sda -
25	14,32	17,06	14,53	17,1	2,57	95689	95699,8	10,8	- sda -
26	14,03	17,05	14,05	17,08	3,03	95814,5	95826,1	11,6	- sda -
27	11,03	17,02	11,05	17,03	5,98	95928,2	95950,2	22,0	- sda -
28	13,44	17,02	13,73	17,03	3,30	96063,9	96075,6	11,7	- sda -
29	12,36	17,05	12,6	17,08	4,48	96185,7	96205,6	19,9	- sda -
30					0,00				
31	14,1	17,03	14,17	17,05	2,88	96469,4	96482,8	13,4	Menampung air

Kondisi Air : Desember 2003

TGL	Elevasi						IN FLOW			Curah Hujan
	Waduk			Tail Race			DARI JASA TIRTA			
	Max	Min	Rata2	Max	Min	Rata^2	Max	Min	Rata^2	mm/det
1	163,50	162,55	163,07	141,20	139,15	140,65	413,51	119,59	226,62	52
2	163,37	162,72	163,13	140,80	140,50	140,75	312,09	130,80	199,42	4
3	163,40	162,63	163,09	141,10	139,15	140,41	356,28	62,57	165,07	13
4	163,45	163,05	163,32	141,20	140,50	140,84	302,62	163,70	228,61	3
5	163,50	163,21	163,44	141,20	140,40	140,87	266,64	172,09	234,13	49
6	163,50	163,15	163,36	140,80	140,00	140,56	497,33	154,78	272,67	7
7	163,50	162,65	163,21	141,10	140,00	140,71	335,02	124,93	243,64	27
8	163,50	162,65	163,30	141,10	140,10	140,70	346,24	111,12	218,07	13
9	163,47	162,93	163,30	141,20	140,00	140,78	316,41	188,13	243,54	
10	163,38	162,68	163,11	141,20	140,20	140,91	283,67	162,10	198,55	
11	163,05	162,62	162,71	141,20	140,60	140,95	239,04	141,29	198,14	
12	163,38	162,50	162,87	141,10	139,15	140,58	215,80	92,47	154,97	
13	163,44	162,77	163,04	141,00	140,00	140,55	200,27	69,50	152,03	
14	163,50	162,65	163,11	140,90	139,15	140,41	191,66	54,40	125,23	25
15	163,50	162,60	163,14	140,70	139,15	140,19	183,68	59,12	106,13	
16	163,50	162,55	163,21	140,70	139,15	140,13	184,41	31,10	94,56	2
17	163,50	162,72	163,23	140,60	139,15	140,29	177,47	40,20	105,51	25
18	163,50	162,87	163,13	140,80	140,00	140,50	181,41	94,55	132,68	4
19	163,50	162,38	162,96	140,80	139,15	140,23	202,27	49,75	115,66	29
20	163,36	162,70	163,11	141,00	140,00	140,57	265,50	43,76	151,32	57
21	163,50	162,80	163,25	141,20	140,00	140,98	281,65	137,87	214,77	8
22	163,47	162,87	163,13	141,05	140,20	140,72	230,10	80,60	167,43	8
23	163,50	162,50	162,93	140,80	139,15	140,45	180,17	40,24	137,00	2
24	163,50	162,64	163,09	140,80	139,15	140,23	197,41	40,46	101,33	1
25	163,50	162,65	163,19	140,75	139,15	140,06	205,97	54,03	99,04	
26	163,50	162,64	163,14	140,75	139,15	140,13	185,06	50,45	93,27	
27	163,50	162,65	163,01	140,60	139,15	139,92	147,80	45,45	85,71	
28	163,50	162,70	163,19	140,60	139,15	140,04	166,31	38,80	82,32	
29	163,50	162,74	163,14	140,50	139,15	140,00	164,12	31,21	82,04	
30	163,50	162,74	163,33	140,80	140,20	140,54	157,80	116,62	140,60	2
31	163,43	162,64	163,13	140,50	139,15	140,08	153,78	30,86	93,07	
	163,50	162,38	163,14	141,20	139,15	140,48	497,33	30,86	156,88	331
MAX			163,50			141,20			497,33	57,00
MIN			162,38			139,15			30,86	1,00

TGL	OUT FLOW												TOTAL OUTFLOW m³/det
	TURBINE			SPILL WAY			FLAP GATE			IRRIGATION			
	MAX	MIN	RATA	MAX	MIN	RATA	MAX	MIN	RATA	MAX	MIN	RATA	
1	240,16	12,00	148,06	350,44	82,71	60,79	15,52	9,94	1,06	10,00	10,00	10,00	219,91
2	198,04	87,45	150,57	136,59	36,80	37,35	17,57	8,78	3,08	15,20	15,20	15,20	206,20
3	270,46	9,08	109,43	190,90	82,61	33,08	12,67	3,50	2,98	15,20	15,20	15,20	160,69
4	236,00	98,25	167,71	131,62	24,28	42,00	14,47	6,35	2,16	15,20	15,20	15,20	227,07
5	216,00	96,33	172,84	191,74	18,46	41,54	19,42	4,32	4,34	15,20	15,20	15,20	233,92
6	192,33	66,26	124,76	447,32	48,79	131,25	18,28	7,37	2,14	15,20	15,20	15,20	273,35
7	210,00	63,60	145,71	239,58	11,71	80,23	9,10	6,08	0,63	15,20	15,20	15,20	241,77
8	207,74	56,16	141,98	186,86	4,57	55,92	19,42	6,08	4,74	15,20	15,20	15,20	217,84
9	237,18	53,00	159,88	220,06	27,80	70,08	18,28	5,53	3,23	15,20	15,20	15,20	248,39
10	236,00	98,75	191,51				18,70	18,70	0,76	15,20	15,20	15,20	207,47
11	220,96	115,89	178,16						0,00	15,20	15,20	15,20	193,36
12	213,50	18,16	137,47				12,62	2,19	0,62	15,20	15,20	15,20	153,29
13	210,00	53,00	129,53				8,61	8,61	0,36	15,00	15,00	15,00	144,89
14	185,00	41,36	113,26				1,26	1,26	0,05	15,00	15,00	15,00	128,31
15	162,76	31,35	89,45				11,44	10,65	0,92	15,00	15,00	15,00	105,37
16	142,50	12,83	78,92				8,85	8,85	0,37	15,00	15,00	15,00	94,29
17	130,00	15,90	95,40				4,22	4,22	0,17	15,00	15,00	15,00	110,57
18	160,00	53,00	115,76				8,65	8,65	0,36	15,00	15,00	15,00	131,12
19	165,50	24,73	96,95				7,77	7,77	0,32	15,00	15,00	15,00	112,27
20	213,50	53,75	135,30				11,68	6,82	0,77	15,00	15,00	15,00	151,07
21	228,99	59,08	192,27	78,10	30,60	6,10	19,42	7,63	6,25	16,01	16,01	16,01	220,63
22	185,76	53,00	148,83				13,69	13,69	0,57	16,01	16,01	16,01	165,41
23	162,76	3,58	117,93				8,71	2,72	0,47	16,01	16,01	16,01	134,41
24	162,76	5,37	88,38						0,00	16,01	16,01	16,01	104,39
25	160,00	26,87	76,14				8,30	8,30	0,34	16,01	16,01	16,01	92,49
26	128,75	2,68	77,36						0,00	16,01	16,01	16,01	93,37
27	142,00	2,78	63,13				4,47	4,47	0,18	16,01	16,01	16,01	79,32
28	132,26	40,31	69,19				5,22	5,22	0,22	16,01	16,01	16,01	85,42
29	132,26	32,70	60,35				9,04	9,04	0,37	16,01	16,01	16,01	76,73
30	162,76	68,18	132,28						0,00	16,01	16,01	16,01	148,29
31	132,26	8,96	72,82				9,60	9,60	0,40	16,01	16,01	16,01	89,23
	270,46	2,68	121,98	447,32	4,57	19,94	19,42	1,26	1,22	16,01	10,00	15,27	162,02
MAX			270,46			447,32						16,01	
MIN			2,68			4,57						10,00	

IKHTISAR LAPORAN PEMELIHARAAN
BULAN : DESEMBER 2003

Pemeliharaan rutin / mingguan / bulanan :

Pemeliharaan rutinne Mingguan & Bulanan oleh group Pemeliharaan

telah dilaksanakan sesuai jadwal dengan hasil baik.

Pemeliharaan Periodik

1	Anual Inspection (A I)	:	N I H I L
2.	General Inspection (G I)	:	N I H I L
3.	Major Overhaul (M O)	:	N I H I L

LAPORAN PENGUSAHAAN

BULAN DESEMBER 2003

NO	P L T A	SATUAN	UNIT 1	KETERANGAN
1	Merk generator	-	MEIDENSHA	
2	Daya terpasang	MVA	5,3	
3	Nomor pabrik	-	IH 9216R 1	
4	Nomor PLN	-	1031.210.1322.0012	
5	Jam kerja total bulan ini	Jam	743,37	
6	Jam kerja sesudah inspectio.. (MO)	Jam	37.065,57	
7	Jam kerja peak total bulan ini -)	Jam	743,37	
8	Jam kerja peak sesudah inspection MO -)	Jam	-	
9	Jumlah start total	kali		
10	Jumlah start sesudah inspection MO -)	kali	-	
11	Faktor keandalan start	%	-	
12	Faktor kapasitas (CF)	%	101,30	
13	Faktor produksi (OPF)	%	101,30	
14	Faktor kemampuan daya (d.mampu/d.terpas)	%	101,22	
15	Faktor jam kerja (SF)	%	99,92	
16	Faktor jam pemeliharaan (POF/SOF)	%	0,00	
17	Faktor jam kerusakan/gangguan (FOF)	%	0,00	
18	Pemakaian air *)	liter/kwh	3.909,70	
19	Jumlah gangguan dari dalam unit	kali	0,00	
20	Jumlah gangguan dari luar unit	kali	0,00	

CATATAN :

*) = Total pemal aian air = 3.909,70 LITER/KWH

-) = Diisi bila ada data

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA LODOYO

Lamp.BA No:.....BA/450/1997/SMDN
Lamp.BA No:.....BA/450/1997/SBRAN

TGL. 01 JANUARI TH 2004 -- PK. 10.00 WIB

TERPASANG PADA Merk / Nomor serie	GENERATOR Mitsubishi /389374	PEMAKAIAN SENDIRI Mitsubishi /388615	KETERANGAN
Keterangan meter-meter Konstanta Tegangan Arus Klas Satuan penunjukan	 600 110 V 5 A -- KWH	 500 110 V 5 -- KWH	
Dipasang pada : Trafo arus dgn.perbandingan : Trafo tegangan dgn. perbandingan	 600 / 5 A 6.600 / 110 A	 500 / 5 A 380 / 110 A	
Stand meter pd.tgl 01Januari 2004 Stand meter pd.tgl 01 Desemb. 2003	115.791,00 81.904,20	15.832,00 14.015,50	
Hasil pembacaan Factor pembacaan / pengali Pemakaian	33.886,80 x 100 3.388.680	1.816,50 x 10 18.165	

