

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



**OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROELEKTRIK JANGKA
PANJANG DENGAN METODE LAGRANGE RELAXATION
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

SKRIPSI

**Disusun Oleh :
BOBBY SAUL TUA HARIANTO
NIM: 99.12.168**

MARET 2005

LEMBAR PERSETUJUAN

**OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROELEKTRIK JANGKA
PANJANG DENGAN METODE LAGRANGE RELAXATION
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

SKRIPSI

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

**Disusun Oleh:
BOBBY SAUL TUA HARIANTO
NIM: 99.12.168**

**MILIK
PERPUSTAKAAN
ITN MALANG**



**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

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

**Menyetujui,
Dosen Pembimbing**

**Ir. Almizan Abdullah, MSEE
NIP. Y. 103 9000 208**

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

ABSTRAKSI

OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROELEKTRIK JANGKA PANJANG DENGAN METODE LAGRANGE RELAXATION PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

(Bobby Saul Tua H, Nim. 99.12.168, Teknik Elektro/T.Energi Listrik)
(Dosen Pembimbing : Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE.)

Kata Kunci : *Lagrange Relaxation, 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 jangka panjang* atau penentuan pembangkitan daya yang optimal pada pembangkit hidro selama satu periode dalam hal ini pembangkit hidro sangat dominan sehingga pembangkit termal bersifat sekunder. optimasi pembangkit hidro untuk menekan daya beban yang harus dipikul oleh unit termal sehingga pembangkit termalnya berdampak pada turunnya penggunaan bahan bakar yang berakibat turunnya biaya produksi dan dengan menggunakan metode *Lagrange Relaxation* (LR). 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 metode *Lagrange Relaxation* (LR).

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya pada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini yang merupakan salah satu persyaratan dalam menyelesaikan studi program strata satu (S-1) jurusan Teknik Elektro/Program Studi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang.

Sebelum dan selama penulisan skripsi, penulis telah mendapatkan bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Untuk itu pada kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Ir. I Made Wartana, MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE, selaku dosen pembimbing dalam penulisan skripsi ini.
3. Seluruh Staf PT. PJB, terima kasih atas bantuan dan fasilitas yang telah diberikan kepada penulis.
4. Bapak dan Ibu Dosen Jurusan Teknik Elektro, terima kasih atas masukan dan bantuannya.
5. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, yang telah membantu dalam penyelesaian skripsi ini.

Semoga segala bantuan dan bimbingan yang diberikan mendapat balasan dari Allah SWT. Akhirnya penulis berharap semoga laporan ini bermanfaat bagi pembaca sekalian, khususnya bagi mahasiswa jurusan Teknik Energi Listrik.

Malang, Maret 2004

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERSETUJUAN	ii
ABSTRAKSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GRAFIK	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	4
1.3. Tujuan pembahasan	4
1.4. Batasan Masalah.....	4
1.5. Metodologi Pembahasan.....	5
1.6. Sistematika Pembahasan.....	6
1.7. Kontribusi.....	7
BAB II LANDASAN TEORI	8
2.1. Sistem Tenaga Listrik	8
2.2. Prinsip Pembangkit Tenaga Air	10
2.3. Prinsip Pembangkit Tenaga Termal	11
2.4. Pengoperasian Unit Pembangkit	12

2.4.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro	12
2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal	14
2.4.3. Karakteristik Masukan-Keluaran <i>(Input-Output Characteristics)</i>	15
2.4.4. Karakteristik Laju Tambahan Biaya Bahan Bakar <i>(Incremental Fuel Cost Characteristics)</i>	16
2.4.5. Biaya Bahan Bakar	17
2.5. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik	18
2.5.1. Penyelesaian Economic Dispatch Dengan Pengali Lagrange	18
2.5.2. Penyelesaian Economic Dispatch Dengan Metode Iterasi Lambda.....	21
2.6. Metode Lagrange Relaxation Dalam Penyelesaian Optimasi.....	21
2.6.1. Fungsi Obyektif dan Constraint Pembangkit Listrik	22
2.6.2 Algoritma Lagrange Relaxation	23
2.6.3 Pengaturan pengali lagrange.....	26
2.6.4 Relative Duality Gap.....	26

BAB III PENERAPAN METODE LAGRANGE RELAXATION

PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI	29
3.1. Pembangkit Hidro	29
3.1.1. PLTA Sutami.....	29
3.1.2. PLTA Wlingi	33
3.1.3. PLTA Lodoyo.....	36

3.2. Pembangkit Termal	47
3.3. Data Pembangkit Termal	47
3.4. Aplikasi Lagrange Relaxation Di PT. PJB	50
3.4. Beban Sistem	51
3.5. Data Validasi Program	53
BAB IV ANALISIS DATA DENGAN METODE LAGRANGE RELAXATION PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA- BALI	57
4.1. Program Komputer Metode Lagrange Relaxation	57
4.2. Algoritma Program	57
4.3. Flowchart Algoritma Lagrange Relaxation.....	59
4.4. Hasil Validasi Program.....	61
4.5. Tampilan Program	63
4.6 Analisa Program dan Hasil Perhitungan	77
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	85
5.1 Kesimpulan	80
5.2 Saran	81

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Data Teknis Waduk Sutami	32
Tabel 3.2.	Kapasitas Turbin Di PLTA Sutami	33
Tabel 3.3.	Kapasitas Generator Di PLTA Sutami	33
Tabel 3.4.	Kapasitas Turbin Di PLTA Wlingi	36
Tabel 3.5.	Kapasitas Generator Di PLTA Sutami	36
Tabel 3.6.	Kapasitas Turbin Di PLTA Lodoyo	38
Tabel 3.7.	Kapasitas Generator Di PLTA Lodoyo	39
Tabel 3.8.	Data Pola Operasi PLTA Tanggal 4 Des 2003	40
Tabel 3.9.	Data Pola Operasi PLTA Tanggal 6 Des 2003	41
Tabel 3.10.	Data Pola Operasi PLTA Tanggal 7 Des 2003	42
Tabel 3.11.	Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa~Bali.....	49
Tabel 3.12.	Data Biaya Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa~Bali.....	50
Tabel 3.13.	Data Beban Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa~Bali.....	53
Tabel 3.14.	Data Unit Termal.....	55
Tabel 3.15.	Data Biaya Unit Termal.....	55
Tabel 3.16.	Data Unit Hidro.....	56
Tabel 3.17.	Data Pembebanan.....	56
Tabel 3.18.	Hasil Load Dispatch Dari EP	57
Tabel 4.1.	Perbandingan Biaya Operasional Per Jam PT. PJB dan Lagrange Relaxation Pada bulan Juni sampai November 2003	77
Tabel 4.4.	Perbandingan Total Biaya Operasi PT. PJB Dengan Metode LR	79

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Elemen Pokok Sistem Tenaga Listrik.....	8
Gambar 2.2.	Skema Kerja Unit Termal	12
Gambar 2.3.	Skema Prinsip Pusat Tenaga Listrik Hidro	12
Gambar 2.4.	Pola Operasi Waduk Tahunan	13
Gambar 2.5.	Kurva H vs V Waduk.....	14
Gambar 2.6.	Kurva Karakteristik Masukan-Keluaran Pembangkit termal	16
Gambar 2.7.	Kurva Karakteristik Laju Tambahan Biaya Bahan Bakar.....	17
Gambar 2.8.	Kurva Biaya Bahan Bakar Sebagai Fungsi Beban	18
Gambar 2.9.	N Unit Pembangkit Termis Melayani Beban P_D	19
Gambar 2.10.	Two State Unit Pembangkit	26
Gambar 2.12.	Flowchart Lagrange Relaxation	28
Gambar 3.1.	Skema PLTA Sutami	30
Gambar 3.2.	Skema PLTA Wlingi.....	34
Gambar 3.3.	Skema PLTA Wlingi.....	37
Gambar 3.4.	Lengkung Kapasitas Waduk Sutami.....	43
Gambar 3.5.	Lengkung Kapasitas Waduk Wlingi	44
Gambar 3.6.	Lengkung Kapasitas Waduk Lodoyo.....	45
Gambar 3.4.	PLTA Dalam Kaskade	46
Gambar 4.1.	Flowchart Algoritma Lagrange Relaxation.....	59
Gambar 4.2.	Tampilan Hasil Perbandingan	61
Gambar 4.3.	Tampilan Program Utama	62

Gambar 4.4.	Menu Tampilan Data Pada Data Utama	63
Gambar 4.5.	Tampilan Data Pada Data Generator	64
Gambar 4.6.	Tampilan Data Waduk	65
Gambar 4.7.	Tampilan Data Pembebanan Dan Data Inflow	66
Gambar 4.8.	Tampilan Data Pembebanan PLN Pada Unit Termal Tiap Periode .	67
Gambar 4.9.	Tampilan Data Pembebanan PLN Pada Unit Hidro Tiap Periode.....	68
Gambar 4.10.	Tampilan Data Parameter Lagrange Relaxation	69
Gambar 4.11.	Tampilan Status On-Off Generator.....	70
Gambar 4.12.	Tampilan Daya Pembangkitan.....	71
Gambar 4.13.	Tampilan Summary Hasil.....	72
Gambar 4.14.	Tampilan Grafik Biaya.....	73
Gambar 4.15.	Tampilan Grafik Outflow.....	74
Gambar 4.16.	Tampilan Grafik Elevasi	75

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 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 hidroelektrik.

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

Ada banyak metode yang digunakan untuk memecahkan masalah komitmen unit, diantaranya: metode *skala prioritas*, *branch and bound*, *dynamic programming*, *simulated annealing*, *lagrange relaxation*, *genetic algorithm*, *tabu search*, *fuzzy logic*, *bender decomposition*, *evolutionary programming* dan masih banyak lagi. Dalam skripsi ini akan digunakan evaluasi dari sebuah metode, yaitu dengan menggunakan metode *Lagrange Relaxation (LR)*. Dimana *LR* merupakan salah satu metode klasik dan metode yang paling sering digunakan dalam menyelesaikan masalah komitmen unit. Adapun metode *Lagrange Relaxation* sendiri merupakan metode untuk memecahkan masalah komitmen unit dengan cara melakukan “*relaksasi*” atau mengabaikan secara sementara kendala bersama (*Coupling Constraint*) yang berupa kendala pembebanan dengan jalan melakukan prosedur optimasi ganda (*Dual Optimization*). Dimana prosedur tersebut diharapkan dapat mencapai nilai optimum yang terkendali (*Constrained Optimum Value*) dengan memaksimalkan fungsi *Lagrange* yang berhubungan dengan faktor pengali *Lagrange (Lagrange Multipliers)*.

Metode *Lagrange Relaxation* ini mempunyai keunggulan diantaranya pada penggunaan metode *Lagrange Relaxation* dalam sistem skala besar telah diterapkan secara luas untuk memecahkan masalah komitmen unit karena kemampuannya dalam mencakup representasi sistem dengan lebih detail dari pada teknik lainnya dan dapat digunakan untuk perhitungan baik nilai batasan atas dan bawah.

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. Dengan menggunakan evaluasi dari metode *Lagrange Relaxation* diharapkan dapat diperoleh alternatif solusi terbaik dalam memecahkan masalah komitmen unit pada pusat-pusat pembangkit listrik.

Berdasarkan pada diskripsi permasalahan dan latar belakang tersebut diatas maka skripsi ini diberi judul :

OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROELEKTRIK JANGKA PANJANG DENGAN METODE LAGRANGE RELAXATION PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

1.3 Tujuan Pembahasan

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

- Untuk menentukan penjadwalan pembangkitan daya jangka panjang 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 *Lagrange Relaxation*.
- Untuk mengetahui besarnya biaya operasi pembangkitan dengan menggunakan metode *Lagrange Relaxation*.
- Untuk menganalisa serta mengevaluasi kelayakan penerapan metode pembebanan pada *Lagrange Relaxation* untuk pemecahan masalah *komitmen unit* di PT. Pembangkitan Jawa-Bali, guna mendapatkan suatu perencanaan dan penjadwalan pembangkitan daya hidro yang optimal, ekonomis, efektif dan efisien.

1.4 Batasan Masalah

Permasalahan dalam sistem tenaga listrik sangat luas sekali, khususnya pada komitmen unit, sehingga dalam menganalisa permasalahan perlu diadakan

pembatasan-pembatasan. Didalam penulisan skripsi ini pembatasan yang dilakukan adalah sebagai berikut :

- Penjadwalan dilakukan dalam satu semester (18 dekade) pada periode studi pada tiap periode selama satu semester pada bulan juni sampai november 2003
- 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.
- Tidak ada biaya untuk *shutdown* unit.

1.5 Metodologi Pembahasan

Metodologi yang digunakan dalam pembahasan dilaksanakan dengan langkah-langkah 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.
- Menentukan optimasi penjadwalan pembebanan pada komitmen unit dengan metode *Lagrange Relaxation*.
- Perhitungan *Economic Dispatch* menggunakan iterasi lambda untuk pembangkit unit termal.
- Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan apakah metode ini layak ataukah tidak layak dilihat dari sisi nilai ekonomisnya.

1.6 Sistematika Pembahasan

Penulisan laporan skripsi ini terdiri atas beberapa bab dan sub bab yang tersusun dengan sistematika sebagai berikut :

BAB I PENDAHULUAN

Berisikan masalah umum mengenai latar belakang penulisan, rumusan masalah, tujuan penulisan skripsi, pembatasan masalah, metodologi pembahasan, sistematika penulisan dan kontribusi penelitian.