PT. PLN (PERSERO)
P3B UPT KEDIRI

PETUGAS

E I . WAHYUDI

FOREMAN PRODUKTION
PLTA LODOYO

Y. SUSILO

PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA LODOYO
PETUGAS

KATIMIN

PT.PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA LODOYO

PEMBACAAN METER-METER PUSAT TENAGA LISTRIK PLTA LODOYO

TGL. 01 JANUARI TH 2004 -- PK. 10.00 WIB

Alat pengukuran untuk	GENERATOR	20 KV LODOYO-WLINGI	20 KV WLINGI-LODOYO	20 KV LODOYO-BLITA.	20 KV BLITAR-LODOYO	380/220 V PEMK.SENDIRI
Keteranga meter no :	389374	388053	8788042	278308	278237	388615
Konstsnte	600	200	200	200	200	500
Tegangan	110	110 v	110 v	100/v3	100/ v3	110 v
A r u s	5 A	5 A	5 A	5,10 A	5,10 A	5:00 AM
Dipasang pada Trafo arus dgn.perbandingan Trafo tegangan dgn. perbandingan	600/5 A 6.600/110 V	200/5 A 22.000/110 V	200/5 A 22.000/110 V	200/5 A 22.000/110 V	200/5 A 22.000/110 V	500/5 A 380/110 V
Stand meter pd.tgl 01Januari 2004	115.791,00	67.566,90	2.216,60	282,86	2,293	15.832.00
Stand meter pd.tgl 01 Desemb. 2003	81.904,20	34.900,00	2.216,60	282,86	2,293	14.015,50
Hasil pembacaan : Factor pembacaan Pemakaian	33.887 x 100 3.388.680	32.666,90 x 100 3.266.690	0,00 x 100 0	0,00 x 8.000 0	0,000 x 8.000 0	1.816,50 x 10 18.165
Petunjuk tertinggi dalam : Factor pembacaan Muatan tertinggi						
Pemakaian KWH bulan yanglalu Muatan tertinggi	3.215.640	3.204.710	0	0	0	17.674

Keterangan :
Untuk pembacaan :
Oleh 1. UNIT PEMBANGKITAN PLTA LODOYO
2. PT.PLN (PERSERO) P3B UPT KEDIRI

Untuk pemeriksaan : 1 JANUARI 2004
PT. P J B
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
FOREMAN PRODUKTION PLTA LODOYO

KATIMIN
E I. WAHYUDI

Y . SUSILO

PENGUKURAN SEDIMENTASI KTH
PLTA LODOYO
TGL.23 Desember 2003 Pk. 09.00

I Elevasi air Kolam Tando Harian (KTH) = 136,00 M
Elevasi Dasar Kolam Tando Harian = 123,00 M
Kedalaman dasar KTH = 13,00 M

II Hasil - hasil pengukuran kedalaman air KTH

A 1	=	4,30 M	B 1	=	4,30 M	C 1	=	4,40 M
A 2	=	5,00 M	B 2	=	4,40 M	C 2	=	4,90 M
A 3	=	5,20 M	B 3	=	5,10 M	C 3	=	7,60 M
A 4	=	6,00 M	B 4	=	6,70 M	C 4	=	9,00 M
	=	20,50 M		=	20,50 M		=	25,90 M
RA	=	5,13 M	RB	=	5,13 M	RC	=	6,48 M
D 1	=	4,30 M	E 1	=	4,60 M	F 1	=	4,50 M
D 2	=	4,60 M	E 2	=	6,60 M	F 2	=	5,00 M
D 3	=	8,00 M	E 3	=	8,60 M	F 3	=	6,10 M
D 4	=	9,00 M	E 4	=	9,20 M	F 4	=	8,10 M
	=	25,90 M		=	29,00 M		=	23,70 M
RD	=	6,48 M	RE	=	7,25 M	RF	=	5,93 M

III Kedalaman air rata [2] = $\frac{RA + RB + RC + RD + RE + RF}{6} = \frac{36,38}{6} =$ 6,06

IV Ketinggian Sediment rata - rata = 13,00 - 6,06 = 6,94 M

V Perkiraan Volume Sediment

Section I	=	23,00 X 22,50 X 6,94 X 1 M^3	= 3590,16 M^3
II	=	(3,14 X 21,00 X 21,00) X 0,25 X 6,94 X 1 M^3	= 2401,66 M^3
III	=	31,50 X 21,00 X 6,94 X 1 M^3	= 4589,16 M^3
IV	=	8,00 X 29,50 X 6,94 X 1 M^3	= 1637,25 M^3
		TOTAL ENDAPAN LUMPUR/SEDIMEN	**= 12218 M^3**

Lodoyo,30 Desember 2003
Dibuat oleh :
FOREMAN PRODUKSI

Y . SUSILO

Mengetahui :
KEPALA PLTA DISTRIK B

SUPARDI A

C:\OPERASI\Unit Produksi\[Pengendalian Hydro.xls]Sediment

Tampilan Beban Sistem Hidro Perjam setelah optimasi
Hari Kamis Tanggal 4 Desember 2003

Jam	Beban Sistem Hidro (MW)			
	Sutami	Wlingi	Lodoyo	Total
01.00	105.00	38.81	2.47	146.28
02.00	78.65	24.11	2.47	105.23
03.00	96.79	37.60	2.47	136.86
04.00	105.00	38.77	2.47	146.24
05.00	52.09	35.16	2.47	89.72
06.00	91.04	38.82	2.47	132.33
07.00	91.87	38.81	2.47	133.15
08.00	105.00	38.81	2.47	146.28
09.00	105.00	11.00	2.47	118.47
10.00	52.50	38.82	2.47	93.79
11.00	105.00	37.54	2.47	145.01
12.00	104.89	8.43	2.47	115.79
13.00	49.22	38.74	2.47	90.43
14.00	105.00	35.91	2.47	143.38
15.00	104.95	35.50	2.47	142.92
16.00	105.00	38.82	2.47	146.29
17.00	26.25	37.53	2.47	66.25
18.00	103.34	38.21	2.47	144.02
19.00	52.50	38.51	2.47	93.48
20.00	104.96	36.39	2.47	143.82
21.00	105.00	37.90	2.47	145.37
22.00	101.41	30.31	2.47	134.19
23.00	105.00	38.74	2.47	146.21
24.00	105.00	37.59	2.47	145.06
Σ	2160.46	830.83	59.28	3050.57

Tampilan Beban Sistem Hidro Perjam Setelah Optimasi
Hari Sabtu Tanggal 6 Desember 2003

Jam	Beban Sistem Hidro (MW)			
	Sutami	Wlingi	Lodoyo	Total
01.00	104.75	31.63	2.36	138.74
02.00	104.75	31.63	2.36	138.74
03.00	99.20	22.74	2.36	124.30
04.00	101.14	31.63	2.36	135.13
05.00	103.21	7.07	2.36	112.64
06.00	100.80	31.60	2.36	134.76
07.00	92.30	31.63	2.36	126.29
08.00	91.02	31.63	2.36	125.01
09.00	95.92	31.63	2.36	129.91
10.00	95.70	31.63	2.36	129.69
11.00	80.90	31.63	2.36	114.89
12.00	78.51	27.68	2.36	108.55
13.00	77.87	31.63	2.36	111.86
14.00	52.80	31.63	2.36	86.79
15.00	11.26	31.51	2.36	45.13
16.00	34.05	31.63	2.36	68.04
17.00	46.75	26.18	2.36	75.29
18.00	74.47	30.10	2.36	106.93
19.00	33.61	6.67	2.36	42.64
20.00	104.75	0.47	2.36	107.58
21.00	104.75	31.63	2.36	138.74
22.00	104.75	31.63	2.36	138.74
23.00	104.75	27.68	2.36	134.79
24.00	104.75	31.63	2.36	138.74
Σ	2002.76	654.52	56.64	2713.92

Tampilan Beban Sistem Hidro Perjam Setelah Optimasi
Hari Minggu Tanggal 7 Desember 2003

Jam	Beban Sistem Hidro (MW)			
	Sutami	Wlingi	Lodoyo	Total
01.00	0.00	12.88	2.47	15.35
02.00	98.78	34.55	2.47	135.80
03.00	77.19	34.55	2.47	114.21
04.00	102.78	34.55	2.47	139.80
05.00	29.87	34.48	2.47	66.82
06.00	75.57	34.55	2.47	112.59
07.00	93.51	34.55	2.47	130.53
08.00	103.19	34.55	2.47	140.21
09.00	33.56	34.55	2.47	70.58
10.00	61.18	34.55	2.47	98.20
11.00	68.06	34.55	2.47	105.08
12.00	35.58	34.55	2.47	72.60
13.00	75.53	34.55	2.47	112.55
14.00	101.17	29.96	2.47	133.60
15.00	13.91	34.52	2.47	50.90
16.00	89.43	34.55	2.47	126.45
17.00	103.14	34.55	2.47	140.16
18.00	99.97	34.55	2.47	136.99
19.00	99.39	24.83	2.47	126.69
20.00	102.39	4.07	2.47	108.93
21.00	101.08	34.55	2.47	138.10
22.00	97.57	34.55	2.47	134.59
23.00	49.58	34.55	2.47	86.60
24.00	101.47	34.55	2.47	138.49
Σ	1813.90	762.64	59.28	2635.82

Tampilan Data Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan Unit Hidro Pada Hari Kamis Tanggal 4 desember 2003

Jam	Outflow Sutami (m^3/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m^3/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m^3/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	147.87	90	156.50	30	49.71	4.5
02.00	143.69	90	156.50	30	49.71	4.5
03.00	150.58	90	156.50	29	49.71	4.5
04.00	142.19	90	151.75	29	47.34	4.5
05.00	147.79	90	149.00	29	49.71	4.5
06.00	147.31	90	149.00	29	47.34	4.5
07.00	146.21	90	151.75	29	47.34	4.5
08.00	143.34	90	151.75	30	47.34	4.5
09.00	146.75	90	112.62	19	49.71	4.5
10.00	145.33	90	98.25	15	49.71	4.5
11.00	144.88	90	167.37	35	49.71	4.5
12.00	147.33	90	200.74	38	49.71	4.5
13.00	147.67	90	206.00	38	49.71	4.5
14.00	145.77	90	112.03	15	49.71	4.5
15.00	146.78	90	194.19	45	52.08	4.5
16.00	148.73	90	236.00	45	49.71	4.5
17.00	145.34	90	231.50	45	49.71	4.5
18.00	146.49	90	228.93	43	49.71	4.5
19.00	146.82	91.5	211.04	41	49.71	4.5
20.00	149.34	91.5	203.53	41	49.71	4.5
21.00	146.52	91.5	178.85	41	49.71	4.5
22.00	147.21	87	154.56	20	49.71	4.5
23.00	147.31	87	155.99	20	49.71	4.5
24.00	146.96	87	150.84	35	49.71	4.5

Tampilan Data Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan Unit Hidro Pada Hari Sabtu Tanggal 6 desember 2003

Jam	Outflow Sutami (m^3/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m^3/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m^3/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	149.88	90	139.50	27	49.71	4.5
02.00	153.11	90	133.16	25	49.71	4.5
03.00	146.65	90	130.00	25	49.71	4.5
04.00	145.05	90	130.00	25	49.71	4.5
05.00	148.45	90	124.99	23	49.71	4.5
06.00	144.56	90	122.50	23	49.71	4.5
07.00	147.64	90	108.79	13	49.71	4.5
08.00	130.81	75	68.75	13	49.71	4.5
09.00	124.89	75	66.26	10	49.71	4.5
10.00	123.01	75	74.19	20	49.71	4.5
11.00	125.41	75	131.42	30	49.71	4.5
12.00	123.31	75	154.00	30	49.71	4.5
13.00	125.76	75	179.63	35	49.71	4.5
14.00	108.60	60	181.25	35	49.71	4.5
15.00	97.30	60	181.25	35	49.71	4.5
16.00	98.61	60	185.25	35	49.71	4.5
17.00	96.70	60	192.33	45	49.71	4.5
18.00	134.22	90	181.99	14	49.71	4.5
19.00	145.31	90	20.08	10	49.71	4.5
20.00	145.83	90	80.34	10	49.71	4.5
21.00	150.18	90	87.76	25	49.71	4.5
22.00	144.44	90	130.00	25	49.71	4.5
23.00	150.22	90	95.55	15	49.71	4.5
24.00	148.55	90	95.36	23	49.71	4.5

Tampilan Data Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan
Unit Hidro Pada Hari Minggu Tanggal 7 desember 2003

Jam	Outflow Sutami (m^3/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m^3/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m^3/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	145.92	90	122.50	22	49.71	4.5
02.00	147.02	90	122.50	22	49.71	4.5
03.00	147.99	90	124.50	22	49.71	4.5
04.00	147.83	90	120.75	22	49.71	4.5
05.00	147.21	90	117.50	22	49.71	4.5
06.00	147.54	90	117.50	22	49.71	4.5
07.00	125.19	75	117.50	22	49.71	4.5
08.00	85.95	40	87.75	22	49.71	4.5
09.00	66.00	40	98.93	22	49.71	4.5
10.00	74.63	50	63.60	22	49.71	4.5
11.00	79.14	40	87.98	22	49.71	4.5
12.00	63.42	40	169.98	35	49.71	4.5
13.00	67.32	40	185.98	35	49.71	4.5
14.00	63.91	40	185.98	35	49.71	4.5
15.00	67.98	40	108.13	35	49.71	4.5
16.00	65.07	40	162.76	30	52.08	4.5
17.00	65.71	40	158.06	35	52.08	4.5
18.00	105.13	90	210.06	40	52.08	4.5
19.00	141.14	87	202.33	39	52.08	4.5
20.00	141.30	87	195.38	38	49.71	4.5
21.00	124.26	75	188.26	34	49.71	4.5
22.00	122.30	75	163.79	31	49.71	4.5
23.00	123.10	75	154.75	30	49.71	4.5
24.00	121.31	75	153.50	30	49.71	4.5

Tampilan Hasil Optimasi Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan Unit Hidro Pada Hari Kamis Tanggal 4 desember 2003

Jam	Outflow Sutami (m^3/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m^3/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m^3/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	150.58	105.00	235.99	38.81	52.08	2.47
02.00	122.79	78.65	146.57	24.11	52.08	2.47
03.00	138.80	96.79	228.59	37.60	52.08	2.47
04.00	150.58	105.00	235.71	38.77	52.08	2.47
05.00	74.70	52.09	213.80	35.16	52.08	2.47
06.00	130.55	91.04	236.00	38.82	52.08	2.47
07.00	131.76	91.87	235.99	38.81	52.08	2.47
08.00	150.58	105.00	235.99	38.81	52.08	2.47
09.00	150.58	105.00	66.88	11.00	52.08	2.47
10.00	75.29	52.50	236.00	38.82	52.08	2.47
11.00	150.58	105.00	228.26	37.54	52.08	2.47
12.00	150.42	104.89	51.26	8.43	52.08	2.47
13.00	70.58	49.22	235.52	38.74	52.08	2.47
14.00	150.58	105.00	218.36	35.91	52.08	2.47
15.00	150.50	104.95	215.87	35.50	52.08	2.47
16.00	150.58	105.00	236.00	38.82	52.08	2.47
17.00	37.64	26.25	228.16	37.53	52.08	2.47
18.00	148.21	103.34	232.31	38.21	52.08	2.47
19.00	75.29	52.50	234.13	38.51	52.08	2.47
20.00	150.52	104.96	221.23	36.39	52.08	2.47
21.00	150.58	105.00	230.41	37.90	52.08	2.47
22.00	145.43	101.41	184.30	30.31	52.08	2.47
23.00	150.58	105.00	235.51	38.74	52.08	2.47
24.00	150.58	105.00	228.57	37.59	52.08	2.47

Tampilan Hasil Optimasi Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan Unit Hidro Pada Hari Sabtu Tanggal 6 desember 2003

Jam	Outflow Sutami (m^3/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m^3/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m^3/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	150.22	104.75	192.33	31.63	49.71	2.36
02.00	150.22	104.75	192.33	31.63	49.71	2.36
03.00	142.26	99.20	138.24	22.74	49.71	2.36
04.00	145.05	101.14	192.33	31.63	49.71	2.36
05.00	148.16	103.21	42.99	7.07	49.71	2.36
06.00	144.56	100.80	192.12	31.60	49.71	2.36
07.00	132.37	92.30	192.33	31.63	49.71	2.36
08.00	130.53	91.02	192.33	31.63	49.71	2.36
09.00	137.56	95.92	192.33	31.63	49.71	2.36
10.00	137.24	95.70	192.33	31.63	49.71	2.36
11.00	114.02	80.90	192.33	31.63	49.71	2.36
12.00	112.59	78.51	168.29	27.68	49.71	2.36
13.00	111.67	77.87	192.33	31.63	49.71	2.36
14.00	75.72	52.80	192.33	31.63	49.71	2.36
15.00	16.14	11.26	191.58	31.51	49.71	2.36
16.00	48.83	34.05	192.33	31.63	49.71	2.36
17.00	67.04	46.75	159.17	26.18	49.71	2.36
18.00	106.79	74.47	183.03	30.10	49.71	2.36
19.00	48.20	33.61	40.57	6.67	49.71	2.36
20.00	150.22	104.75	2.88	0.47	49.71	2.36
21.00	150.22	104.75	192.33	31.63	49.71	2.36
22.00	150.22	104.75	192.33	31.63	49.71	2.36
23.00	150.22	104.75	168.29	27.68	49.71	2.36
24.00	150.22	104.75	192.33	31.63	49.71	2.36

Tampilan Hasil Optimasi Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan Unit Hidro Pada Hari Minggu Tanggal 7 desember 2003