BAB II LANDASAN TEORI

Berisi antara lain tentang pengenalan sistem tenaga listrik, karakteristik masukan-keluaran, karakteristik laju tambahan biaya bahan bakar, pembebanan ekonomis pembangkit listrik dengan metode pengali *lagrange* dan metode lamda, teori *Lagrange Relaxation* dan teori tentang optimasi dengan *Lagrange Relaxation*

BAB III PENERAPAN METODE LAGRANGE RELAXATION

Berisi tentang Data unit termal, data unit hidro, aplikasi metode *Lagrange Relaxation* pada PT. PJB dan data beban sistem, dengan data yang diperoleh selama survey dilapangan sebagai variabelnya. Juga dicantumkan data program pembanding yang dipakai sebagai acuan untuk memvalidasi program komputer.

BAB IV METODE LANGRANGE RELAXATION PADA PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK DI PT. PJB

Berisi tentang Program Komputer, Algoritma program dan hasil perhitungan serta analisa data dengan metode *Lagrange Relaxation*.

BAB V PENUTUP

Berisi tentang kesimpulan akhir dan saran.

1.7 KONTRIBUSI

Dengan adanya analisa ini nantinya diharapkan dapat memberikan alternatif terbaik dalam pemecahan permasalahan komitmen unit yang lebih mudah karena tanpa penurunan permasalahan dengan waktu perhitungan relatif cepat, sehingga kemungkinan dapat diaplikasikan dilapangan pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

BAB II LANDASAN TEORI

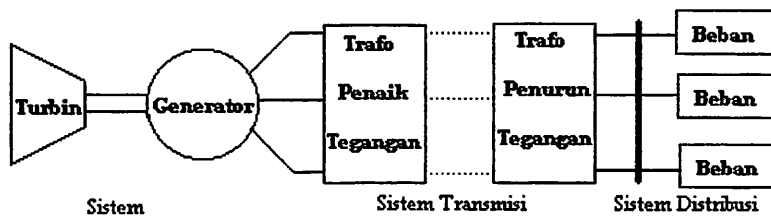
2.1 Sistem Tenaga Listrik

Karena berbagai persoalan teknis, tenaga listrik hanya dapat dibangkitkan pada lokasi tertentu. Mengingat pemakai tenaga listrik atau pelanggan tenaga listrik tersebar diberbagai tempat, maka penyaluran tenaga listrik terdiri dari berbagai penanganan teknis.

Tenaga listrik dibangkitkan di pusat-pusat listrik seperti PLTA, PLTD, PLTU, PLTG dan PLTGU, kemudian disalurkan melalui saluran transmisi setelah tegangannya dinaikkan terlebih dahulu oleh Transformator Penaik Tegangan yang terdapat di pusat listrik.

Setelah tenaga listrik disalurkan melalui transmisi, maka sampailah tenaga listrik tersebut di Gardu Induk (GI) yang untuk kemudian tegangannya diturunkan oleh Trafo Penurun Tegangan menjadi tegangan menengah atau tegangan distribusi primer.

Jaringan keluar dari gardu induk umumnya disebut jaringan distribusi, sedangkan antara pusat listrik dengan gardu induk disebut jaringan transmisi. Setelah disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka tenaga listrik kemudian diturunkan tegangannya oleh gardu distribusi menjadi tegangan distribusi sekunder atau tegangan rendah, dan baru kemudian disalurkan ke konsumen.



Gambar 2.1 Elemen Pokok Sistem Tenaga Listrik

Dari uraian diatas kiranya dapat dimengerti bahwa besar kecilnya tenaga listrik ditentukan sepenuhnya oleh konsumen, yaitu tergantung bagaimana para konsumen akan menggunakan peralatan listriknya, kemudian PT. PLN (Persero) harus mengimbangi kebutuhan tenaga listrik tersebut dalam arti selalu menyesuaikan daya listrik yang dibangkitkan dari waktu ke waktu terhadap permintaan konsumen.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi para konsumen, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama yang lain secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Sehingga yang disebut Sistem Tenaga Listrik disini adalah sekumpulan pusat listrik dan gardu induk yang satu dengan yang lain dihubungkan oleh jaringan transmisi sehingga merupakan sebuah kesatuan interkoneksi.

Karena daya listrik yang dibangkitkan harus sama dengan tenaga listrik yang dibutuhkan oleh konsumen, maka manajemen operasi sistem tenaga listrik harus mampu memperhatikan hal-hal sebagai berikut :

- a. Perkiraan beban.
- b. Syarat-syarat pemeliharaan peralatan.
- c. Keandalan yang diinginkan
- d. Pengaturan dan penyaluran beban
- e. Proses produksi tenaga listrik yang ekonomis

Kelima hal diatas masih harus sering dikaji ulang terhadap berbagai kendala seperti :

- a. Aliran beban dalam jaringan
- b. Daya hubung singkat dan gangguan yang sering menimpa peralatan
- c. Stabilitas sistem
- d. Penyediaan suku cadang dan dana

Dengan memperhatikan kendala-kendala diatas maka seringkali harus dilakukan pengaturan kembali terhadap rencana pemeliharaan dan alokasi beban. Makin besar sistem, makin banyak hal yang harus diamati dan dikoordinasi, sehingga diperlukan perencanaan, pelaksanaan, pengendalian dan evaluasi sistem yang cermat.

Dalam usaha pengadaan energi listrik dikenal berbagai jenis pembangkit yang di kelompokkan pada jenis awal energi (wujud sebelum energi tersebut dikonversikan). Dalam sekripsi ini akan dibahas dua jenis pembangkit yaitu pembangkit listrik tenaga air dan pembangkit listrik tenaga termal yang akan diterangkan lebih lanjut pada sub bab berikut.

2.2 Prinsip Pembangkit Tenaga Air

Pembangkit tenaga air adalah suatu instalasi konversi energi untuk mengkonversi tenaga air dengan ketinggian dan debit tertentu menjadi tenaga listrik, dengan menggunakan turbin air dan generator. Daya (power) tenaga air yang terkandung dapat dihitung berdasarkan rumus sebagai berikut :

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

Dimana : P = tenaga yang terkandung secara teoritis

H = tinggi jatuh air efektif (m)

Q = debit air (m³/s)

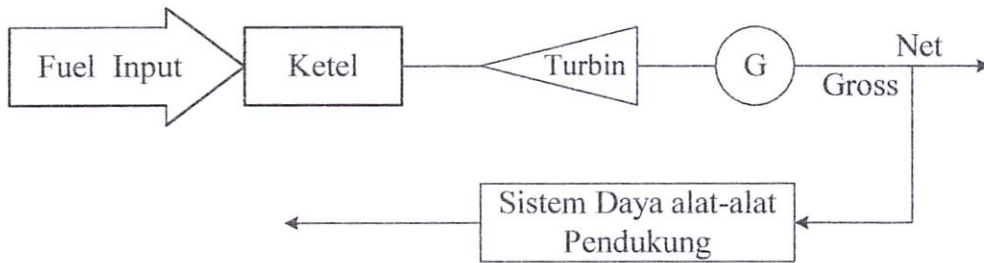
Daya yang keluar dari generator dapat diperoleh dari perkalian efisiensi turbin dan generator dengan daya yang terkandung secara teoritis.

Sebagaimana dapat dipahami dari rumus tersebut diatas, daya yang dihasilkan adalah hasil kali dari tinggi jatuh dan debit air, oleh karena itu keberhasilannya 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 jatuh tinggi 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 Prinsip Pembangkit Tenaga Termal

Jenis pembangkit ini pada dasarnya menciptakan suatu tekanan pada ruang tertutup dengan menggunakan pemanasan dengan tujuan menggerakkan turbin. Pembangkit jenis ini biasanya dikelompokkan lagi berdasarkan sumber panas atau bahan yang digunakan untuk memperoleh panas. Secara garis besar prinsip kerja suatu pembangkit termal adalah memanaskan sejumlah air dalam ketel dengan konstruksi khusus, lalu air tersebut akan berubah menjadi uap. Sebagai mana kita ketahui uap merupakan bentuk pemuaian atau ekspansi dari zat cair akibat pemanasan dengan kata lain terjadi penambahan massa jenis zat tersebut. Jika ketel yang digunakan didesain hanya mempunyai satu jalan keluar untuk uap tersebut dan jalan tersebut ditutup maka akan terjadi tekanan yang terus bertambah didalam ketel akibat dari ekspansi yang terus menerus seiring dengan pemanasan yang dilakukan. Setelah tekanan didalam ketel sudah mencapai batas maksimal dari ketel tersebut mampu menahan, jalur keluar yang pada awalnya ditutup dibuka kembali. Uap air yang bertekanan tinggi ini pun akan segera keluar dengan deras melalui saluran tersebut, diujung saluran tersebut telah diletakkan turbin yang terhubung dengan generator, sehingga ketika uap bertekanan tinggi tersebut menabrak turbin akan menyebabkan turbin tersebut mampu berputar dan menyebabkan kumparan didalam generator ikut berputar memotong fluksi magnet yang ada disekeliling kumparan tersebut sehingga timbullah energi listrik. Proses ini dapat dilihat seperti pada gambar 2.2.



Gambar 2.2 Skema Kerja Unit Temal

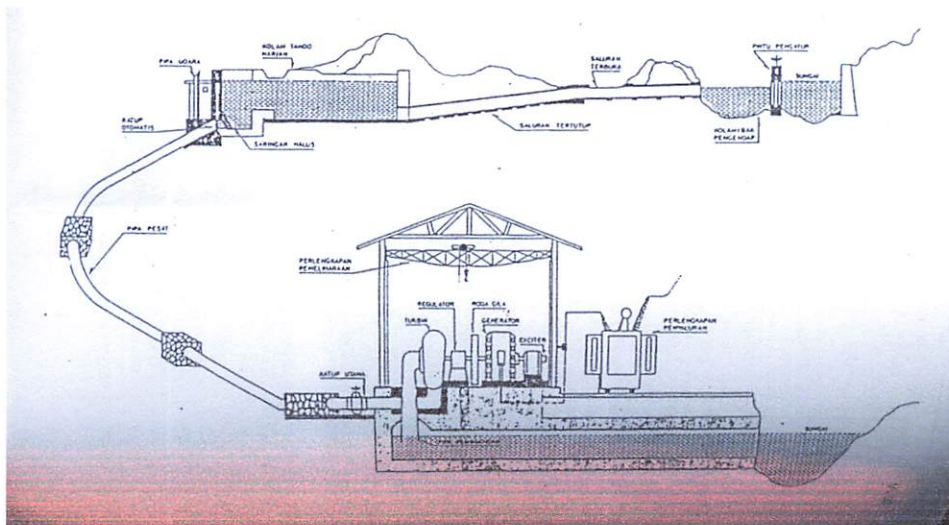
2.4 Pengoperasian Unit Pembangkit

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 perlengkapan seperti gambar dibawah ini.

Gambar 2 – 3

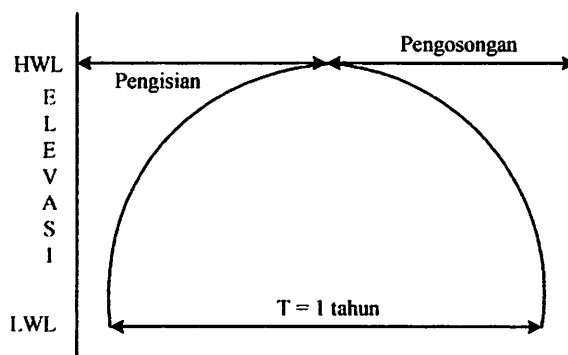
Skema Prinsip Pusat Listrik Tenaga Air



Tersedianya suatu waduk yang besar banyak membantu agar beban menjadi agak merata bertalian dengan adanya musin hujan dan musim kemarau sehingga PLTA dapat dioperasikan secara optimal. 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 agar maka perlu diatur penggunaan pemakai 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 tidak terjadi konflik antar kepentingan termasuk pengendalian banjir pada musim hujan dan penyediaan air pada musim kemarau.

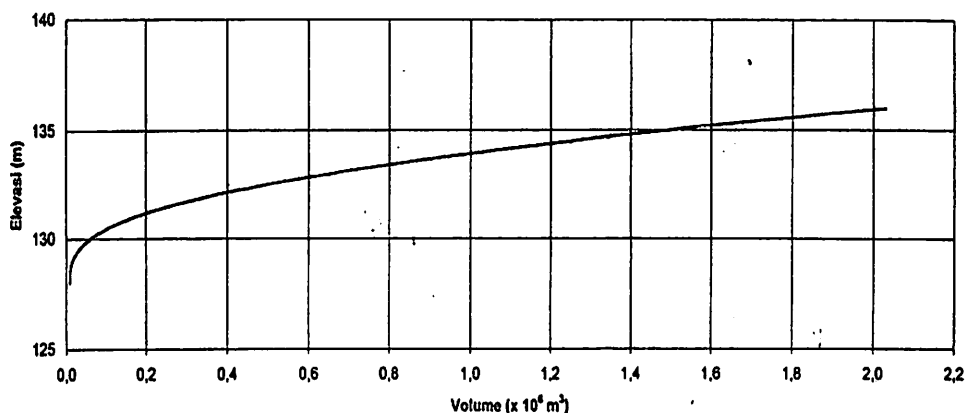
Iklm di Indonesia mengenal dua musim dalam satu tahun, maka dibuat dua jenis pola operasi waduk yaitu: pola operasi waduk musim hujan, berlaku saat pengisian waduk (Desember sampai dengan Mei) dan pola operasi waduk musim kemarau, berlaku saat pengosongan waduk (Juni sampai dengan November). Pada akhir pola musim hujan yaitu tanggal 31 Mei air diusahakan berada pada elevasi maksimum dan pada akhir pola musim kemarau yaitu tanggal 2 November, air diusahakan berada pada elevasi minimum pengoperasian waduk. Waktu pengisian dan pengosongan waduk digambarkan seperti pada gambar berikut.