Jam	Outflow Sutami (m^3/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m^3/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m^3/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	0.00	0.00	78.31	12.88	52.08	2.47
02.00	141.66	98.78	210.06	34.55	52.08	2.47
03.00	110.70	77.19	210.06	34.55	52.08	2.47
04.00	147.40	102.78	210.06	34.55	52.08	2.47
05.00	42.83	29.87	209.64	34.48	52.08	2.47
06.00	108.37	75.57	210.06	34.55	52.08	2.47
07.00	134.11	93.51	210.06	34.55	52.08	2.47
08.00	147.98	103.19	210.06	34.55	52.08	2.47
09.00	48.13	33.56	210.06	34.55	52.08	2.47
10.00	87.74	61.18	210.06	34.55	52.08	2.47
11.00	97.60	68.06	210.03	34.55	52.08	2.47
12.00	51.03	35.58	210.06	34.55	52.08	2.47
13.00	108.32	75.53	210.06	34.55	52.08	2.47
14.00	145.09	101.17	182.16	29.96	52.08	2.47
15.00	19.95	13.91	209.89	34.52	52.08	2.47
16.00	128.25	89.43	210.06	34.55	52.08	2.47
17.00	147.91	103.14	210.06	34.55	52.08	2.47
18.00	143.37	99.97	210.06	34.55	52.08	2.47
19.00	142.53	99.39	150.98	24.83	52.08	2.47
20.00	146.83	102.39	24.72	4.07	52.08	2.47
21.00	144.96	101.08	210.06	34.55	52.08	2.47
22.00	139.92	97.57	210.06	34.55	52.08	2.47
23.00	71.10	49.58	210.06	34.55	52.08	2.47
24.00	145.51	101.47	210.06	34.55	52.08	2.47

```
{ TSimpleGABin2Diploid }

constructor TSimpleGABin2Diploid.Create;
begin
  inherited Create;
  FPflip:=0.5;
  FParam:=1;
end;

constructor TSimpleGABin2Diploid.Create(const
aMaxGen,aPopSize,aLength,aParam:integer;
            const aPCross,aPMutasi,aKa,aPflip:double;
            const aCrossover:TCrossover;
            const aNewParent:TNewParent);
begin
  inherited Create(aMaxGen,aPopSize,aLength,aPCross,aPMutasi,aKa,
            aCrossover,aNewParent);
  FParam:=aParam;
  FPflip:=aPflip;
end;

function TSimpleGABin2Diploid.GetIndividu(
        const aIndi:TIndiDiploid):TIndiDiploid;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result.chrom.chrom1,FParam,LengthX);
  SetLength(result.chrom.chrom2,FParam,LengthX);
  for i:=1 to FParam do
  begin
    for j:=1 to LengthX do
    begin
      result.chrom.chrom1[i-1,j-1]:=aIndi.chrom.chrom1[i-1,j-1];
      result.chrom.chrom2[i-1,j-1]:=aIndi.chrom.chrom2[i-1,j-1];
    end;
  end;
  result.fitness:=aIndi.fitness;
end;

function TSimpleGABin2Diploid.FindIndiMax:TIndiDiploid;
var i:integer;
begin
  result:=GetIndividu(FParent[0]);
  for i:=2 to PopSize do
  begin
    if result.fitness<FParent[i-1].fitness then
    begin
      result:=GetIndividu(FParent[i-1]);
    end;
  end;
end;

procedure TSimpleGABin2Diploid.InitParent;
var i,j,k:integer;
    fit1,fit2:double;
begin
  SetLength(FParent,PopSize);
  SetLength(FChild,PopSize);
  SetLength(FMin,MaxGen);
  SetLength(FAvg,MaxGen);
  SetLength(FMax,MaxGen);
  for i:=1 to PopSize do
  begin
    SetLength(FParent[i-1].chrom.chrom1,FParam,LengthX);
    SetLength(FParent[i-1].chrom.chrom2,FParam,LengthX);
    SetLength(FChild[i-1].chrom.chrom1,FParam,LengthX);
    SetLength(FChild[i-1].chrom.chrom2,FParam,LengthX);
  end;
  SetLength(FBestIndi.chrom.chrom1,FParam,LengthX);
```

```
  SetLength(FBestIndi.chrom.chrom2,FParam,LengthX);
  for i:=1 to PopSize do
  begin
    for j:=1 to FParam do
    begin
      for k:=1 to LengthX do
      begin
        FParent[i-1].chrom.chrom1[j-1,k-1]:=FRandom.NextBoolean(Pflip);
        FParent[i-1].chrom.chrom2[j-1,k-1]:=FRandom.NextBoolean(Pflip);
      end;
    end;
    fit1:=Ka/CalcFitness(FParent[i-1].chrom.chrom1);
    fit2:=Ka/CalcFitness(FParent[i-1].chrom.chrom2);
    if fit1>fit2 then
    begin
      FParent[i-1].fitness:=fit1;
    end
    else
    begin
      FParent[i-1].fitness:=fit2;
    end;
  end;
end;

procedure TSimpleGABin2Diploid.Statistik;
var i:integer;
begin
  FMin1:=FParent[0].fitness;
  FMax1:=FParent[0].fitness;
  FSumFitness:=FParent[0].fitness;
  for i:=2 to PopSize do
  begin
    if FMin1>FParent[i-1].fitness then
    begin
      FMin1:=FParent[i-1].fitness;
    end;
    if FMax1<FParent[i-1].fitness then
    begin
      FMax1:=FParent[i-1].fitness;
    end;
    FSumFitness:=FSumFitness+FParent[i-1].fitness;
  end;
  FAvg1:=FSumFitness/PopSize;
end;

function TSimpleGABin2Diploid.Seleksi: integer;
var rand,partsum:double;
    i:integer;
begin
  partsum:=0;
  i:=0;
  rand:=FRandom.NextDouble*FSumFitness;
  repeat
    i:=i+1;
    partsum:=partsum+FParent[i-1].fitness;
  until (partsum>rand) or (i=PopSize);
  Result:=i
end;

procedure TSimpleGABin2Diploid.doCrossover(
          const aParent1,aParent2:TChromDiploid;
          var aChild1,aChild2:TChromDiploid);
var i,j:integer;
    ChromS1,ChromS2:TChromDiploid;
begin
  SetLength(aChild1.chrom1,FParam,LengthX);
  SetLength(aChild1.chrom2,FParam,LengthX);
  SetLength(aChild2.chrom1,FParam,LengthX);
```

```
  SetLength(aChild2.chrom2,FParam,LengthX);
  //Separating
  SetLength(ChromS1.chrom1,FParam,LengthX);
  SetLength(ChromS1.chrom2,FParam,LengthX);
  SetLength(ChromS2.chrom1,FParam,LengthX);
  SetLength(ChromS2.chrom2,FParam,LengthX);
  for i:=1 to FParam do
  begin
    for j:=1 to LengthX do
    begin
      if FRandom.NextBoolean(PCross)=true then
      begin
        ChromS1.chrom1[i-1,j-1]:=aParent1.chrom2[i-1,j-1];
        ChromS1.chrom2[i-1,j-1]:=aParent1.chrom1[i-1,j-1];
        ChromS2.chrom1[i-1,j-1]:=aParent2.chrom2[i-1,j-1];
        ChromS2.chrom2[i-1,j-1]:=aParent2.chrom1[i-1,j-1];
      end
      else
      begin
        ChromS1.chrom1[i-1,j-1]:=aParent1.chrom1[i-1,j-1];
        ChromS1.chrom2[i-1,j-1]:=aParent1.chrom2[i-1,j-1];
        ChromS2.chrom1[i-1,j-1]:=aParent2.chrom1[i-1,j-1];
        ChromS2.chrom2[i-1,j-1]:=aParent2.chrom2[i-1,j-1];
      end;
    end;
  end;
  //Recombination
  for i:=1 to FParam do
  begin
    for j:=1 to LengthX do
    begin
      if FRandom.NextBoolean(PCross)=true then
      begin
        aChild1.chrom1[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS1.chrom2[i-1,j-1]);
        aChild1.chrom2[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS2.chrom1[i-1,j-1]);
        aChild2.chrom1[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS1.chrom1[i-1,j-1]);
        aChild2.chrom2[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS2.chrom2[i-1,j-1]);
      end
      else
      begin
        aChild1.chrom1[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS1.chrom1[i-1,j-1]);
        aChild1.chrom2[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS2.chrom2[i-1,j-1]);
        aChild2.chrom1[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS1.chrom2[i-1,j-1]);
        aChild2.chrom2[i-1,j-1]:=Mutasi(ChromS2.chrom1[i-1,j-1]);
      end;
    end;
  end;
end;

procedure TSimpleGABin2Diploid.Generasi;
var i,mate1,mate2:integer;
    fit1,fit2:double;
begin
  i:=1;
  repeat
    mate1:=Seleksi;
    mate2:=Seleksi;
    doCrossover(FParent[mate1-1].chrom,FParent[mate2-1].chrom,
    FChild[i-1].chrom,FChild[i].chrom);
    fit1:=Ka/CalcFitness(FChild[i-1].chrom.chrom1);
    fit2:=Ka/CalcFitness(FChild[i-1].chrom.chrom2);
    if fit1>fit2 then
    begin
      FChild[i-1].fitness:=fit1;
    end
    else
    begin
      FChild[i-1].fitness:=fit2;
```

```
    end;
    fit1:=Ka/CalcFitness(FChild[i].chrom.chrom1);
    fit2:=Ka/CalcFitness(FChild[i].chrom.chrom2);
    if fit1>fit2 then
    begin
      FChild[i].fitness:=fit1;
    end
    else
    begin
      FChild[i].fitness:=fit2;
    end;
    i:=i+2;
  until i>PopSize;
end;

procedure TSimpleGABin2Diploid.FindNewParent;
var i,j,point:integer;
    tmp:TPopDiploid;
    tmpIndi:TIndiDiploid;
begin
  if NewParent=prStandart then
  begin
    for i:=1 to PopSize do
    begin
      FParent[i-1]:=GetIndividu(FChild[i-1]);
    end;
  end
  else if NewParent=prReplikasi then
  begin
    SetLength(tmp,PopSize);
    for i:=1 to PopSize do
    begin
      repeat
        point:=FRandom.NextInt(1,PopSize);
      until point<>i;
      if FChild[i-1].fitness>FParent[point-1].fitness then
      begin
        tmp[i-1]:=GetIndividu(FChild[i-1]);
      end
      else
      begin
        tmp[i-1]:=GetIndividu(FParent[i-1]);
      end;
    end;
    for i:=1 to PopSize do
    begin
      FParent[i-1]:=GetIndividu(tmp[i-1]);
    end;
  end
  else if NewParent=prElitism then
  begin
    SetLength(tmp,PopSize*2);
    for i:=1 to PopSize do
    begin
      tmp[i-1]:=GetIndividu(FParent[i-1]);
      tmp[PopSize-1+i]:=GetIndividu(FChild[i-1]);
    end;
    for i:=1 to PopSize*2-1 do
    begin
      for j:=i to PopSize do
      begin
        if tmp[i-1].fitness<tmp[j-1].fitness then
        begin
          tmpIndi:=GetIndividu(tmp[i-1]);
          tmp[i-1]:=GetIndividu(tmp[j-1]);
          tmp[j-1]:=GetIndividu(tmpIndi);
        end;
      end;
```

```
    end;
    for i:=1 to PopSize do
    begin
      FParent[i-1]:=GetIndividu(tmp[i-1]);
    end;
  end;
end;

procedure TSimpleGABin2Diploid.doHitung;
var gen:integer;
    tempIndi:TIndiDiploid;
begin
  InitParent;
  Statistik;
  FBestIndi:=FindIndiMax;
  gen:=1;
  repeat
    Generasi;
    FindNewParent;
    Statistik;
    TempIndi:=FindIndiMax;
    if FBestIndi.fitness<TempIndi.fitness then
    begin
      FBestIndi:=GetIndividu(TempIndi);
    end;
    FMin[gen-1]:=FMin1;
    FAvg[gen-1]:=FAvg1;
    FMax[gen-1]:=FMax1;
    inc(gen);
    frmHasil.pbIterasi.StepBy(1);
  until (gen>MaxGen);
end;

function TSimpleGABin2Diploid.GetBestChrom:TChromDiploid;
var i,j:integer;
begin
  doHitung;
  SetLength(result.chrom1,FParam,LengthX);
  SetLength(result.chrom2,FParam,LengthX);
  for i:=1 to FParam do
  begin
    for j:=1 to LengthX do
    begin
      result.chrom1[i-1,j-1]:=FBestIndi.chrom.chrom1[i-1,j-1];
      result.chrom2[i-1,j-1]:=FBestIndi.chrom.chrom2[i-1,j-1];
    end;
  end;
end;
```

```
unit uFitness;

interface

uses uUtils,uObjFunc,uRandom;

function CalcFitness(var rChrom:bArr1):double;overload;
function CalcFitness(var rChrom:bArr2):double;overload;
function CalcFitness(var rChrom:dArr1):double;overload;
function CalcFitness(var rChrom:dArr2):double;overload;
function CalcFitness(var rChrom:TChromTCSC1):double;overload;
function CalcFitness(var rChrom:TChromUpfc1):double;overload;

implementation

function CalcFitness(var rChrom:bArr1):double;
var aX:double;
begin
  aX:=DecodeBinToFloat1(rChrom);
  //insert code obj function here
  result:=aX;
end;

function CalcFitness(var rChrom:bArr2):double;
var mX:dArr1;
    Cost:double;
begin
  SetLength(mX,high(rChrom));
  mX:=DecodeBinToFloat2(rChrom);
  //insert code obj function here
  gObjFunc.doHitung(mX,Cost);
  result:=Cost;
  rChrom:=DecodeFloat2ToBin(high(rChrom[0]),mX);
end;

function CalcFitness(var rChrom:dArr1):double;
begin
  //insert code obj function here
  result:=0;
end;

function CalcFitness(var rChrom:dArr2):double;
begin
  //insert code obj function here
  //gObjFunc.doHitung(rChrom,Cost);
  result:=0;//Cost;
end;

function CalcFitness(var rChrom:TChromTCSC1):double;
begin
  //insert code obj function here
  result:=0;//dObjFunc1.doHitung(aChrom);
end;

function CalcFitness(var rChrom:TChromUpfc1):double;
begin
  result:=0;//dObjFunc2.doHitung(aChrom);
end;

end.
```

```
unit uObjFunc;

interface

uses uUtils,uGenerator,uWaduk,SysUtils,uRandom;

type
  TObjFunc=class
  private
    FNgen,FNjam,FNWaduk:integer;
    FLamdaVf,FLamdaPt,FLamdaVh:double;
    FBeban,FRes,FAFLC,FElevAwal,FElevAkhir:dArr1;
    FSortAFLC:iArr1;
    FPLN,FInflow,FHidro:dArr2;
    FGen:TGenArr;
    FWaduk:TWadukArr;
    function GetBeban:dArr1;
    function GetRes:dArr1;
    function GetPLN:dArr2;
    function GetGen:TGenArr;
    function GetWaduk1(ri:integer):TWaduk;
    function GetWaduk:TWadukArr;
    function GetInflow:dArr2;
    function GetHidro:dArr2;
    function GetElevAwal:dArr1;
    function GetElevAkhir:dArr1;
    procedure SetGen(const rGen:TGenArr);
    procedure SetBeban(const rBeban:dArr1);
    procedure SetRes(const rRes:dArr1);
    procedure SetPLN(const rPLN:dArr2);
    procedure SetWaduk1(ri:integer;rWaduk:TWaduk);
    procedure SetWaduk(rWaduk:TWadukArr);
    procedure SetInflow(const rInflow:dArr2);
    procedure SetHidro(const rHidro:dArr2);
    procedure SetElevAwal(const rElevAwal:dArr1);
    procedure SetElevAkhir(const rElevAkhir:dArr1);
    function isON(const rFlip:double):boolean;
    function isServe(const rJam:integer;const rChrom:bArr1):boolean;
    procedure isServe2(const rJam:integer;const rChrom:bArr1;
              var rTes:integer;
              var rPin:double);
    function isRampRate(const rJam:integer;const rPL:dArr2):boolean;
    function FindAFLC(const ri:integer):integer;
    procedure RepairAFLC(var rChrom:bArr2);
    function CreateChromBase:bArr2;
    function CreateChromONOFF:bArr2;
    function HitungEcoDis(const rJam:integer;
             const rChrom1:bArr1):dArr1;
    function GetSortAFLC:iArr1;
    function GetSortChrom(const rRank:integer):bArr1;
    function HitungCostGen(const rPL:dArr2):dArr2;
    function HitungCostSUC(const rPL:dArr2):dArr2;
    function GetSwap(const rChrom:bArr2):bArr2;
    function doCariGreyZone(const rChrom:bArr2):bArr2;
    procedure UpdateQh(var rQh:dArr2);
    procedure DecodeChrom(var rChrom:dArr1;
              var rQh:dArr2);
    procedure EncodeChrom(var rQh:dArr2;
              var rChrom:dArr1);
  public
    constructor Create;overload;
    constructor Create(const rBeban,rRes:dArr1;
                const rPLN,rInflow,rHidro:dArr2;
                const rGen:TGenArr;
                const rWaduk:TWadukArr);overload;
    function getRandomChrom(const rFlip:double):bArr2;
    procedure HitungPL(const rPL:dArr2;
              var rCostPerJam:dArr1;
```

```
            var rCostTotal:double);
    procedure doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
            var rCostTotal:double);overload;
    procedure doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
            var rPL:dArr2;
            var rCostPerJam:dArr1;
            var rCostTotal:double);overload;
    procedure doHitungPLN(
            var rCostPerJam:dArr1;
            var rCostTotal:double);
    procedure doExecute(var rChrom:bArr2;
            var rPL:dArr2;
            var rCostPerJam:dArr1;
            var rCostTotal:double);
    function doMutasi(const rSfun,rSmin,rBetha,rChrom:double;
            const ia:integer;
            var rRand:TRandomu):double;
    procedure doHitung(var rChrom:dArr1;
            var rCost:double);
    procedure doHitungAkhir(const rChrom:bArr2;
            var rChromHasil:bArr2;
            var rPt,rPh,rQh,rElev:dArr2;
            var rCostPerJam:dArr1;
            var rCostTotal:double);
    destructor Destroy;override;
    property Ngen:integer read FNgen write FNgen;
    property Njam:integer read FNjam write FNjam;
    property NWaduk:integer read FNWaduk write FNWaduk;
    property Gen:TGenArr read GetGen write SetGen;
    property Beban:dArr1 read GetBeban write SetBeban;
    property PLN:dArr2 read GetPLN write SetPLN;
    property Res:dArr1 read GetRes write SetRes;
    property SortAFLC:iArr1 read GetSortAFLC;
    property Waduk:TWadukArr read GetWaduk write SetWaduk;
    property Waduk1[ia:integer]:TWaduk read GetWaduk1 write SetWaduk1;
    property Inflow:dArr2 read GetInflow write SetInflow;
    property Hidro:dArr2 read GetHidro write SetHidro;
    property LamdaVh:double read FLamdaVh write FLamdaVh;
    property LamdaVf:double read FLamdaVf write FLamdaVf;
    property LamdaPt:double read FLamdaPt write FLamdaPt;
    property ElevAwal:dArr1 read GetElevAwal write SetElevAwal;
    property ElevAkhir:dArr1 read GetElevAkhir write SetElevAkhir;
  end;

var gObjFunc:TObjFunc;

implementation

//constructor
constructor TObjFunc.Create;
begin
  inherited Create;
  FNgen:=0;
  FNjam:=0;
  FLamdaVh:=1000;
  FLamdaVf:=1000;
  FLamdaPt:=1000;
end;

constructor TObjFunc.Create(const rBeban,rRes:dArr1;
            const rPLN,rInflow,rHidro:dArr2;
            const rGen:TGenArr;
            const rWaduk:TWadukArr);
var i,j,Ncek:integer;
begin
  inherited Create;
  FNgen:=high(rGen);
  FNjam:=high(rBeban);
```

```
  FNWaduk:=high(rWaduk);
  Ncek:=high(rRes);
  if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
  SetLength(FGen,FNgen+1);
  SetLength(FBeban,FNjam+1);
  SetLength(FRes,FNjam+1);
  SetLength(FAFLC,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
    FAFLC[i]:=FGen[i].AFLC;
  end;
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    FBeban[i]:=rBeban[i];
    FRes[i]:=rRes[i];
  end;
  SetLength(FPLN,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      FPLN[i,j]:=rPLN[i,j];
    end;
  end;
  SetLength(FWaduk,FNWaduk+1);
  SetLength(FInflow,FNWaduk+1,FNjam+1);
  SetLength(FHidro,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    FWaduk[i]:=TWaduk.Create(rWaduk[i]);
    for j:=1 to FNJam do
    begin
      FInflow[i,j]:=rInflow[i,j];
      FHidro[i,j]:=rHidro[i,j];
    end;
  end;
  FSortAFLC:=GetSortAFLC;
  FLamdaVh:=1000;
  FLamdaVf:=1000;
  FLamdaPt:=1000;
end;

//data accessing
function TObjFunc.GetBeban:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNjam+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    result[i]:=FBeban[i];
  end;
end;

function TObjFunc.GetRes:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNjam+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    result[i]:=FRes[i];
  end;
end;

function TObjFunc.GetPLN:dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
```

```
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=FPLN[i,j];
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.GetGen:TGenArr;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    result[i]:=TPembangkit.Create(FGen[i]);
  end;
end;

function TObjFunc.GetWaduk1(ri:integer):TWaduk;
begin
  result:=TWaduk.Create(FWaduk[ri]);
end;

function TObjFunc.GetWaduk:TWadukArr;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    result[i]:=TWaduk.Create(FWaduk[i]);
  end;
end;

function TObjFunc.GetInflow:dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=FInflow[i,j];
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.GetHidro:dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=FHidro[i,j];
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.GetElevAwal:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    result[i]:=FElevAwal[i];
  end;
```

```
end;

function TObjFunc.GetElevAkhir:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    result[i]:=FElevAkhir[i];
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetGen(const rGen:TGenArr);
var i:integer;
begin
  FNgen:=high(rGen);
  SetLength(FGen,FNgen+1);
  SetLength(FAFLC,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
    FAFLC[i]:=FGen[i].AFLC;
  end;
  FSortAFLC:=GetSortAFLC;
end;

procedure TObjFunc.SetBeban(const rBeban:dArr1);
var i,Ncek:integer;
begin
  if FNjam>0 then
  begin
    Ncek:=high(rBeban);
    if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
  end
  else
  begin
    FNjam:=high(rBeban);
  end;
  SetLength(FBeban,FNjam+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    FBeban[i]:=rBeban[i];
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetRes(const rRes:dArr1);
var i,Ncek:integer;
begin
  if FNjam>0 then
  begin
    Ncek:=high(rRes);
    if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
  end
  else
  begin
    FNjam:=high(rRes);
  end;
  SetLength(FRes,FNjam+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    FRes[i]:=rRes[i];
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetPLN(const rPLN:dArr2);
var i,j,Ncek:integer;
begin
  if FNgen>0 then
```

```
  begin
    Ncek:=high(rPLN);
    if FNgen<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
  end
  else
  begin
    FNgen:=high(rPLN);
  end;
  if FNjam>0 then
  begin
    Ncek:=high(rPLN[0]);
    if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
  end
  else
  begin
    FNjam:=high(rPLN[0]);
  end;
  SetLength(FPLN,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      FPLN[i,j]:=rPLN[i,j];
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetWaduk1(ri:integer;rWaduk:TWaduk);
begin
  if (ri<0) or (ri>FNWaduk) then
  begin
    raise Exception.Create('Melebihi indeks Waduk!');
  end;
  FWaduk[ri]:=TWaduk.Create(rWaduk);
end;

procedure TObjFunc.SetWaduk(rWaduk:TWadukArr);
var i:integer;
begin
  FNWaduk:=high(rWaduk);
  SetLength(FWaduk,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    FWaduk[i]:=TWaduk.Create(rWaduk[i]);
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetInflow(const rInflow:dArr2);
var i,j:integer;
begin
  SetLength(FInflow,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      FInflow[i,j]:=rInflow[i,j];
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetHidro(const rHidro:dArr2);
var i,j:integer;
begin
  SetLength(FHidro,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
```

```
      FHidro[i,j]:=rHidro[i,j];
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetElevAwal(const rElevAwal:dArr1);
var i:integer;
begin
  SetLength(FElevAwal,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    FElevAwal[i]:=rElevAwal[i];
    FWaduk[i].ElevasiAwal:=rElevAwal[i];
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetElevAkhir(const rElevAkhir:dArr1);
var i:integer;
begin
  SetLength(FElevAkhir,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    FElevAkhir[i]:=rElevAkhir[i];
    FWaduk[i].ElevasiAkhir:=rElevAkhir[i];
  end;
end;

//data processing
function TObjFunc.isON(const rFlip:double):boolean;
begin
  result:=false;
  if random<=rFlip then result:=true;
end;

function TObjFunc.isServe(const rJam:integer;const rChrom:bArr1):boolean;
var i:integer;
    load,sBebanMin,sBebanMax:double;
begin
  result:=true;
  sBebanMin:=0;
  sBebanMax:=0;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if rChrom[i]=true then
    begin
      sBebanMin:=sBebanMin+FGen[i].Pmin;
      sBebanMax:=sBebanMax+FGen[i].Pmax;
    end;
  end;
  load:=FBeban[rJam]+FRes[rJam];
  if load<sBebanMin then result:=false;
  if load>sBebanMax then result:=false;
end;

procedure TObjFunc.isServe2(const rJam:integer;const rChrom:bArr1;
          var rTes:integer;
          var rPin:double);
var i:integer;
    load,sBebanMin,sBebanMax:double;
begin
  rTes:=2;
  sBebanMin:=0;
  sBebanMax:=0;
  rPin:=0;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if rChrom[i]=true then
    begin
```

```
      sBebanMin:=sBebanMin+FGen[i].Pmin;
      sBebanMax:=sBebanMax+FGen[i].Pmax;
    end;
  end;
  load:=FBeban[rJam];
  if load<sBebanMin then
  begin
    rTes:=1;
    rPin:=sBebanMin-load;
  end;
  if load>sBebanMax then
  begin
    rTes:=3;
    rPin:=load-sBebanMax;
  end;
end;

function TObjFunc.isRampRate(const rJam:integer;const rPL:dArr2):boolean;
var i:integer;
    delta:double;
begin
  result:=true;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if rJam>1 then
    begin
      delta:=rPL[i,rJam]-rPL[i,rJam-1];
      if delta>0 then
      begin
        if delta>FGen[i].Ramp then
        begin
          result:=false;
          break;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.HitungEcoDis(const rJam:integer;
         const rChrom1:bArr1):dArr1;
var i,j:integer;
    Status:bArr1;
    LoadCek,Pa,Pb,Lmd,LoadSplit:double;
    aBeban,diffa2,diffa1,Cek,tes:double;
begin
  SetLength(Status,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    Status[i]:=rChrom1[i];
    FGen[i].Daya:=0;
  end;
  aBeban:=FBeban[rJam];
  LoadCek:=aBeban;
  LoadSplit:=aBeban;
  for i:=1 to 15 do
  begin
    Pa:=0;
    Pb:=0;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      if Status[j] then
      begin
        diffa2:=FGen[j].a2*2;
        diffa1:=FGen[j].a1;
        Pa:=Pa+1/diffa2;
        Pb:=Pb+diffa1/diffa2;
      end;
```

```
end;
if Pa<>0 then
begin
  Lmd:=(LoadSplit+Pb)/Pa;
end
else
begin
  Lmd:=LoadSplit+Pb;
end;
Cek:=0;
for j:=1 to FNgen do
begin
  if Status[j] then
  begin
    diffa2:=2*FGen[j].a2;
    diffa1:=FGen[j].a1;
    FGen[j].Daya:=(Lmd-diffa1)/diffa2;
    if FGen[j].Daya<FGen[j].Pmin then
    begin
      FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmin;
    end;
    if FGen[j].Daya>FGen[j].Pmax then
    begin
      FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmax;
    end;
  end;
  Cek:=Cek+FGen[j].Daya;
end;
tes:=LoadCek-Cek;
if (tes<0.0001) and (tes>-0.0001) then
begin
  break;
end
else if tes>0 then
begin
  for j:=1 to fNgen do
  begin
    if Status[j] then
    begin
      if FGen[j].Daya=FGen[j].PMax then
      begin
        Status[j]:=false;
        LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
        if LoadSplit<0 then
        begin
          LoadSplit:=LoadSplit+fGen[j].Daya;
          Status[j]:=true;
        end;
      end;
    end;
  end;
end
else if tes<0 then
begin
  for j:=1 to fNgen do
  begin
    if Status[j] then
    begin
      if FGen[j].Daya=FGen[j].Pmin then
      begin
        Status[j]:=false;
        LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
        if LoadSplit<0 then
        begin
          LoadSplit:=LoadSplit+FGen[j].Daya;
          Status[j]:=true;
        end;
      end;
```

```
        end;
      end;
    end;
  end;
  SetLength(result,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    result[i]:=0;
    if rChrom1[i] then
    begin
      result[i]:=FGen[i].Daya;
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.HitungCostGen(const rPL:dArr2):dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=FGen[i].GetBiaya(rPL[i,j]);
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.HitungCostSUC(const rPL:dArr2):dArr2;
var i,j,init,tcold:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    init:=FGen[i].InitSt;
    tcold:=FGen[i].Tdown+FGen[i].Tcold;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=0;
      if rPL[i,j]<>0 then
      begin
        if init>0 then
        begin
          init:=init+1;
        end
        else if init<0 then
        begin
          if abs(init)<=tcold then
          begin
            result[i,j]:=FGen[i].Sh;
          end
          else
          begin
            result[i,j]:=FGen[i].Sc;
          end;
          init:=1;
        end;
      end
      else if rPL[i,j]=0 then
      begin
        if init>0 then
        begin
          init:=-1;
        end
        else if init<0 then
        begin
          init:=init-1;
        end;
```

```
      end;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.HitungPL(const rPL:dArr2;
          var rCostPerJam:dArr1;
          var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    CostGen,CostSUC:dArr2;
begin
  CostGen:=HitungCostGen(rPL);
  CostSUC:=HitungCostSUC(rPL);
  SetLength(rCostPerJam,FNjam+1);
  rCostTotal:=0;
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    rCostPerJam[i]:=0;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      rCostPerJam[i]:=rCostPerJam[i]+CostGen[j,i]+CostSUC[j,i];
    end;
    rCostTotal:=rCostTotal+rCostPerJam[i];
  end;
end;

procedure TObjFunc.doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
          var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    PLa:dArr1;
    PL,CostGen,CostSUC:dArr2;
    chrom1:bArr1;
begin
  SetLength(PL,FNgen+1,FNjam+1);
  SetLength(chrom1,FNgen+1);
  SetLength(PLa,FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      chrom1[j]:=rChrom[j,i];
    end;
    PLa:=HitungEcoDis(i,chrom1);
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      PL[j,i]:=PLa[j];
    end;
  end;
  CostGen:=HitungCostGen(PL);
  CostSUC:=HitungCostSUC(PL);
  rCostTotal:=0;
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      rCostTotal:=rCostTotal+CostGen[j,i]+CostSUC[j,i];
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
          var rPL:dArr2;
          var rCostPerJam:dArr1;
          var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    PLa:dArr1;
    chrom1:bArr1;
begin
```

```
  SetLength(rPL,FNgen+1,FNjam+1);
  SetLength(rCostPerJam,FNjam+1);
  SetLength(chrom1,FNgen+1);
  SetLength(PLa,FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      chrom1[j]:=rChrom[j,i];
    end;
    PLa:=HitungEcoDis(i,chrom1);
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      rPL[j,i]:=PLa[j];
    end;
  end;
  HitungPL(rPL,rCostPerJam,rCostTotal);
end;

procedure TObjFunc.doHitungPLN(var rCostPerJam:dArr1;
          var rCostTotal:double);
begin
  HitungPL(FPLN,rCostPerJam,rCostTotal);
end;

//data output
function TObjFunc.GetSortAFLC:iArr1;
var i,j,tmp:integer;
    tmpAFLC:double;
begin
  SetLength(result,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    result[i]:=i;
  end;
  for i:=1 to fNgen-1 do
  begin
    for j:=i to fNgen do
    begin
      if FAFLC[i]>FAFLC[j] then
      begin
        tmpAFLC:=FAFLC[i];
        FAFLC[i]:=FAFLC[j];
        FAFLC[j]:=tmpAFLC;
        tmp:=result[i];
        result[i]:=result[j];
        result[j]:=tmp;
      end;
    end;
  end;
  for i:=1 to fNgen do
  begin
    fAFLC[i]:=fGen[i].AFLC;
  end;
end;

function TObjFunc.GetSortChrom(const rRank:integer):bArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    result[i]:=false;
  end;
  for i:=1 to rRank do
  begin
    result[FSortAFLC[i]]:=true;
  end;
```

```
end;

function TObjFunc.FindAFLC(const ri:integer):integer;
var i:integer;
begin
  result:=1;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if FSortAFLC[i]=ri then
    begin
      result:=i;
      break;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.RepairAFLC(var rChrom:bArr2);
var i,j,pos,k:integer;
begin
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=1 to Ngen do
    begin
      if rChrom[j,i]=true then
      begin
        pos:=FindAFLC(j);
        for k:=1 to pos do
        begin
          if rChrom[FSortAFLC[k],i]=false then
          begin
            rChrom[FSortAFLC[k],i]:=true;
            rChrom[j,i]:=false;
            break;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.CreateChromBase:bArr2;
var i,j,k:integer;
    chrom1:bArr1;
    serve:boolean;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  SetLength(chrom1,FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      chrom1:=GetSortChrom(j);
      serve:=isServe(i,chrom1);
      if serve=true then
      begin
        for k:=1 to FNgen do
        begin
          result[k,i]:=chrom1[k];
        end;
        break;
      end;
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.CreateChromONOFF:bArr2;
var i,j,k:integer;
    chrom1:bArr1;
```

```
    serve:boolean;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  SetLength(chrom1,FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=FNgen downto 1 do
    begin
      chrom1:=GetSortChrom(j);
      serve:=isServe(i,chrom1);
      if serve=true then
      begin
        for k:=1 to FNgen do
        begin
          result[k,i]:=chrom1[k];
        end;
        break;
      end;
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.getRandomChrom(const rFlip:double):bArr2;
var i,j:integer;
    chromBase,chromONOFF:bArr2;
begin