Gambar 2 – 4
Pola Operasi Waduk Tahunan



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.

Gambar 2 – 5
Kurva H (m) vs V (m³) Waduk



Sedangkan saluran tekan dan pipa pesat berfungsi untuk membawa air bertekanan kesentral daya, guna memutar turbin daya yang pada gilirannya menggerakkan sebuah generator listrik. Saluran tekan sering dilengkapi dengan pipa redam yang mengamankan sistem pipa terhadap pukulan – pukulan air yang dapat terjadi bila mana beban secara mendadak hilang atau bertambah. Setelah melewati turbin, air diteruskan oleh saluran bawah untuk mengalir menuju aliran selanjutnya. Sentral daya sendiri berisi turbin air dan generator serta instalasi listrik.

2.4.2 Pembangkit Listrik Termal

Hal yang paling mendasar dalam optimasi ekonomi dari sebuah pembangkit termal adalah menentukan karakteristik masukan-keluaran (*input-output characteristics*) pusat listrik tersebut. Dalam mendefinisikan karakteristik masukan-keluaran, akan dibicarakan tentang *gross input* dan *net output* yang

dihasilkan pusat listrik tersebut. *Gross input* pembangkit listrik termal menyatakan jumlah keseluruhan bahan bakar yang diperlukan, sedangkan *net output* adalah daya nyata (*real power*) yang dihasilkan generator.

Tipe *sebuah* pembangkit listrik tenaga termal tampak pada gambar 2-2. Bagan tersebut terdiri atas sebuah ketel yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan sebuah generator. Daya listrik yang dihasilkan tidak seluruhnya disalurkan ke sistem tetapi sebagai kecil digunakan untuk mengoperasikan peralatan yang terdapat pada pusat listrik tersebut, seperti pompa, kompresor dan sebagainya, serta untuk mencatu peralatan kontrol, komunikasi, penerangan dan komputer.

2.4.3 Karakteristik Masukan – Keluaran

Masukan sebuah pembangkit listrik termal umumnya dinyatakan sebagai banyaknya energi per satuan waktu dari bahan bakar yang diberikan ke ketel untuk menghasilkan daya listrik yang merupakan keluaran dari pusat listrik tersebut. Terdapat dua notasi yang umum digunakan :

H dengan satuan [Mbtu/hour]

F dengan satuan [\$US/hour]

Dimana $F = H \times \$US/Btu$ dan $\$US/Btu$ menyatakan harga bahan bakar per satuan energi yang dikandung oleh bahan bakar tersebut.

Sedangkan keluaran dari pembangkit listrik termal adalah daya nyata yang dihasilkan oleh generator dikurangi dengan daya nyata yang dipakai oleh pusat listrik tersebut. Notasi yang umum digunakan adalah :

P dengan satuan [MW]

Jadi dapat disimpulkan masukan pusat listrik merupakan fungsi terhadap keluarannya, maka hubungan tersebut dapat ditulis sebagai berikut:

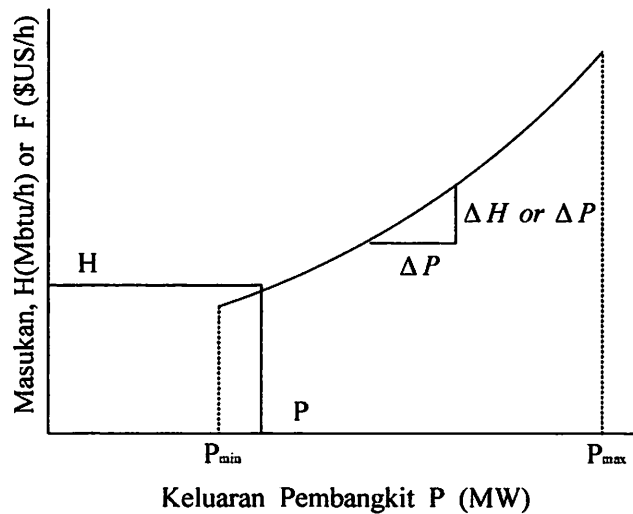
$H = f(P)$ [Mbtu/h] atau $F = f(P)$ [\$US/h]

Pembahasan selanjutnya akan berpedom atas dasar fungsi biaya bahan bakar ($F = f(P)$ [\$US/h]), sedangkan kurva dari karakteristik masukan-keluaran dari sebuah pembangkit tenaga termal yang telah diidealkan ditunjukkan pada gambar 2.7. Masukan adalah sebagai ordinat, yang berupa banyaknya energi yang

diperlukan persatuan waktu [Mbtu/h] atau dapat juga merupakan biaya bahan bakar yang dikonsumsi per satuan waktu [\$US/h]. Sedangkan keluaran adalah daya listrik [MW] yang dihasilkan blok tersebut untuk melayani beban sistem.

Gambar 2 – 6

Kurva Karakteristik Masukan – Keluaran Pembangkit Termal



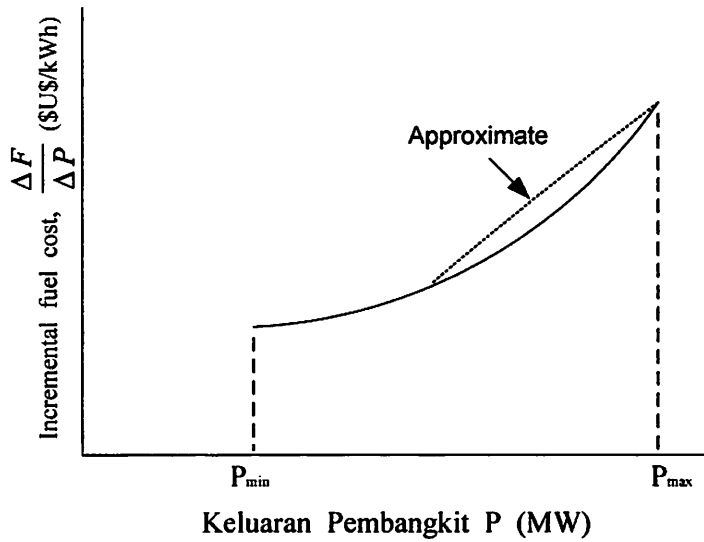
Data yang diperlukan untuk menggambarkan diagram fungsi karakteristik masukan dapat diperoleh dari perhitungan pada saat perencanaan atau tes yang telah dilakukan terhadap unit pembangkit yang bersangkutan.

2.4.4 Karakteristik Laju Tambahan Biaya Bahan Bakar

Karakteristik laju tambahan biaya bahan bakar atau *Incremental Fuel Cost Characteristic* adalah turunan pertama dari fungsi biaya bahan bakar F [\$US/h] terhadap tingkat pembebanan P [MW] dari pusat listrik yang bersangkutan. Fungsi ini menunjukkan besarnya 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
Kurva Karakteristik Laju Tambahan Biaya Bahan Bakar



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 :

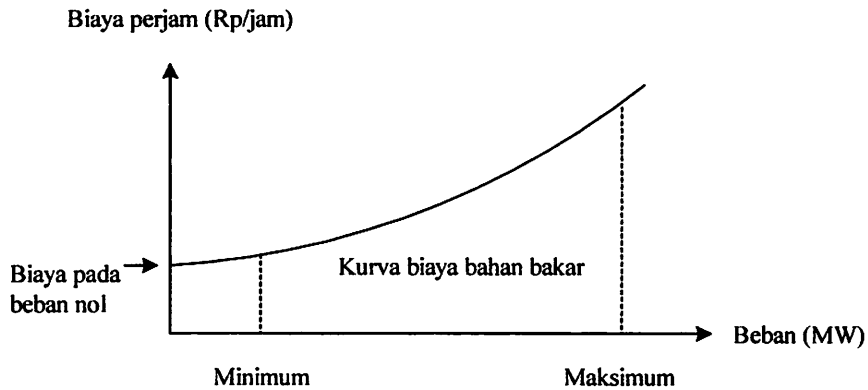
$$F(P_{fi,t}) = a_i + b_i P_{fi,t} + c_i P_{fi,t}^2 \dots\dots\dots(2.1)$$

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

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

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

Gambar 2 – 8
Kurva Biaya Bahan Bakar Dari Unit Pembangkit Sebagai Fungsi
Beban



2.5 Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik

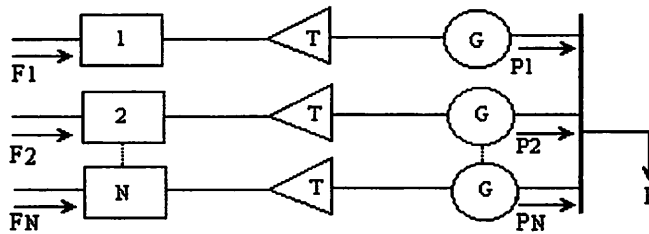
Pembebanan ekonomis atau *economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik, secara optimal dan ekonomis pada harga beban tertentu. Komponen terbesar dari biaya pembangkitan adalah biaya bahan bakar. Oleh sebab itu dengan dilakukannya *economic 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. Penyelesaian *economic dispatch* dapat dilakukan dengan beberapa cara yang akan dibahas pada sub bab di bawah ini.

2.5.1 Penyelesaian Economic Dispatch Dengan Metode Pengali Lagrange

Sistem tenaga listrik dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.5. Sistem ini memperlihatkan pembangkit termal yang terdiri atas N buah unit yang dihubungkan pada sebuah bus bar untuk melayani total beban sebesar P_D . Masukan untuk setiap unit ke- i adalah F_i yang menyatakan tingkat

biaya dari masing-masing unit, dan keluaran dari masing-masing unit P_i adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh tiap-tiap unit.

Biaya total F_T yang ditanggung sistem adalah jumlah biaya dari tiap-tiap unit pembangkit. Dan batasan yang paling penting dari pengoperasian pembangkit termal tersebut adalah daya listrik yang dihasilkan harus sama dengan besarnya beban konsumen.



Gambar 2.9 N Unit Pembangkit Termis Melayani Beban P_D

Yang menjadi permasalahan adalah meminimumkan total biaya F_T dengan memperhatikan pembatas ϕ bahwa daya dihasilkan unit pembangkit sama dengan yang diterima beban. Secara matematis pernyataan tersebut diatas dapat dinyatakan dengan persamaan berikut :

$$\begin{aligned}
 F_T &= F_1 + F_2 + \dots + F_N \\
 &= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots\dots\dots (2.2)
 \end{aligned}$$

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

$$P_D = \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots (2.3)$$

$$P_{Lr} - \sum_{i=1}^N P_i = \phi = 0 \dots\dots\dots (2.4)$$

dimana P_{Lr} = kebutuhan beban, dan

P_i = jumlah daya yang dihasilkan

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

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \phi$$

atau

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda (P_D - \sum_{i=1}^N P_i) \dots\dots\dots (2.5)$$

dimana $\lambda = Lagrange Multipliers$.

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

$$\nabla \mathcal{L} = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{\partial F_T}{\partial P_i} + \lambda \cdot \left(\frac{\partial P_D}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0 \text{ atau}$$

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

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \dots\dots\dots (2.6)$$

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

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

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

$$P_{i \text{ min}} \leq P_i \leq P_{i \text{ maks}} \qquad \text{ada } 2N \text{ buah pertidaksamaan}$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{L,t} \qquad \text{ada } 1 \text{ buah pembatas}$$

Batasan-batasan diatas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \text{ untuk } P_{i \text{ min}} \leq P_i \leq P_{i \text{ maks}}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i \text{ maks}}$$

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

2.5.2 Penyelesaian Economic Dispatch Dengan Metode Iterasi Lamda

Pada metode iterasi lamda (λ), lamda ditentukan dahulu kemudian dihitung keluaran untuk tiap-tiap unit pembangkit. Bila jumlah dari daya keluaran tiap-tiap unit pembangkit tidak sama dengan daya beban maka dilakukan perhitungan kembali harga lamda berikutnya. Bila lamda masukan untuk yang pertama ditentukan menghasilkan daya keluaran yang lebih rendah dari daya beban dan harga lamda yang kedua ditentukan menghasilkan daya keluaran lebih dari daya beban, maka dapat dilakukan interpolasi. Atau dapat pula dilakukan pada lamda pertama, penambahan untuk mendapatkan lamda berikutnya yang mendekati solusi sebenarnya, setelah beberapa kali iterasi.

2.6 Metode Lagrange Relaxation dalam Penyelesaian Optimasi

Pada penjadwalan unit-unit pembangkit yang akan beroperasi tiap periode waktu dalam jam, pembagian bebannya harus dalam keadaan optimal atau seekonomis mungkin. Dari jumlah unit pembangkit yang banyak, maka untuk menentukan unit mana yang harus beroperasi dan tidak beroperasi pada jam tertentu, dapat diperhitungkan dengan membuat kombinasi keadaan dari unit-unit yang ada dan berada pada keadaan operasi yang optimal dengan mengacu pada keadaan unit hidro yang beroperasi, kemudian baru dipilih kombinasi mana yang termurah biaya operasinya.

Lagrange relaxation adalah suatu metode yang didasarkan pada pendekatan *dual optimization* (optimasi ganda) yang berhubungan dengan pengali *lagrange* (λ), yang dapat dipakai untuk menentukan kombinasi yang paling optimal sehingga mendapatkan biaya operasi yang paling minimal. Pengali *lagrange* disini digunakan pada persamaan batasan pembebanan, dengan melalui proses subgradien, sehingga dapat memaksimumkan *dual value* (nilai ganda).