  chromBase:=CreateChromBase;
  chromONOFF:=CreateChromONOFF;
  SetLength(result,Ngen+1,Njam+1);
  for i:=1 to Ngen do
  begin
    for j:=1 to Njam do
    begin
      if chromBase[i,j]=true then
      begin
        result[i,j]:=true;
      end
      else
      begin
        if chromONOFF[i,j]=true then
        begin
          if isON(rFlip)=true then
          begin
            result[i,j]:=true;
          end
          else
          begin
            result[i,j]:=false;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
  RepairAFLC(result);
  result:=GetSwap(result);
end;

function TObjFunc.GetSwap(const rChrom:bArr2):bArr2;
var i,j,k,init,pos:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    init:=FGen[i].InitSt;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=rChrom[i,j];
      if result[i,j]=true then
```

```
      begin
        if init<0 then
        begin
          if abs(init)>=FGen[i].Tdown then
          begin
            init:=1;
          end
          else
          begin
            pos:=j+init;
            if pos<1 then
            begin
              pos:=1;
            end;
            for k:=pos to j-1 do
            begin
              result[i,k]:=true;
            end;
          end;
        end
        else if init>0 then
        begin
          init:=init+1;
        end;
      end
      else if result[i,j]=false then
      begin
        if init<0 then
        begin
          init:=init-1;
        end
        else if init>0 then
        begin
          if init>=FGen[i].Tup then
          begin
            init:=-1;
          end
          else
          begin
            result[i,j]:=true;
            init:=init+1;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

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

function TObjFunc.doCariGreyZone(const rChrom:bArr2):bArr2;
var i,j,init,tcold:integer;
```

```
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=false;
    end;
  end;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    init:=FGen[i].InitSt;
    tcold:=FGen[i].Tdown+FGen[i].Tcold;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      if rChrom[i,j]=true then
      begin
        if init<0 then
        begin
          if abs(init)=(tcold+1) then
          begin
            result[i,j]:=true;
          end;
          init:=1;
        end
        else if init>0 then
        begin
          init:=init+1;
        end;
      end
      else if rChrom[i,j]=false then
      begin
        if init<0 then
        begin
          init:=init-1;
        end
        else if init>0 then
        begin
          init:=-1;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.doExecute(var rChrom:bArr2;
          var rPL:dArr2;
          var rCostPerJam:dArr1;
          var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    CostBest,CostCek:double;
    chromBase,greyChrom:bArr2;
begin
  chromBase:=CreateChromBase;
  rChrom:=GetSwap(chromBase);
  doHitungChrom(rChrom,CostBest);
  greyChrom:=doCariGreyZone(rChrom);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      if greyChrom[i,j]=true then
      begin
        rChrom[i,j-1]:=true;
        doHitungChrom(rChrom,CostCek);
        if CostBest>CostCek then
        begin
          CostBest:=CostCek;
```

```
        end
        else
        begin
          rChrom[i,j-1]:=false;
        end;
      end;
    end;
  end;
  doHitungChrom(rChrom,rPL,rCostPerJam,rCostTotal);
end;

procedure TObjFunc.UpdateQh(var rQh:dArr2);
var i,j:integer;
    Qin2:double;
    Vh:dArr2;
begin
  SetLength(Vh,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    Vh[i,0]:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      Qin2:=0;
      if i>1 then
      begin
        if j>FWaduk[i].Delay then
        begin
          Qin2:=rQh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
        end
      end;
      Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i,j-1],FInflow[i,j],
               Qin2,rQh[i,j],3600);
      if Vh[i,j]>FWaduk[i].VolMax then
      begin
        rQh[i,j]:=FWaduk[i].GetQout(Vh[i,j-1],FWaduk[i].VolMax,
                  FInflow[i,j],Qin2,3600);
        Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i,j-1],FInflow[i,j],
               Qin2,rQh[i,j],3600);
      end
      else if Vh[i,j]<FWaduk[i].VolMin then
      begin
        rQh[i,j]:=FWaduk[i].GetQout(Vh[i,j-1],FWaduk[i].VolMin,
                  FInflow[i,j],Qin2,3600);
        Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i,j-1],FInflow[i,j],
               Qin2,rQh[i,j],3600);
      end;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.DecodeChrom(var rChrom:dArr1;
          var rQh:dArr2);
var i,Ncek:integer;
begin
  Ncek:=high(rChrom)+1;
  if Ncek<>(FNWaduk*FNjam) then
  begin
    raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
  end;
  SetLength(rQh,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    rQh[1,i]:=GetBatasToReal(rChrom[i-1],0,FWaduk[1].QoutMax);
    rQh[2,i]:=GetBatasToReal(rChrom[FNjam+i-1],0,FWaduk[2].QoutMax);
    rQh[3,i]:=GetBatasToReal(rChrom[2*FNjam+i-1],0,FWaduk[3].QoutMax);
  end;
end;
```

```
procedure TObjFunc.EncodeChrom(var rQh:dArr2;
          var rChrom:dArr1);
var i,j:integer;
begin
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      if rQh[i,j]>FWaduk[i].QoutMax then rQh[i,j]:=FWaduk[i].QoutMax;
      if rQh[i,j]<0 then rQh[i,j]:=0;
    end;
  end;
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    rChrom[i-1]:=GetRealToBatas(rQh[1,i],0,FWaduk[1].QoutMax);
    rChrom[FNjam+i-1]:=GetRealToBatas(rQh[2,i],0,FWaduk[2].QoutMax);
    rChrom[2*FNjam+i-1]:=GetRealToBatas(rQh[3,i],0,FWaduk[3].QoutMax);
  end;
end;

function TObjFunc.doMutasi(const rSfun,rSmin,rBetha,rChrom:double;
             const ia:integer;
             var rRand:TRandomu):double;
var val,dval,tho:double;
begin
  result:=0;
  if rChrom<>0 then
  begin
    val:=GetBatasToReal(rChrom,0,FWaduk[ia].QoutMax);
    tho:=rBetha*rSfun/rSmin*(FWaduk[ia].QoutMax-0);
    dval:=val+rRand.NextGaussian(0,tho);
    if dval>FWaduk[ia].QoutMax then dval:=FWaduk[ia].QoutMax;
    if dval<0 then dval:=0;
    result:=GetRealToBatas(dval,0,FWaduk[ia].QoutMax);
  end;
end;

procedure TObjFunc.doHitung(var rChrom:dArr1;
          var rCost:double);
var i,j,dep,tes:integer;
    Pt,Qh,Vh,Pha:dArr2;
    NewLoad,Ph,tmpLoad,PLa:dArr1;
    V0,Vi,sQout,sQin1,sQin2,pinVf,pinPt,pinVh,sLoad:double;
    Qin1,Qin2,sCost,pin:double;
    chrom1:bArr1;
begin
  DecodeChrom(rChrom,Qh);
  UpdateQh(Qh);
  //cek konstrain vol akhir waduk tiap waduk
  //dan koreksi jika ada pelanggaran
  pinVf:=0;
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    V0:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
    Vi:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAkhir);
    dep:=round(1+random*(FNjam-1));
    sQin1:=0;
    sQin2:=0;
    sQout:=0;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      sQin1:=sQin1+FInflow[i,j];
      if i>1 then
      begin
        if j>FWaduk[i].Delay then
        begin
          sQin2:=sQin2+Qh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
        end;
```

```
    end;
    if j<>dep then
    begin
      sQout:=sQout+Qh[i,j];
    end;
  end;
  Qh[i,dep]:=((V0-Vi)/3600-sQout+sQin1+sQin2);
  if (Qh[i,dep])>FWaduk[i].QoutMax then
  begin
    pinVf:=pinVf+abs(Qh[i,dep]-FWaduk[i].QoutMax);
    Qh[i,dep]:=FWaduk[i].QoutMax;
  end;
  if Qh[i,dep]<0 then
  begin
    pinVf:=pinVf+abs(Qh[i,dep]);
    Qh[i,dep]:=0;
  end;
end;
//hitung vol tiap waduk per periode
SetLength(Vh,FNWaduk+1,FNjam+1);
pinVh:=0;
for i:=1 to FNWaduk do
begin
  Vh[i,0]:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
  for j:=1 to FNjam do
  begin
    Qin1:=FInflow[i,j];
    Qin2:=0;
    if i>1 then
    begin
      if j>FWaduk[i].Delay then
      begin
        Qin2:=Qh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
      end;
    end;
    Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i,j-1],Qin1,Qin2,
             Qh[i,j],3600);
    if Vh[i,j]>FWaduk[i].VolMax then
    begin
      pinVh:=pinVh+abs(Vh[i,j]-FWaduk[i].VolMax);
      Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMax;
    end;
    if Vh[i,j]<FWaduk[i].VolMin then
    begin
      pinVh:=pinVh+abs(FWaduk[i].VolMin-Vh[i,j]);
      Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMin;
    end;
  end;
end;
//hitung Ph tiap waduk dan kurangi jumlah beban dengan
//jumlah Ph tiap waduk
SetLength(NewLoad,FNjam+1);
SetLength(Ph,FNWaduk+1);
SetLength(Pha,FNWaduk+1,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  for j:=1 to FNWaduk do
  begin
    Ph[j]:=FWaduk[j].GetDaya(Qh[j,i],Vh[j,i]);
    Pha[j,i]:=Ph[j];
  end;
  sLoad:=0;
  for j:=1 to FNWaduk do
  begin
    sLoad:=sLoad+Ph[j];
  end;
  NewLoad[i]:=FBeban[i]-sLoad;
end;
```

```
//koreksi daya thermal dan cari pelanggarannya!
SetLength(Pt,FNgen+1,FNjam+1);
//simpan data load asli ke temporary
SetLength(tmpLoad,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  tmpLoad[i]:=FBeban[i];
end;
//set FBeban menjadi NewLoad
for i:=1 to FNjam do
begin
  FBeban[i]:=NewLoad[i];
end;
//lakukan perhitungan economis dispath
SetLength(chrom1,FNgen+1);
SetLength(PLa,FNgen+1);
pinPt:=0;
for i:=1 to FNjam do
begin
  //initial chrom1
  for j:=1 to FNgen do
  begin
    if FPLN[j,i]<>0 then
    begin
      chrom1[j]:=true;
    end
    else
    begin
      chrom1[j]:=false;
    end;
  end;
  //lakukan tes economic dispath
  isServe2(i,chrom1,tes,pin);
  //jika tes=1 then kurang jika tes=2 OK jika tes=3 kebanyakan
  if tes=1 then
  begin
    pinPt:=pinPt+pin;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      if FPLN[j,i]<>0 then
      begin
        PLa[j]:=FGen[j].Pmin;
      end
      else
      begin
        PLa[j]:=0;
      end;
    end;
  end
  else if tes=2 then
  begin
    PLa:=HitungEcoDis(i,chrom1);
  end
  else if tes=3 then
  begin
    pinPt:=pinPt+pin;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      if FPLN[j,i]<>0 then
      begin
        PLa[j]:=FGen[j].Pmax;
      end
      else
      begin
        PLa[j]:=0;
      end;
    end;
  end;
```

```
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      Pt[j,i]:=PLa[j];
    end;
  end;
  //cari jumlah biaya pembangkitan thermal
  sCost:=0;
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      sCost:=sCost+Pha[i,j];
      //sCost:=sCost+FGen[i].GetBiaya(Pt[i,j]);
    end;
  end;
  rCost:=1/sCost+FLamdaVf*pinVf+FLamdaPt*pinPt+FLamdaVh*pinVh;
  //rCost:=sCost+FLamdaPt*pinPt+FLamdaVh*pinVh;
  //kembalikan FBeban ke nilai semula
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    FBeban[i]:=tmpLoad[i];
  end;
  EncodeChrom(Qh,rChrom);
end;

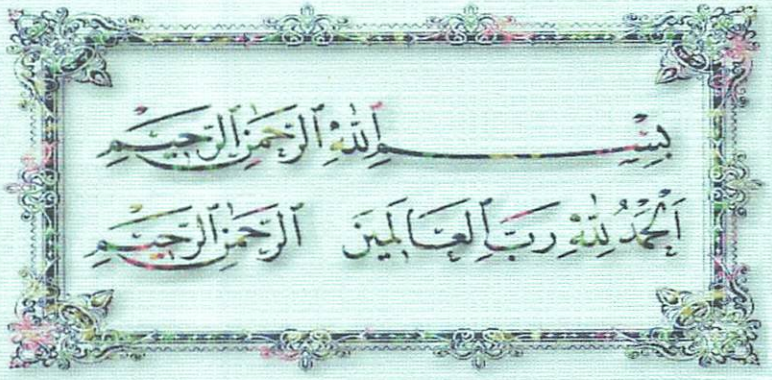
procedure TObjfunc.doHitungAkhir(const rChrom:bArr2;
          var rChromHasil:bArr2;
          var rPt,rPh,rQh,rElev:dArr2;
          var rCostPerJam:dArr1;
          var rCostTotal:double);
var i,j,dep,tes:integer;
    Vh:dArr2;
    mX,NewLoad,Ph,tmpLoad,PLa:dArr1;
    V0,Vi,sQout,sQin1,sQin2,pinVf,pinPt,pinVh,sLoad:double;
    Qin1,Qin2,sCost,pin:double;
    matX:dArr1;
    chrom1:bArr1;
begin
  matX:=DecodeBinToFloat2(rChrom);
  DecodeChrom(matX,rQh);
  UpdateQh(rQh);
  //cek konstrain vol akhir waduk tiap waduk
  //dan koreksi jika ada pelanggaran
  pinVf:=0;
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    V0:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
    Vi:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAkhir);
    dep:=round(1+random*(FNjam-1));
    sQin1:=0;
    sQin2:=0;
    sQout:=0;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      sQin1:=sQin1+FInflow[i,j];
      if i>1 then
      begin
        if j>FWaduk[i].Delay then
        begin
          sQin2:=sQin2+rQh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
        end;
      end;
      if j<>dep then
      begin
        sQout:=sQout+rQh[i,j];
      end;
    end;
    rQh[i,dep]:=((V0-Vi)/3600-sQout+sQin1+sQin2);
```

```
  if (rQh[i,dep])>FWaduk[i].QoutMax then
  begin
    pinVf:=pinVf+abs(rQh[i,dep]-FWaduk[i].QoutMax);
    rQh[i,dep]:=FWaduk[i].QoutMax;
  end;
  if rQh[i,dep]<0 then
  begin
    pinVf:=pinVf+abs(rQh[i,dep]);
    rQh[i,dep]:=0;
  end;
end;
//hitung vol tiap waduk per periode
SetLength(Vh,FNWaduk+1,FNjam+1);
pinVh:=0;
for i:=1 to FNWaduk do
begin
  Vh[i,0]:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
  for j:=1 to FNjam do
  begin
    Qin1:=FInflow[i,j];
    Qin2:=0;
    if i>1 then
    begin
      if j>FWaduk[i].Delay then
      begin
        Qin2:=rQh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
      end;
    end;
    Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i,j-1],Qin1,Qin2,
             rQh[i,j],3600);
    if Vh[i,j]>FWaduk[i].VolMax then
    begin
      pinVh:=pinVh+abs(Vh[i,j]-FWaduk[i].VolMax);
      Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMax;
    end;
    if Vh[i,j]<FWaduk[i].VolMin then
    begin
      pinVh:=pinVh+abs(FWaduk[i].VolMin-Vh[i,j]);
      Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMin;
    end;
  end;
end;
//hitung Ph tiap waduk dan kurangi jumlah beban dengan
//jumlah Ph tiap waduk
SetLength(NewLoad,FNjam+1);
SetLength(Ph,FNWaduk+1);
SetLength(rPh,FNWaduk+1,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  for j:=1 to FNWaduk do
  begin
    Ph[j]:=FWaduk[j].GetDaya(rQh[j,i],Vh[j,i]);
    rPh[j,i]:=Ph[j];
  end;
  sLoad:=0;
  for j:=1 to FNWaduk do
  begin
    sLoad:=sLoad+Ph[j];
  end;
  NewLoad[i]:=FBeban[i]-sLoad;
end;
//koreksi daya thermal dan cari pelanggarannya!
SetLength(rPt,FNgen+1,FNjam+1);
//simpan data load asli ke temporary
SetLength(tmpLoad,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  tmpLoad[i]:=FBeban[i];
```

```
end;
//set FBeban menjadi NewLoad
for i:=1 to FNjam do
begin
  FBeban[i]:=NewLoad[i];
end;
//lakukan perhitungan economis dispath
//doExecute(rChromHasil,rPt,rCostPerJam,rCostTotal);
SetLength(chrom1,FNgen+1);
SetLength(PLa,FNgen+1);
pinPt:=0;
SetLength(rChromHasil,FNgen+1,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  //initial chrom1
  for j:=1 to FNgen do
  begin
    if FPLN[j,i]<>0 then
    begin
      chrom1[j]:=true;
      rChromHasil[j,i]:=true;
    end
    else
    begin
      chrom1[j]:=false;
      rChromHasil[j,i]:=false;
    end;
  end;
  //lakukan tes economic dispath
  isServe2(i,chrom1,tes,pin);
  //jika tes=1 then kurang jika tes=2 OK jika tes=3 kebanyakan
  if tes=1 then
  begin
    pinPt:=pinPt+pin;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      if FPLN[j,i]<>0 then
      begin
        PLa[j]:=FGen[j].Pmin;
      end
      else
      begin
        PLa[j]:=0;
      end;
    end;
  end
  else if tes=2 then
  begin
    PLa:=HitungEcoDis(i,chrom1);
  end
  else if tes=3 then
  begin
    pinPt:=pinPt+pin;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      if FPLN[j,i]<>0 then
      begin
        PLa[j]:=FGen[j].Pmax;
      end
      else
      begin
        PLa[j]:=0;
      end;
    end;
  end;
  for j:=1 to FNgen do
  begin
    rPt[j,i]:=PLa[j];
```

```
    end;
  end;
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    FBeban[i]:=tmpLoad[i];
  end;
  //cari elevasi tiap-tiap waduk
  SetLength(rElev,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      rElev[i,j]:=FWaduk[i].doFindRoot(Vh[i,j]);
      if rQh[i,j]>FWaduk[i].QoutMax then rQh[i,j]:=FWaduk[i].QoutMax;
      if rQh[i,j]<0 then rQh[i,j]:=0;
    end;
  end;
end;

end.
```



" Dengan menyebut nama Allah Yang Maha Pemurah lagi Maha Penyayang"
"Segala puji bagi Allah, Tuhan semesta alam"
"Maha Pemurah lagi Maha Penyayang"
(Q.S AL FAATIHAH : 1-3)



Karya Ini Ku Persembahkan

Buat

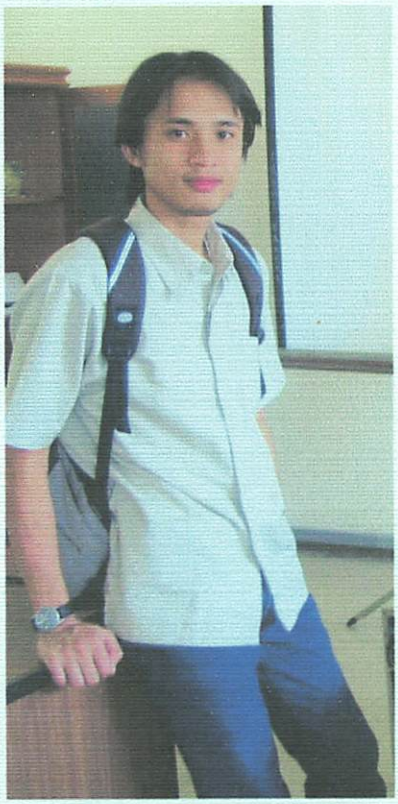
Ayah Bunda Ku, Adik-Adik Ku Tercinta
Serta Wanita Yang Kelak Menjadi Pendamping Hidupku

Alhamdulillaah, Alhamdulillaah, AlhamdulillaahiRobbilaalamin,Ya Allah Segala Puji dan Syukur aku panjatkan kepada-Mu, Berkat Rahmat dan Hidayah-Mu Akhirnya skripsi ini selesai juga. Tak Lupa Sholawat beserta Salam semoga selalu dilimpahkan Kepada Nabi Besar Kita Muhammad SAW .Ya Allah semoga dengan selesainya skripsi ini adalah awal yang baik buat masa depanku. Ya Allah tunjukanlah jalan yang benar pada setiap langkahku, Jadikanlah aku manusia yang Shaleh, berbakti pada Orang Tua, Berguna dan tidak kekurangan satu apa pun. Ya Allah Semoga Engkau selalu menjauhkan Aku, Orang tuaku, Adik-adikku, Keluargaku kelak serta orang-orang yang aku sayangi dari siksa api neraka, marabahaya, setan terkutuk dan makhluk-makhluk yang jahat.