Dalam solusi *Lagrange relaxation* pada masalah *unit commitment*, digunakan bentuk penguraian yang berbeda untuk memudahkan dalam memutuskan komitmen dan jadwal pembangkitan tiap-tiap unit pembangkit dalam horizon perencanaan, kemudian tiap-tiap unit dapat dikombinasikan untuk melihat apakah sudah memenuhi batasan sistem.

2.6.1 Fungsi Obyektif dan Constraint Pembangkit Tenaga Listrik

Sasaran dari masalah *optimasi pembangkit hidroelektrik* adalah meminimalkan total biaya operasi dalam penjadwalan pembangkitan daya 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 dan biaya start up dari daya yang di bangkitkan oleh unit pembangkit termal, dimana daya yang harus dipikul oleh pembangkit termal adalah daya beban setelah dikurangi oleh daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit hidro yang telah dioptimalkan. Dapat dinyatakan dengan :

$$P_{L,t} = \sum_{i=1}^{nf} P_{fi,t} + \sum_{j=1}^{nh} P_{hj,t} - P_{loss,t} \dots\dots\dots (2.7)$$

$$F(P_{fi,t}, U_{it}) = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_{fi,t}) + ST_i(1 - U_{i,t-1})] U_{it} \dots\dots\dots (2.8)$$

dimana : $P_{L,t}$ = Kebutuhan beban

$P_{hj,t}$ = daya yang dibangkitkan unit hidro ke- j pada interval waktu t

$F_i(P_{fi,t})$ = fungsi biaya bahan bakar unit ke- i pada interval waktu t

ST_i = biaya start up dari unit ke- i

U_{it} = status on atau off dari unit ke- i pada jam t , $U_{it} = 0$ ketika unit off dan $U_{it} = 1$ ketika unit on

N = jumlah unit

Sehubungan dengan minimalisasi dari total biaya operasi pada unit termal, terdapat berbagai *constraint* atau syarat pembatas, sebagai berikut :

a. Batasan pembebanan

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} U_{it} = P_{L,t} \text{ untuk } t = 1 \dots T \dots\dots\dots(2.9)$$

dimana : $P_{L,t}$ = kebutuhan beban pada jam t

b. Batasan cadangan berputar

$$\sum_{i=1}^N U_{it} P_i^{maks} \geq P_{L,t} + R_t \dots\dots\dots(2.10)$$

dimana : R_t = cadangan berputar pada jam t

c. Batasan pembangkitan

$$U_{it} P_i^{min} \leq P_{it} \leq U_{it} P_i^{maks} \text{ untuk } i = 1 \dots N \text{ dan } t = 1 \dots T \dots\dots\dots(2.11)$$

d. Minimum up time (up_i) dan minimum down time ($down_i$)

$$U_{it} = 1 \text{ untuk } \sum_{x=t-up_i}^{t-1} U_{ix} < up_i, \text{ dan } U_{it} = 0 \text{ untuk } \sum_{x=t-down_i}^{t-1} (1-U_{ix}) < down_i \dots(2.12)$$

2.6.2 Algoritma Lagrange Relaxation

Prosedur *Lagrange relaxation* dalam memecahkan masalah *unit commitment* adalah dengan “*relaxing*” atau pengabaian sementara batasan bersama dan menyelesaikannya dengan melakukan prosedur optimasi ganda. Prosedur tersebut dapat mencapai batasan yang optimum dengan memaksimumkan fungsi *Lagrange* (\mathcal{L}) terhadap pengali *Lagrange* (λ_t), sambil meminimalkan terhadap variabel P_{it} dan U_{it} pada masalah *unit commitment*, sehingga didapatkan persamaan *dual value* (nilai ganda) sebagai berikut :

$$q^* = \max_{\lambda_t} q(\lambda) \dots\dots\dots(2.13)$$

dimana

$$q(\lambda) = \min_{P_{it}, U_{it}} \mathcal{L}(P, U, \lambda) \dots\dots\dots(2.14)$$

q^* adalah nilai fungsi *Lagrange* yang berhubungan dengan P_{it} dan U_{it} dari hasil fungsi minimalisasi yang memiliki nilai minimum (nilai negatif) terbesar.

Ini dilakukan dengan dua langkah dasar sebagai berikut :

- a. Mencari nilai untuk masing-masing λ_t yang akan mengubah nilai $q(\lambda)$ kenilai yang lebih besar.

- b. Mengasumsikan nilai λ_t pada langkah a sudah ditentukan, nilai minimum dari \mathcal{E} dengan mengatur nilai dari P_t dan U_t .

Dengan mengasumsikan sebuah nilai telah ditentukan untuk setiap/semua λ_t dan diperlakukan sebagai bilangan tetap, maka dapat diminimumkan fungsi *Lagrange* pada persamaan (2.9)-(2.11), dan diperoleh persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \mathcal{E} &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_{it}) + ST_i(1 - U_{i,t-1})]U_{it} + \sum_{t=1}^T \lambda_t \left(P_{Dt} - \sum_{i=1}^N P_{it}U_{it} \right) \\ &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_{it}) + ST_i(1 - U_{i,t-1})]U_{it} + \sum_{t=1}^T \lambda_t P_{Dt} - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \lambda_t P_{it}U_{it} \dots(2.15) \end{aligned}$$

Pada persamaan (2.15) diatas, P_{Dt} merupakan variabel kendala bersama sehingga dapat diabaikan sementara atau mengalami proses *relaxing*, sehingga fungsi *Lagrange* dapat ditulis sebagai berikut :

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^N \left(\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_{it}) + ST_i(1 - U_{i,t-1})]U_{it} - \lambda_t P_{it}U_{it} \} \right) \dots\dots\dots (2.16)$$

Dari persamaan (2.16) diatas, dapat dipisahkan tiap-tiap unit dengan unit lainnya, sehingga diperoleh persamaan sebagai berikut :

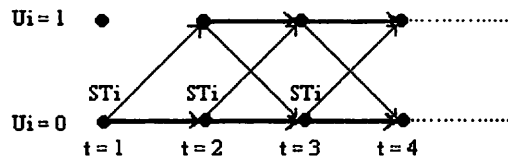
$$\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_{it}) + ST_i(1 - U_{i,t-1})]U_{it} - \lambda_t P_{it}U_{it} \} \dots\dots\dots (2.17)$$

Persamaan (2.16) dan (2.17) diatas dapat dipecahkan secara terpisah untuk masing-masing unit pembangkit, tanpa memperhatikan apa yang terjadi pada unit pembangkit lainnya. Kemudian nilai minimum dari fungsi *Lagrange* dapat ditemukan dengan menyelesaikan minimalisasi untuk masing-masing unit pembangkit terhadap semua periode waktu, sehingga didapat persamaan sebagai berikut :

$$\min \mathcal{E} = \sum_{i=1}^N \min \sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_{it}) + ST_i(1 - U_{i,t-1})]U_{it} - \lambda_t P_{it}U_{it} \} \dots\dots\dots (2.18)$$

dimana persamaan (2.18) diatas dibatasi oleh batas pembangkitan, dan minimum up time dan minimum down time.

Persamaan (2.18) diatas dapat mudah diselesaikan seperti masalah *dynamic programming* dalam satu variabel, dan dapat digambarkan pada gambar (2.6), yang mana menunjukkan dua kemungkinan keadaan dari unit i yaitu $U_{it} = 0$ atau $U_{it} = 1$ dan ST_i adalah biaya start up untuk unit i .



Gambar 3.0 Two State Unit Pembangkit^[2]

Pada $U_{it} = 0$, nilai dari fungsi minimalisasi adalah sama dengan 0, sedangkan pada $U_{it} = 1$, dengan mengeluarkan biaya *start up* karena minimalisasi hanya berhubungan dengan (P_{it}) , fungsi yang harus diminimalkan adalah :

$$\min [F_i(P_{it}) - \lambda_t P_{it}] \dots\dots\dots (2.19)$$

Fungsi minimum dari persamaan diatas dapat diperoleh dengan mencari turunan pertama sebagai berikut :

$$\frac{d}{dP_{it}} [F_i(P_{it}) - \lambda_t P_{it}] = \frac{d}{dP_{it}} F_i(P_{it}) - \lambda_t = 0 \dots\dots\dots (2.20)$$

Persamaan (2.20) diatas dapat diselesaikan dengan persamaan sebagai berikut :

$$\frac{d}{dP_{it}} F_i(P_{it}^{opt}) = \lambda_t \dots\dots\dots (2.21)$$

Dari persamaan diatas dapat diketahui nilai P_{it}^{opt} yang merupakan daya keluaran optimal setiap unit ke- i .

Dari persamaan (2.21) diatas terdapat tiga ketentuan yang dapat diambil berkaitan hubungan antara P_{it}^{opt} dengan batas pembangkitan unit sebagai berikut :

1. Jika $P_{it}^{opt} \leq P_{it}^{min}$, maka :

$$\min [F_i(P_{it}) - \lambda_t P_{it}] = F_i(P_{it}^{min}) - \lambda_t P_{it}^{min} \dots\dots\dots (2.22)$$

2. Jika $P_i^{\min} \leq P_i^{opt} \leq P_i^{maks}$, maka :

$$\min [F_i(P_{it}) - \lambda_t P_{it}] = F_i(P_i^{opt}) - \lambda_t P_i^{opt} \dots\dots\dots(2.23)$$

3. Jika $P_i^{opt} \geq P_i^{maks}$, maka :

$$\min [F_i(P_{it}) - \lambda_t P_{it}] = F_i(P_i^{maks}) - \lambda_t P_i^{maks} \dots\dots\dots (2.24)$$

Penyelesaian masalah program dinamis dua keadaan untuk tiap unit dilakukan dalam langkah yang biasa seperti cara penyelesaian untuk *Dynamic Programming* dalam menyelesaikan masalah komitmen unit dengan penambahan biaya *start up* (ST_i) yang sebelumnya diabaikan sementara. Apabila dilakukan pencarian untuk meminimalkan $[(F_i(P_{it}) + ST_i) - \lambda_t P_{it}]$ pada tiap stage dan ketika $U_{it} = 0$ nilai yang didapat akan selalu menjadi nol, oleh karena itu dilakukan suatu cara untuk mendapatkan nilai yang lebih kecil dengan cara sebagai berikut :

$$[(F_i(P_{it}) + ST_i) - \lambda_t P_{it}] < 0 \dots\dots\dots(2.25)$$

2.6.3 Pengaturan Pengali Lagrange^{[2][3]}

Dalam pengaturan pengali *Lagrange* (λ) untuk tiap-tiap periode waktu jam digunakan optimasi subgradien (ξ), dengan persamaan sebagai berikut :

$$\lambda_t^{k+1} = \lambda_t^k + \alpha \xi_t \dots\dots\dots(2.26)$$

dengan subyek pada $\lambda_t \geq 0$

dimana k adalah nomer iterasi, α merupakan pengali untuk perubahan λ_t yang diperoleh dari hasil pengujian, dan ξ_t adalah turunan dari fungsi *Lagrange* terhadap λ_t yang dapat dituliskan pada persamaan sebagai berikut :

$$\xi_t = \nabla f(\lambda_t) = P_{Dt} - \sum_{i=1}^N P_{it} U_{it} \dots\dots\dots(2.27)$$

2.6.3 Relative Duality Gap^{[2][3]}

Dalam menentukan hasil pemecahan yang mungkin pada solusi minimalisasi biaya pembangkitan j^* , dimana jika status $U_{it} = 0$, maka dapat menentukan nilai awal j^* pada nilai yang besar, sedangkan nilai awal q^* sama dengan 0. Nilai j^* - q^* dinamakan *duality gap* dan dapat disebut *relative duality gap* pada persamaan sebagai berikut :

$$\frac{j^* - q^*}{q^*} \dots\dots\dots(2.28)$$

dimana :

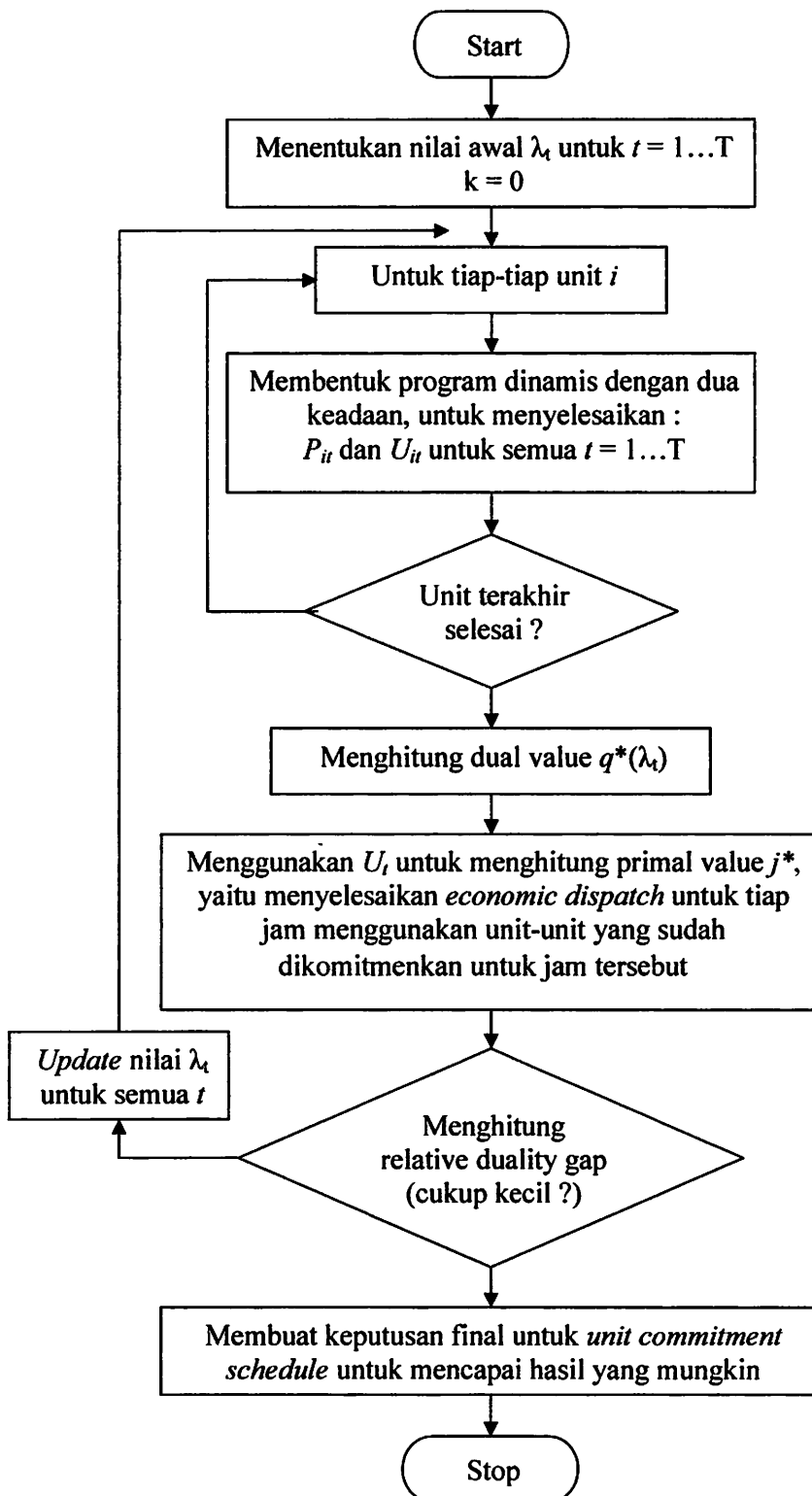
- j^* (*primal value*) adalah nilai optimal fungsi obyektif $F(P_{it}, U_{it})$, yang merupakan total biaya pembangkitan dari semua periode jam terhadap daya keluaran (P_{it}^*) yang diperoleh dari hasil perhitungan *economic dispatch*. Dapat dituliskan pada persamaan sebagai berikut :

$$j^* = \sum_{i=1}^T \sum_{ii=1}^N [F_i(P_{ii}^*) + ST_i(1 - U_{i,i-1})] U_{ii} \dots\dots\dots(2.29)$$

- q^* (*dual value*) adalah nilai dari fungsi *Lagrange* (£) dengan memperhatikan pengali *Lagrange* (λ_i) dan variabel P_{it} dan U_{it} .

Nilai yang didapat dari *relative duality gap* akan menentukan berhentinya proses dari prosedur *Lagrange relaxation*, dimana apabila nilai dari *relative duality gap* sudah cukup kecil maka prosedur *Lagrange relaxation* sudah cukup menghasilkan solusi yang optimal.

Langkah kerja dari metode *Lagrange relaxation* dapat dilihat pada gambar berikut :



BAB III
PENERAPAN METODE LAGRANGE RELAXATION
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI

3.1 PEMBANGKIT HIDRO

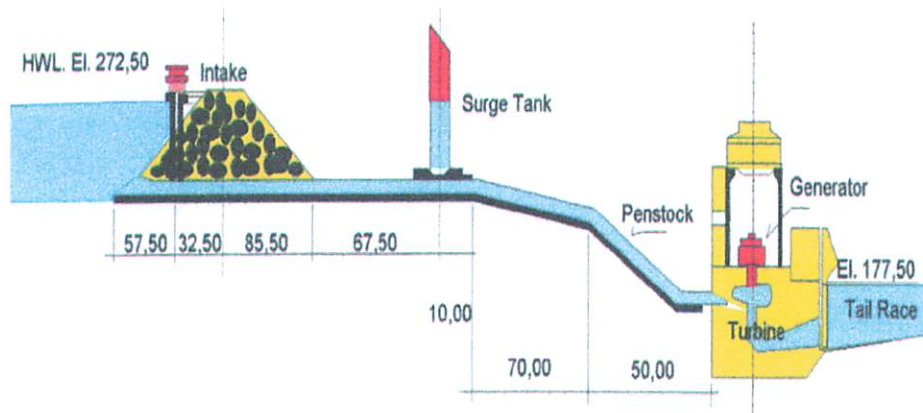
3.1.1 PLTA SUTAMI

PLTA Sutami terletak di kecamatan Sumber Pucung, kurang lebih 35 km sebelah 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 Karangates dan waduk Lahor yang masuk ke waduk Karangates, dimana air dari waduk Lahor dialirkan melalui terowongan penghubung sepanjang 850 meter ke waduk Karangates.

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 Karangates 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.

GAMBAR 3 – 1
SKEMA PLTA SUTAMI



Waduk Karangates dilengkapi dengan Hollow Jet Valve (HJV) 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 (Km²)	Water Level (m)	Kapasitas (juta/m³)	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
Debit (m³/dt)			Daerah Terendam (Km²)	
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	
Lebar jembatan baja			9,3 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 DI 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

TABEL 3 – 3
KAPASITAS GENERATOR DI 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.

➤ **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 Karangates juga dari waduk Lahor yang dialirkan ke waduk Sutami melalui terowongan penghubung (Connection Tunel) sepanjang 850 meter.

Jumlah volume waduk Sutami pada setiap elevasi dapat dicari dengan menggunakan persamaan H vs V.

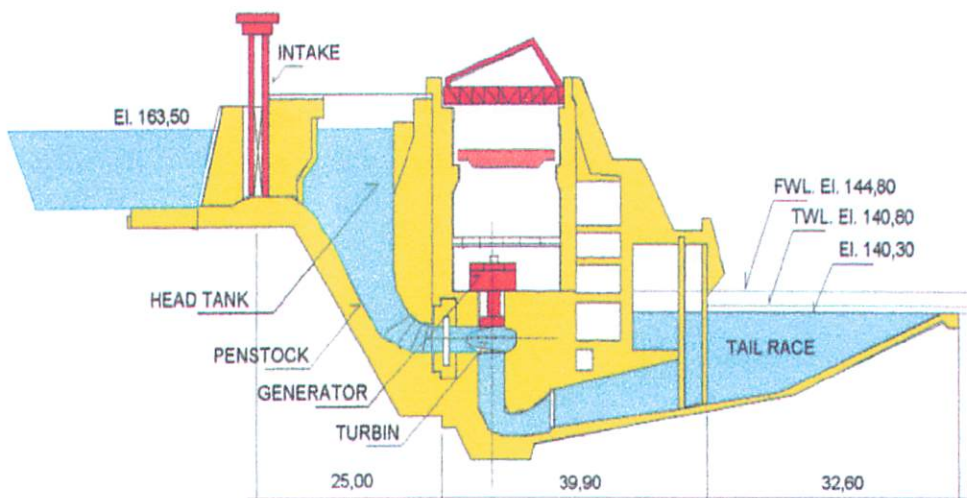
3.1.2 PLTA WLINGI

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 DI 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 DI 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 Pengaturan 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.

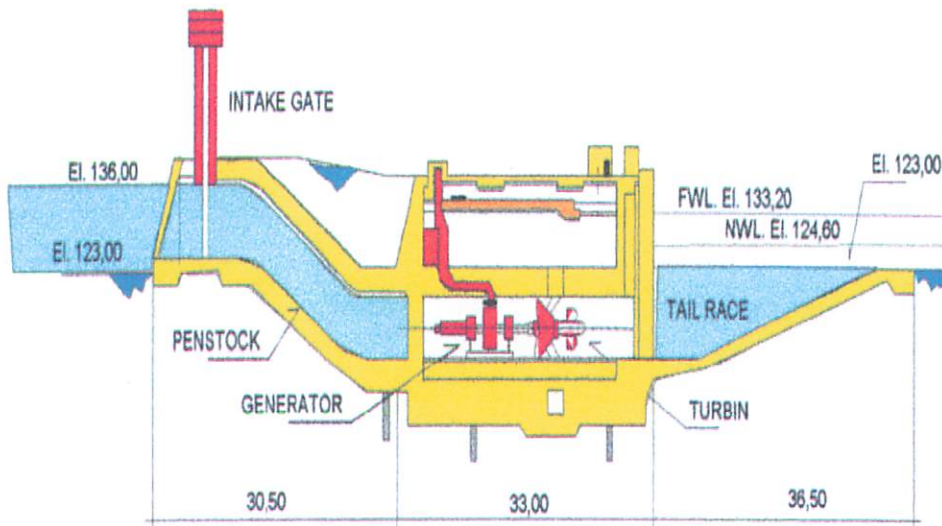
3.1.3 PLTA LODOYO

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, dimana 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	Horisontal 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 DI PLTA LODOYO

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	EBK.AK Horizontal 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 Pengaturan 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.

➤ **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 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	90	91.5	91.5	91.5	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	19	20	19	15	15	13	13		20	20	20	19	17	17			15
	Total	30	30	29	29	29	29	29	29	30	19	15	35	38	38	15	45	45	45	43	41	41	41	20	20
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	47.34	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 TANGGAL 6 DESEMBER 2003

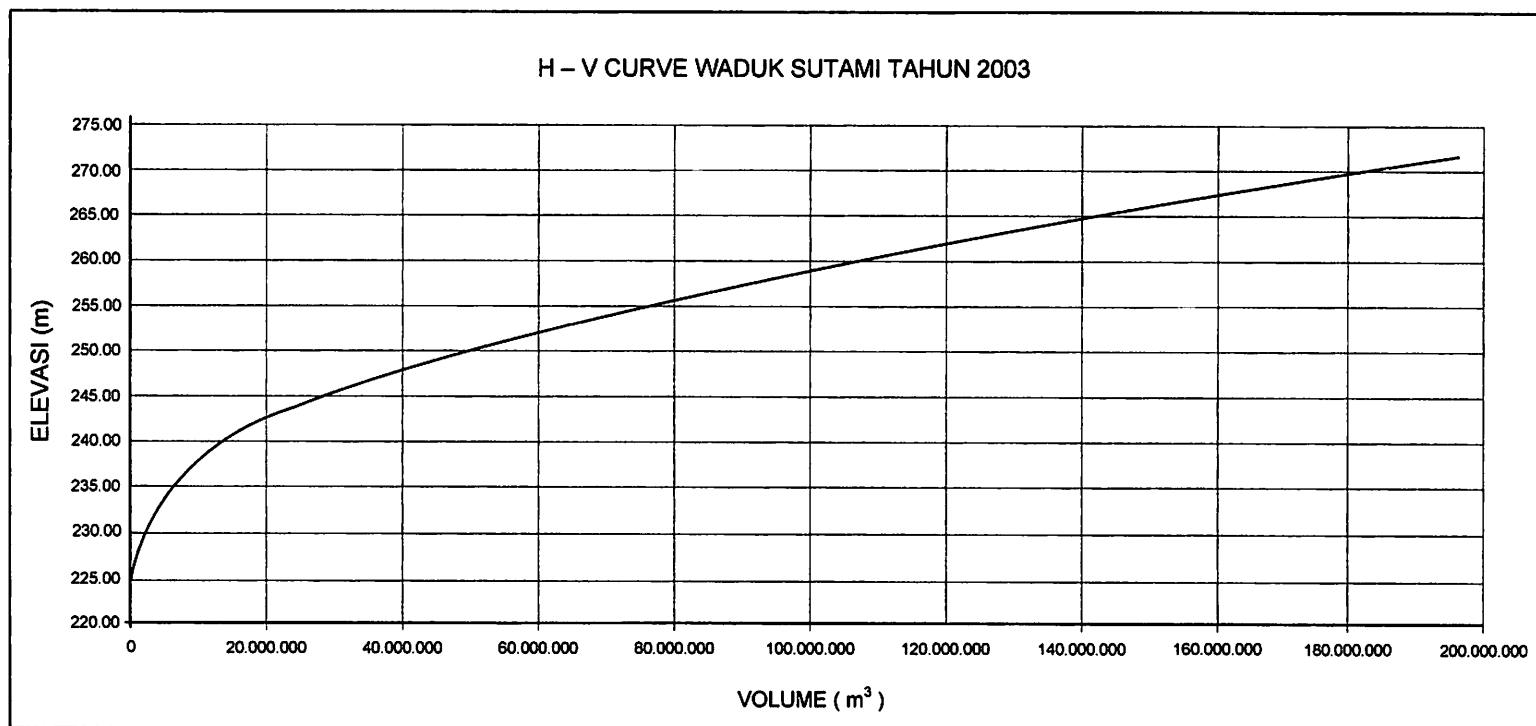
PLTA BRANTAS 6 Des 03	Jam	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Unit	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
SUTAMI	1	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30
	2	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	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	90	75	75	75	75	75	75	60	60	60	60	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	153.11	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
EI. Awal	260.29																								
EI. 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	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	41	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
EI. Awal	163.35																								
EI. 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
EI. Awal	135.66																								
EI. Akhir	135.53																								

TABEL 3.10
DATA POLA OPERASI PLTA 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	
Ei. Awal	259.81																									
Ei. 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	
Ei. Awal	163.32																									
Ei. 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	49.71	52.08	52.08	52.08	52.08	49.71	49.71	49.71	49.71
	Ei. Awal	135.53																								
Ei. Akhir	135.64																									