Amin Yaa Robbal Aallamin

** Skripsi Ini Ku Persembahkan Buat **

Ayah & Bunda ku tersayang, Bapak **Warih Suhermanto** dan Ibu **Teti Sartika** yang selalu mendoakanku, menyayangiku, memahami ku selama ini, kasih sayangmu tidak akan terbalaskan oleh ku walaupun dunia telah kiamat, Terima kasih banyak ya Mah, Pak.



Karya ini adalah sebuah prestasi yang dapat Lingga berikan untuk saat ini,mudah mudahan skripsi ini bisa membuat Mamah dan Bapak bangga dan bahagia. Maaf beribu ribu maaf jika Lingga sering nyusahin Bapak dan Mamah terus. Untuk Adik-Adikku Terima Kasih atas pengertianya sama mas Lingga, do'a kan mas Lingga berhasil dan sukses dalam meraih cita-cita ini, semoga mas Lingga bisa membalasnya pada kalian ya. Buat **Galih** jangan salah langkah ok! *always* hati-hati dengan ucapan dan perbu-atan Galih, jangan sampai jadi bumerang buat Galih nantinya, mas Lingga selalu mendukung Galih, semoga berhasil ya Lih. For **Neng Sri** anu manis semoga dapetin jodoh yg shaleh, kasep, sukses, bisa membahagiakan Neng dan bisa bimbing Neng ke jalan yang benar, sampai Neng benar2 jadi wanita yang shalehah. **Teh Uwie** (Dwi) anu pinter ulah manja terus nya' kan udah seventeen bentar lagi dewasa, jadilah wanita yang shalehah, semoga hidup Uwie berguna. Uwie, bahagia selalu ya!. Buat **Neng Rifa** tumbuhlah menjadi wanita yang shalehah, cantik, cerdas, berani dan tidak sombong. Neng Rifa, semoga cita2mu berhasil dan hidupmu selalu dipenuhi dengan kebahagiaan ya..! **Amin.**

SPECIAL THANKS TO :

♥ Seseorang yang paling berjasa, yang paling banyak membantuku selama berada di kota Malang sehingga aku bisa cepat selesai kuliah. Ia telah menolongku ketika aku kesusahan, ketika aku bingung ataupun sedih. Ia rela dan tanpa pamrih mengorbankan tenaganya, waktunya dan materinya hanya demi aku (ngetikkan,tulis laporan,memfotokopikan dll). Ia berikan kasih sayangnya dan cintanya dengan tulus padaku. Terimalah ucapan terima kasih yang sebesar besarnya dariku buat **Yemmi Fitriani, ST** [Planologi ITN Malang, 00.24.069]. Dengan ucapan terima kasih saja mungkin tidak cukup, Insya Allah aku akan selalu berikan kasih sayangku juga padamu, kapanpun dan dimanapun. Yemmi, dulu aku sudah putus asa nggak bisa ngerjain skripsi ini dan nggak bisa lulus dengan cepat, aku sudah nyerah mau ikut konversi saja. Tapi Yemmi dengan sabar, perhatian, membantu aku secara materi (u/ PK), memberikan aku support agar maju terus. Sungguh kehadiranmu disisiku adalah suatu keberuntungan buatku. Mungkin Yemmi adalah anugerah yang sengaja diberikan oleh Allah untukku. Maafin Lingga ya sayang sudah ngerepotin terus. Yemmi, kamu juga sudah aku anggap sebagai pacar, teman ,saudara dan adikku. Semoga semua amal baik Yemmi yang dulu, sekarang dan yang akan datang dibalas oleh Allah SWT (Amin). Mudah-mudahan kerja keras dan pengorbanan kita selama ini diridhoi dan di rahmati oleh Allah SWT sehingga membawa kita ke masa depan yang lebih baik lagi. [Amin]

λ Untuk Kakek dan Nenek ku di Junggo [Batu], Mae dan Pae (Sadiman). Lingga ucapkan terima kasih atas doanya, dukunganya ke Lingga selama ini, maafin kalo Lingga sering nyusahin Mae dan Pae selama di Malang. Semoga amal dan kebaikan Mae dan Pae di balas dengan surga [Amin]. Lingga juga ucapkan Terima Kasih yang sebesar besarnya pada Kel Bule Tini & Pa'Le Bibit(alm) di Junggo, keluarga Paskhas yang ada di Abd Saleh Bude Wanti, M Ajeng & Mas Erwan, kel Bude Rini & Pa'de Artono, kel M Ria & Mas Didik, Kel M Heri & Om Gunawan [Amarta]. Kemudian kel Mas Nowo & M Erna [Cavaleri_Jabung]. Keluarga yang ada di Lawang Bule Lina & Om Hari.

★ Untuk Keluarga besar di Bandung Wa Endang & Wa Nyai makasih atas doa dan dukunganya sehingga Lingga bisa selesai kuliah, tidak lupa juga Ma Haji & Abah Haji, Bi Winda, kel Bi Atin, Bi Ela & Mang Ujang, Ma Elas, Bi Olis, kel Mas Guruh, kel Mas Inggit (inget terus ya aku pernah di culik), dan kel Mas Singgih. Untuk yang ada di Babakan Tarogong terima kasih doanya buat kel Aki Unang, kel Aki Mea, kel Nini Ened & Aki Aman (alm).

➢ Untuk kawanku di Bandung a Io' (EMS alias Mario), Ibas (Bastomi), Dani, Asep, Jaenal & Nandang gimana kuliah kalian? dan anak-anak STM PI angkatan '96 Elektronika 5, sukses semua ya...! Serta semua keluarga dan teman2 di Bandung yang tidak bisa disebutin disini satu per satu.

LINGGA THANKS TO :

- Bpk. Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
  Terima kasih yang sebesar besarnya buat bapak yang telah sabar membimbing saya dalam pengerjaan skripsi ini, tanpa bapak saya nggak tau apa jadinya skripsi saya. Semoga bapak selalu dirahmati oleh Allah SWT Amin.
- Para Dosen Teknik Elektro ST S-1 ITN Malang
  Terima kasih banyak atas segala ilmu yang telah diberikan, semoga Bapak dan Ibu dosen lebih sabar lagi dalam memberikan kuliah kepada para Mahasiswa, lebih profesional, mengutamakan obyektivitas, jangan egois dan tidak cepat emosional.
- Ugro Wiseno, ST
  Terima kasih atas programnya dan konsultasinya, sedikit saran dari saya agar mas Ugro lebih profe - sional lagi , jangan banyak mengumbar janji, kalo memang programnnya belum jadi atau susah lebih baik jujur dari awal. Anak2 Elektro ST nggak suka dibohongi Tapi sangat berharap sama mas Ugro.
- Ibu Irrene Budi S, ST, MT
  Ibu selalu menyemangati saya kalo ketemu agar cepat-cepet ngerjain skripsi, saya merasa ibu telah mempermudah jalan bagi saya agar saya cepat lulus kuliah (PK n' Seminar Proposal).Makasih banyak Bu..,tapi jangan galak2 ya..!
- Mas Jayeng Kisruh
  Terima kasih dah banyak bantuin ngurusin berkas2 dari mulai proposal,hasil,kompre sampe revisianya
- Teman2 HIDROTERMAL dan yang seperjuangan
  Herman Felani makasih banyak atas bimbinganya dan semangatnya selama aku ngerjain skripsi ini, kamu adalah pembimbingku yg kedua setelah bapak, kamu sudah ikhlas dan tanpa pamrih ngajarin aku padahal dulu kita baru kenal pas mau skripsi aja. Maafin aku ya ngerepotin terus,smoga aku bisa balas budi baik kamu. Dari sekian anak Listrik yg wisuda April 2005 kemaren *your is the best skill*, smoga kita ketemu lagi suatu hari nanti dan kamu dah jago maen catur,aku tunggu ok!. Buat **Pandu** kamu adalah my best friend, susah dan senang kita lalui bersama dalam skripsi ini, makasih banyak atas doa, semangat,dukungan,dan bantuanmu ke aku. Semoga hub kamu dengan Irfan sampe Nenek dan Kakek2. Buat **Andy Pranah** km yg paling semangat, **Bobby** perjuanganmu yg aku suka n makasih fotonya ya. **Wahyu**, jangan menjauh *we are social creature* man. **M Ina** kalo kerja hub aku ya. **Dedy_99** hampir saja kamu menyerah, gitu dong baru semangat. Tidak lupa **Hanafi, Gandhi, Aang Fuzzy, Joko_99, Robert, Mansyah, Harry,Irfan, Dedi Gusur, Thamrin, Juharianto** (data2 nya).
- Teman-Teman Angkatan 2000
  Nur Asyik H cepet nyusul ya, **Andi Tri** jangan lama-lama kuliah IP dah 3 gitu, **Lukman K** jangan sombong ya!. **Tita, Dwi, Aulia, Erma, Tini, Neny, Joko, Agus H, Agus Cepu, Andre, Aries, Ali, Mahmud Yusuf. Dan temen2 ku 2000 yang nggak bisa disebutin satu persatu disini pokoke makasih semuanya ya.**
- Teman-Temanku selain arek Elektro ITN Malang
  Makasih buat temen2 ku yang sudah aku anggap keluarga [2 tahun bersama] di kontrakan penuh cinta dan kasih sayang, Sumbersari III/219B Malang. Buat **Mas Lukman (komenk)** suwun ilmunya, **Roby** kamu dah ngajarin aku kalkulus,sukses ya!.**Bayu** makasih Amplinya, **Ketut** kamu dimana sekarang?. Nggak lupa buat **Doves, Ibnu, Mas kuyuk (Yudi)** makasih pinjeman CD RW nya. Untuk Generasi ke-2, **Dinta** makasih udah sering bantuin aku.Aku mengandalkan kamu sebagai ketua di kontrakan, jaga kamarku juga jangan sampai kehilangan lagi. **Cecep (Arief)** Makasih pinjeman motornya buat ke mas Ugro, aku senang bergurau sama kamu. **Ari**, jangan jadi orang yang keras, sekali-kali dengerin kritik orang lain, terus jangan suka ingkar janji, nanti kamu jadi orang munafik. Kamu orang yang paling rajin beribadah bimbinglah temen2 kita Cecep, Erwin,Dinta dan Iqeu. **Erwin** kuliah yang bener jangan maen game terus, kamu akan menyesal nanti. **Iqeu** hati2 jangan kebablasan ya, kamu paling rawan!. Untuk **Hendri**, sekali2 sholat gitu loh. Pesanku untuk Generasi ke-2 jangan sampai tinggal sholat ya. Makasih yang terakhir buat **Adi K, Hadi Bali, Arpani, Taufan, Nur Rokip, Diyat, Sauki, Gun, Adin, Didik, Farid, Eko,Wahyu, Rey** (hampir lupa).