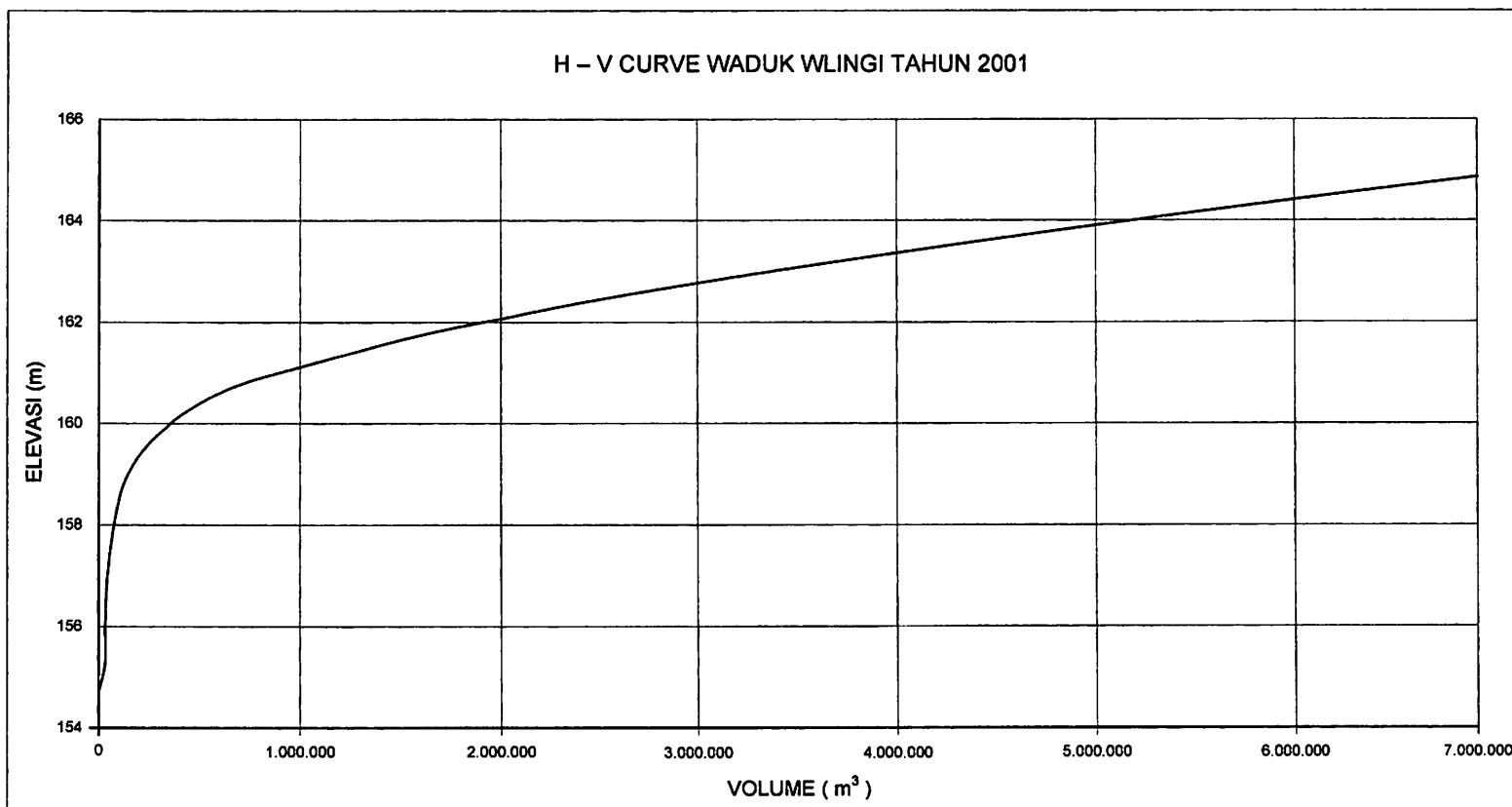
GAMBAR 3.4
LENGKUNG KAPASITAS WADUK SUTAMI

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



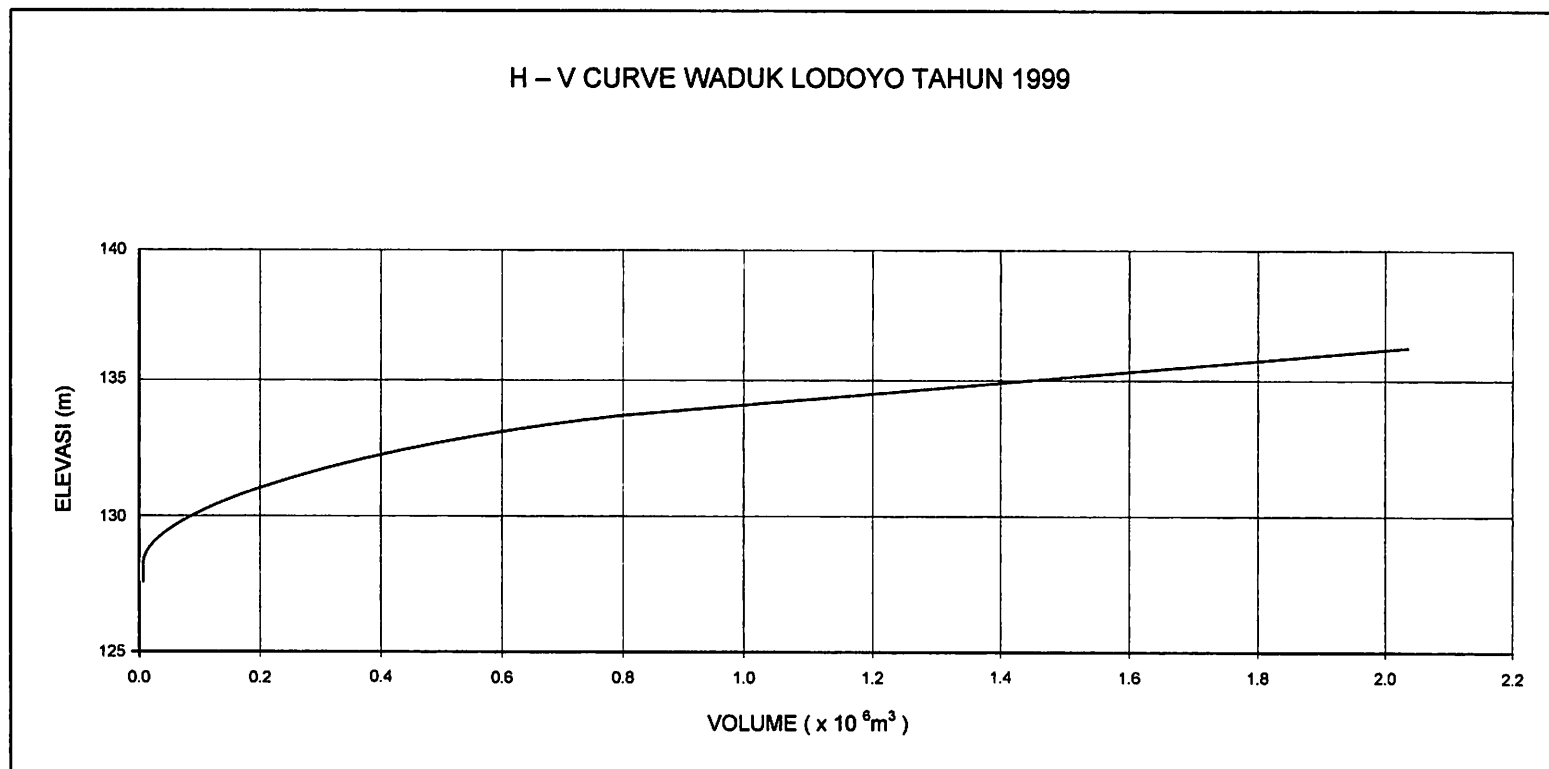
GAMBAR 3.5
LENGKUNG KAPASITAS WADUK WLINGI

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

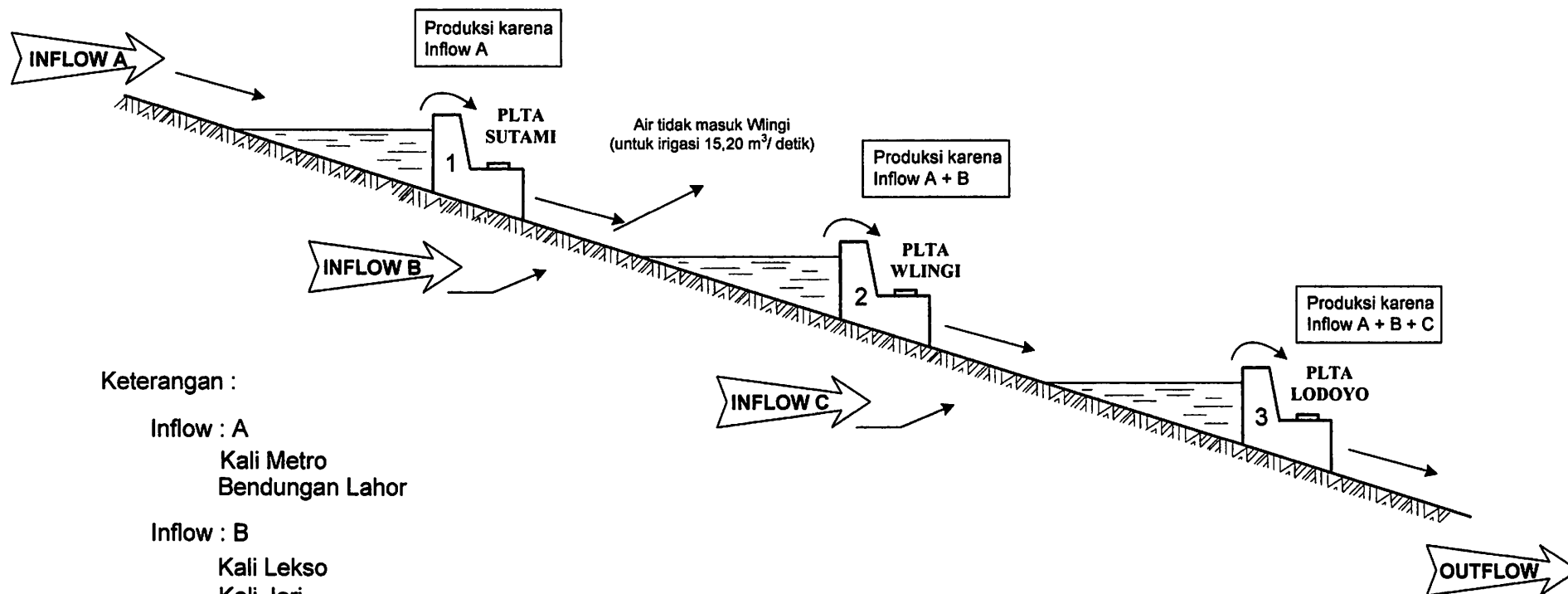


GAMBAR 3.6
LENGKUNG KAPASITAS WADUK LODOYO

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



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

3.2 Pembangkit Termal

PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) dalam penyelenggaraan usaha ketenagalistrikan berdasarkan prinsip industri dan perniagaan yang sehat, dituntut mampu bersaing 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 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.	PLTHU 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 GT 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 – 12
DATA BIAYA 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	87825.15	57.33
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	7.658
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	83.79
38.	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

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

Catatan:

Harga Batubara	253 RP / Kg
Harga MFO	1595,5 Rp / lt
Harga HSD	15945,5 Rp / lt
Harga Gas UP Gresik	2,53 US\$ / MMBTU
Harga Gas UP M. Karang	2,45 US\$ / MMBTU
Nilai tukar	9000 Rp / US\$

3.4 Aplikasi Lagrange Relaxation 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 PT. Pembangkitan Jawa - Bali menggunakan asumsi bahwa nilai cadangan berputar diambil dari daya terpasang terbesar dari unit pembangkit yang beroperasi. Dalam hal ini PT. Pembangkitan Jawa - Bali menggunakan daya terpasang dari unit pembangkit PLTU Paiton yaitu sebesar 400 MW sebagai nilai cadangan berputar 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 Lagrange Relaxation bertujuan untuk membuat rencana penjadwalan unit pembangkit dalam sistem tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui 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 perbandingan. 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 saja).

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 Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)
01.00	3205	400	3140	400	2956	400
02.00	3205	400	3000	400	2860	400
03.00	3205	400	2900	400	2860	400
04.00	3085	400	3000	400	2869	400
05.00	3290	400	3110	400	2869	400
06.00	2845	400	2712	400	2640	400
07.00	2790	400	2682	400	2450	400
08.00	3220	400	3020	400	2520	400
09.00	3275	400	3105	400	2620	400
10.00	3275	400	3105	400	2620	400
11.00	3275	400	3105	400	2620	400
12.00	3195	400	3025	400	2570	400
13.00	3210	400	2890	400	2570	400
14.00	3260	400	2849	400	2545	400
15.00	3357	400	2806	400	2585	400
16.00	3447	400	2804	400	2587	400
17.00	3525	400	2814	400	2790	400
18.00	3650	400	3700	400	3685	400
19.00	3820	400	3700	400	3685	400
20.00	3770	400	2685	400	3685	400
21.00	3540	400	3330	400	3370	400
22.00	3360	400	3120	400	3220	400
23.00	3345	400	3095	400	3195	400
24.00	3205	400	3080	400	3050	400

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

3.6 Data Validasi Program

Pada jurnal yang digunakan sebagai acuan tidak terdapat data yang cukup memadai untuk dapat digunakan memvalidasi program. Maka untuk melakukan validasi program, diambil program evolutionary programming yang telah dibahas pada skripsi terdahulu oleh mahasiswa ITN Malang yang bernama Juhariyanto ST dengan judul “Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik Hidrotermal Menggunakan Metode Evolutionary Programming” dan telah divalidasi berdasarkan jurnal “Scheduling short-term hydrothermal generation using evolutionary programming techniques, IEEE.1996”. Program ini dipilih karena pada saat ini baru program ini yang ada dilingkungan ITN Malang dan dipergunakan untuk menyelesaikan optimasi Hidro-Thermal. Program ini pun memiliki nilai error yang kecil dengan nilai 0,00045% sehingga dapat dianggap valid. Lalu program EP tersebut diberikan data unit termal, data biaya unit termal, data hidro dan data pembebanan seperti tampak pada tabel 3-14, 3-15, 3-16 dan 3-17 lalu hasil *Load Dispatch* dari program EP (tabel 3-18) akan dibandingkan dengan hasil yang diperoleh dari Lagrange Relaxation.

Tabel 3 – 14
Data Unit 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 ST 1.0	Gas	115	143	36	10	3	1
4.	PLTGU Gresik ST 2.0	Gas	115	143	36	10	3	1
5.	PLTGU Gresik ST 3.0	Gas	115	143	36	10	3	1
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 ST 1.0	Gas	110	150	36	10	3	1
11.	PLTGU M. Tawar ST 1.0	HSD	162	202	36	10	3	1
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

Tabel 3 – 15
Data Biaya Unit 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 ST 1.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.874
4.	PLTGU Gresik ST 2.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.874
5.	PLTGU Gresik ST 3.0	57.68	31.46	10936203.3	71527.004	368.874
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 ST 1.0	54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
11.	PLTGU M. Tawar ST 1.0	118.08	64.40	672630	144191.717	519.1757
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	83.79
16.	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Tabel 3-16**Data Hidro**

No	Nama	Pout	Elev minimum	Elevasi maximum	Elevasi awal	Elevasi akhir
1	Sutami	90	246	272.5	260.2	260.3
2	Wlingi	60	162	164	163.4	163.3
3	Lodoyo	4.5	131	136	135.7	135.7

Tabel 3-17**Data Pembebanan**

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	2566.5	400
8	2621.5	400
9	2721.5	400
10	2721.5	400
11	2721.5	400
12	2684.5	400
13	2669.5	400
14	2644.5	400
15	2686.5	400
16	2681.5	400
17	2919.5	400
18	3819.5	400
19	3818.5	400
20	3817.5	400
21	3498.5	400
22	3445.5	400
23	3319.5	400
24	3174.5	400

	Ter 1	Ter 2	Ter 3	Ter 4	Ter 5	Ter 6	Ter 7	Ter 8	Ter 9	Ter 10	Ter 11	Ter 12	Ter 13	Ter 14	Ter 15	Ter 16	hid 1	hid 2	hid 3
Jam 1	365.15	235.77	456.54	250	285	54.81	50.8	132.11	172.83	381.02	162	56.46	69.85	71.45	158.82	92.37	61.34	13.99	1.08
Jam 2	353.24	308.84	357.34	323.5	376	43	73.51	90.52	97.89	300	162	44	44	82.01	112.87	97.03	78.71	29.36	2.7
Jam 3	296.54	349.38	391.59	276.1	368.9	43	77.37	90	90	415.27	162	44	44	44	104.86	90	79.31	7.33	2.82
Jam 4	253.62	301.99	250	452.9	324.6	81.7	70.55	91.85	110.14	457.92	195.47	46.48	44	44	90	151.99	1	15.04	2.3
Jam 5	225	225	392.4	397.1	250	43	69.03	151.33	119.63	390.73	162	57.88	68.02	49.03	152.23	127.15	103.49	26.39	3.14
Jam 6	225	338.29	271.97	250	312.5	50.58	43	112.47	90	342.25	179.19	67.14	44	44	103.42	159.16	98.41	24.43	0.66
Jam 7	258.79	225	284.12	250	250	57.36	43	90	143.26	300	162	44	44	44	129.17	108.34	73.48	41.43	3.55
Jam 8	225	225	252.77	250	404	43	53.94	135.31	90	300	162	62.13	44	44	95.43	91.31	67.95	35.88	4.82
Jam 9	339.14	361.93	267.92	250	288.6	49.52	43	90	93.66	312.49	162	44	48.2	44	96.2	90.43	87.7	14.11	3.57
Jam 10	240.73	225	272.11	414.2	250	43	43	90	157.4	360.13	162	44	79.7	45.38	90	90	69.07	15.99	4.82
Jam 11	312.49	225	343.93	250	359.1	51.92	43	90	90	300	171.68	44	44	44.52	90	94.97	94.97	37.38	0.57
Jam 12	245.79	277.76	386.65	250	250	43	43	90	90	383.45	165.28	44	44	44	90	90	75.76	32.7	4.11
Jam 13	242.66	227.97	250	313.1	250	79.4	61.21	134.12	90	300	162	44	70.3	44	114.64	145.95	103.49	12.67	4.01
Jam 14	277.71	324.42	252.96	347.8	250	73.07	43	90	90	307.83	163.84	44	44	46.87	136.72	110.9	6.51	12.81	2.11
Jam 15	268.09	279.46	348.93	250	250	55.15	65.38	126.56	90	302.34	199.74	44.71	44	44	119.14	127.42	20.04	31.31	0.23
Jam 16	332.39	305.66	279.7	270.6	250	43	43	130.11	90	300	180.74	44	44	44	127.11	90	84.42	0.27	2.54
Jam 17	225	312.7	323.62	250	366.9	84.54	59.89	90	90	307.88	162	67.88	60.44	80.49	90	149.25	103.49	41.43	3.97
Jam 18	322.55	345.95	480	480	480	62.76	85	173.46	107.53	465	202	85	85	85	165	113.57	52.35	24.83	4.49
Jam 19	232.46	370	479.02	480	448	85	85	135.71	149.96	465	202	85	85	78.86	165	165	103.49	0	0.98
Jam 20	370	370	480	451.1	480	43	65.44	126.17	170.71	465	195.89	68.36	78.43	47.24	127.24	129.71	103.49	41.43	1.27
Jam 21	362.16	225	480	439.8	480	43	71.67	109.46	151.08	371.55	197.12	68.19	60.28	62.86	141.9	95.08	103.49	20.11	0.73
Jam 22	288.2	370	480	352.5	396.2	82.12	53.77	139.77	165.2	337.03	202	45.72	85	85	165	103.7	43.77	34.14	1.44
Jam 23	259.8	308.3	480	430.7	480	43	64.07	90	114.39	394.8	182.15	44	44	85	106.23	115.03	20.03	41.43	1.57
Jam 24	370	344.88	326.52	277.1	334.7	56.81	53.04	112.17	98.89	465	199.91	45.12	69.43	74.36	116.99	152.09	20.27	41.43	0.81

Tabel 3-18
Hasil Load Dispatch Dari EP

BAB IV
ANALISA DATA JANGKA PANJANG DENGAN METODE
LAGRANGE RELAXATION PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA ~
BALI

4.1 Program Komputer Metode Lagrange Relaxation

Untuk pemecahan masalah pembagian pembeban secara ekonomis 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.

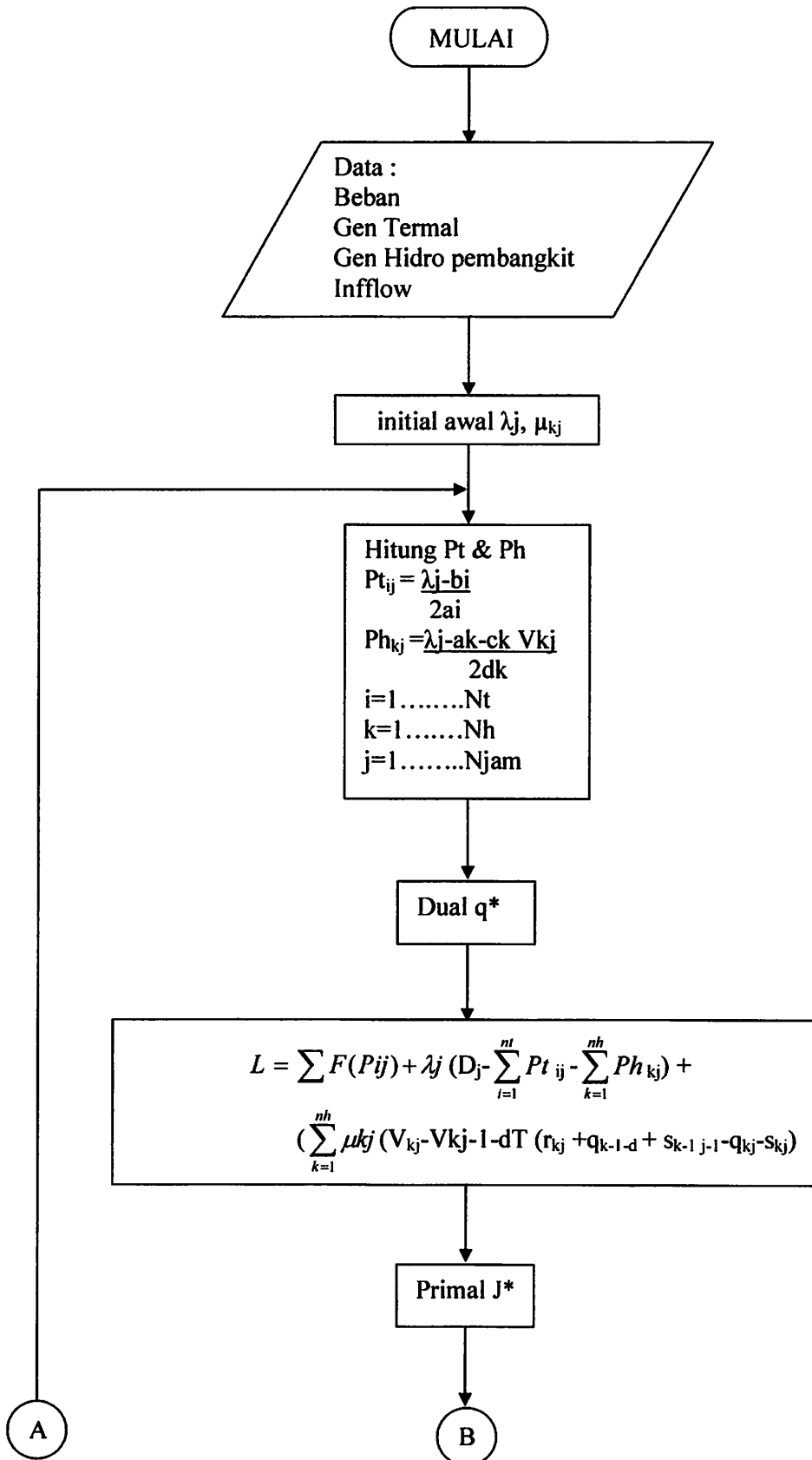
Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7, yang merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk dipelajari dan mudah penggunaannya.

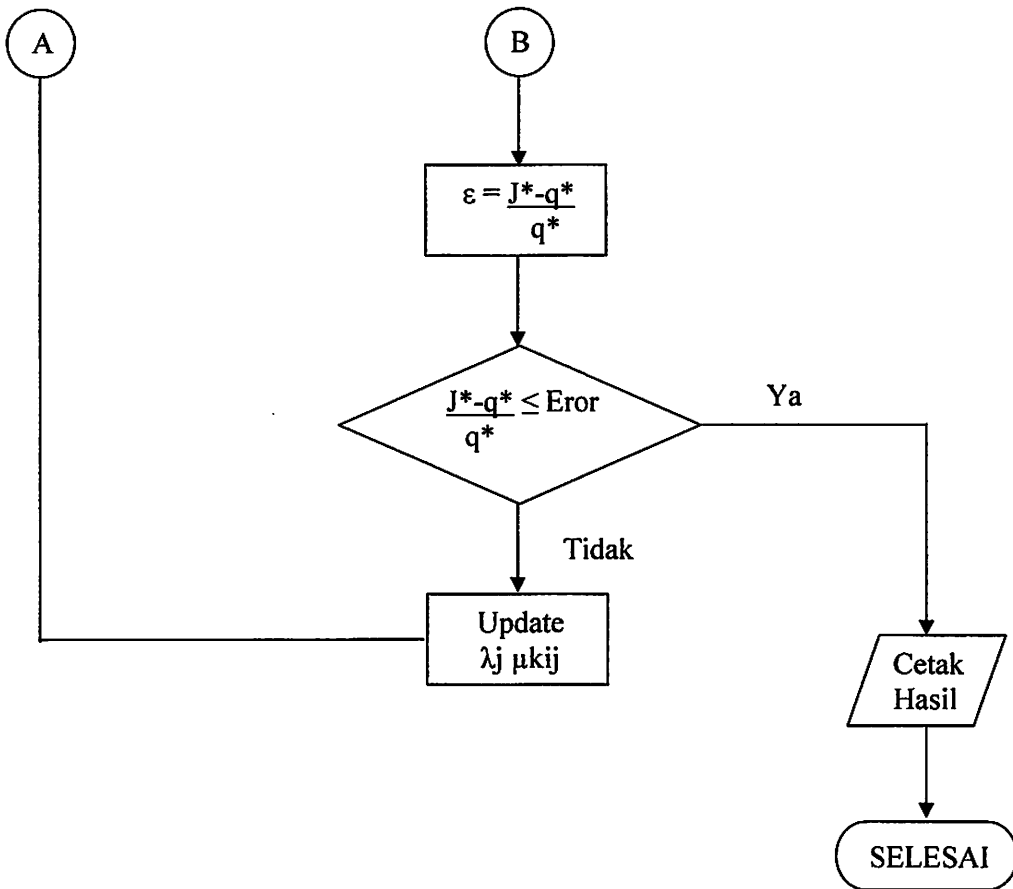
4.2 Algoritma Program

1. Masukan data parameter unit pembangkit termal dan hidro serta pembebanan periode untuk jangka waktu satu semester. 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 wadukdan inflow.
2. Menentukan nilai awal pengali Lagrange (λ, μ) yaitu sama dengan nol dan nilai J^* jika $U_{it} = 0$.
3. Perhitungan daya optimal tiap unit pembangkit termal($P_{t,ij}$) dan pembangkit hidro(Ph_{ij}).
4. Melakukan perhitungan dual Value (q^*).
5. Melakukan ekonomi dispatch tiap periode jam.
6. Melakukan perhitungan Primal Value (J^*).
7. Melakukan perhitungan relatif duality gap, Jika sudah cukup kecil maka menuju langkah 9, jika tidak menuju langkah 8.

8. Melakukan perhitungan up date λ, μ untuk tiap periode jam, kemudian kembali menuju langkah 3.
9. Penulisan hasil penjadwalan, daya keluaran dan total biaya pembangkitan.

4.3 Flowchart Lagrange Relaxation





4.4 Hasil Validasi Program

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

Parameter	Status Gen	Daya Gen	Summary	Grafik Biaya	Grafik Qout	Grafik Elevasi
Jam	Biaya Lagrange	Biaya EP	Sel			
1	677,847,688	695,429,019	17,581,331			
2	652,498,377	656,121,601	3,623,224			
3	651,303,117	643,348,475	-7,954,642			
4	656,585,616	670,920,238	14,334,622			
5	657,606,144	674,924,252	17,318,108			
6	627,234,964	624,134,295	-3,100,669			
7	604,314,874	588,296,436	-16,018,438			
8	614,209,460	597,452,210	-16,987,750			
9	628,222,476	596,928,850	-31,293,626			
10	625,539,670	621,496,031	-4,043,639			
11	625,848,456	598,261,486	-27,586,970			
12	623,937,197	592,138,695	-31,798,502			
13	622,944,028	616,467,329	-6,476,699			
14	620,598,700	609,484,720	-11,113,980			
15	624,519,749	619,973,526	-4,546,223			

Total Biaya Lagrange: 16,025,638,544
 Total Biaya EP: 16,057,994,992
 Selisih Biaya: 32,356,448

Gambar 4 - 2
Tampilan Hasil Perbandingan

Dilihat dari hasil perbandingan dengan metode yang telah divalidasi tersebut ternyata LR sedikit lebih unggul yaitu 0,20%.

4.5 Tampilan Program

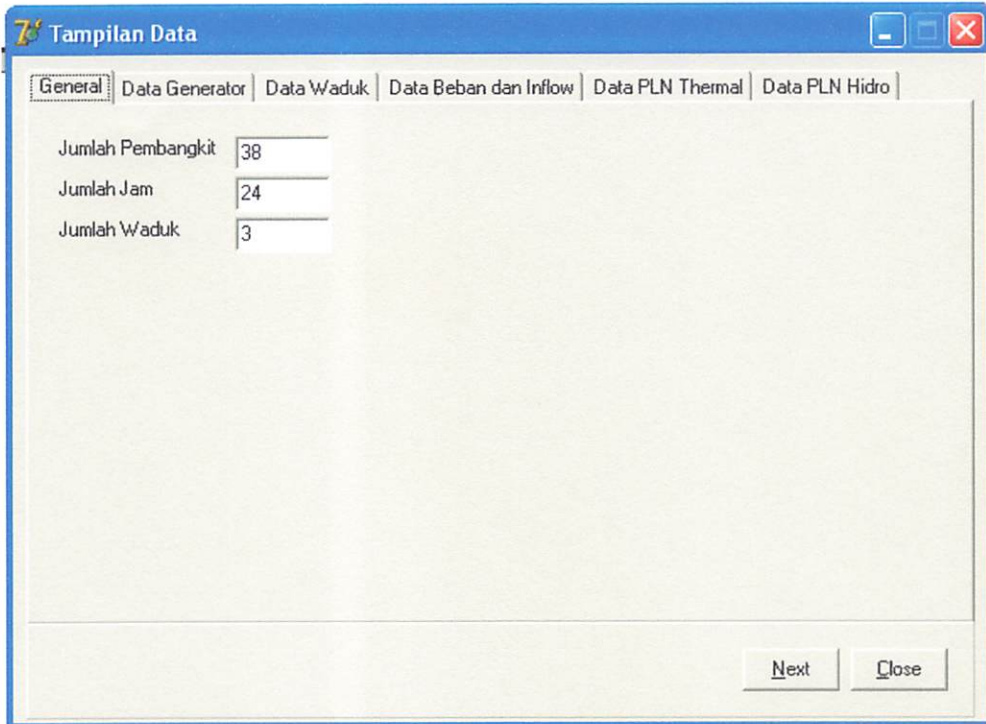
Program ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7 kemudian dieksekusi menggunakan komputer dengan spesifikasi Prosesor Pentium III, RAM 256 Mb.

1. Tampilan utama dari program



Gambar 4 - 3
Tampilan Program Utama

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



Field	Value
Jumlah Pembangkit	38
Jumlah Jam	24
Jumlah Waduk	3

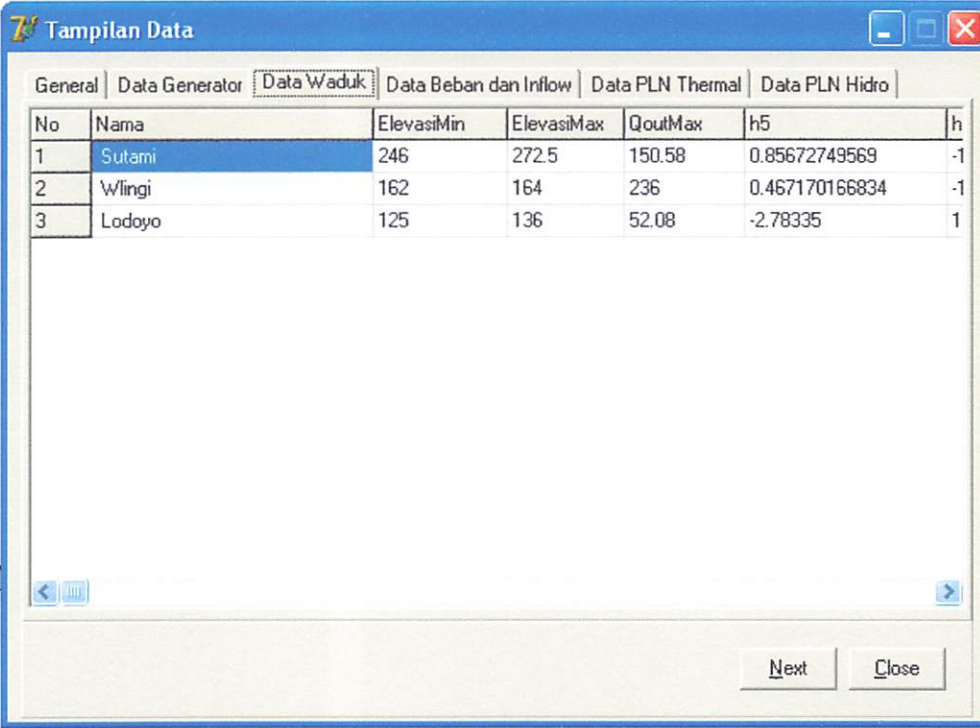
Gambar 4 - 4
Menu Tampilan Data Pada Data Utama

3. Tekan tombol *Data Generator*, masukan data penawaran pembangkitan yang beroperasi, *Pmax*, *Pmin*, *Konstanta biaya* a_0 , a_1 , a_2 , *Minimum Up-Down time*, *Hot start-up*, *Cold start-up*, *time cold start*, dan *initial state*.

Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tup
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 Pada Data Generator

4. Tekan Tombol *Data Waduk*, masukan data Elevasi minimum, Elevasi maksimum, Konstanta Daya, Qout maksimum, h 0 sampai h 5.



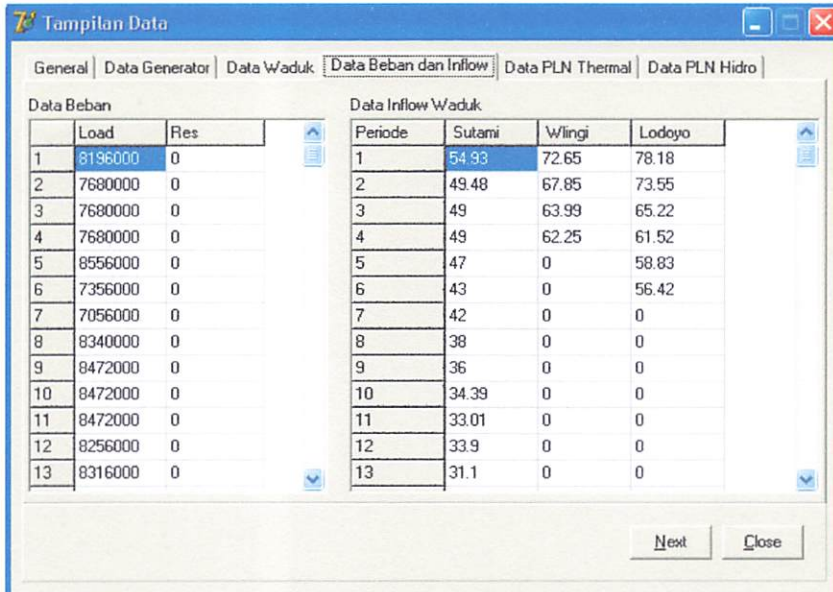
The screenshot shows a software window titled "Tampilan Data" with a blue header bar. Below the header, there are several tabs: "General", "Data Generator", "Data Waduk", "Data Beban dan Inflow", "Data PLN Thermal", and "Data PLN Hidro". The "Data Waduk" tab is currently selected. The main area of the window contains a table with the following data:

No	Nama	ElevasiMin	ElevasiMax	QoutMax	h5	h
1	Sutami	246	272.5	150.58	0.85672749569	-1
2	W'lingi	162	164	236	0.467170166834	-1
3	Lodoyo	125	136	52.08	-2.78335	1

At the bottom right of the window, there are two buttons: "Next" and "Close".

Gambar 4 - 6
Tampilan Data Waduk

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



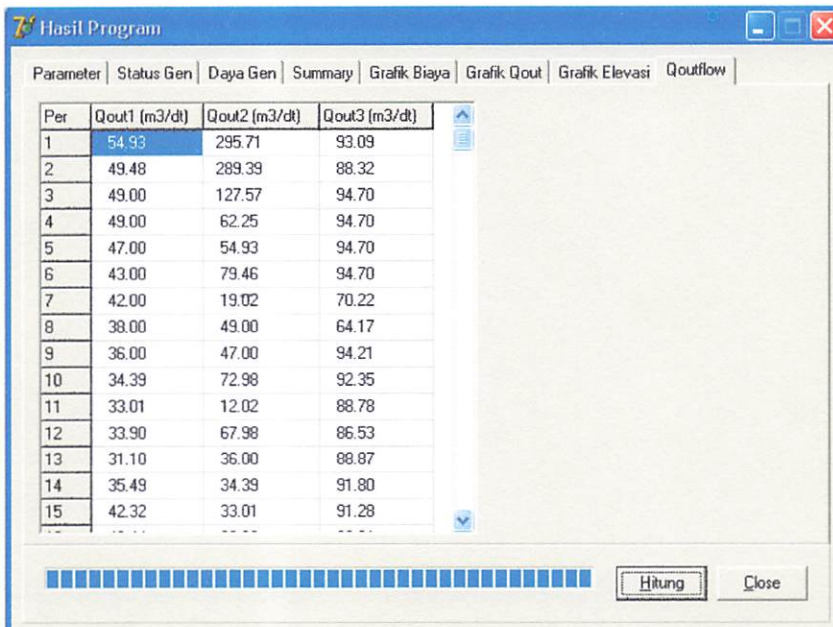
The screenshot shows a software window titled 'Tampilan Data' with several tabs: 'General', 'Data Generator', 'Data Waduk', 'Data Beban dan Inflow', 'Data PLN Thermal', and 'Data PLN Hidro'. The 'Data Beban dan Inflow' tab is active, displaying two tables side-by-side.

Data Beban			Data Inflow Waduk			
	Load	Res	Periode	Sutami	Wlingi	Lodoyo
1	8196000	0	1	54.93	72.65	78.18
2	7680000	0	2	49.48	67.85	73.55
3	7680000	0	3	49	63.99	65.22
4	7680000	0	4	49	62.25	61.52
5	8556000	0	5	47	0	58.83
6	7356000	0	6	43	0	56.42
7	7056000	0	7	42	0	0
8	8340000	0	8	38	0	0
9	8472000	0	9	36	0	0
10	8472000	0	10	34.39	0	0
11	8472000	0	11	33.01	0	0
12	8256000	0	12	33.9	0	0
13	8316000	0	13	31.1	0	0

Gambar 4 - 7

Tampilan Data Pembebanan Dan Data Inflow

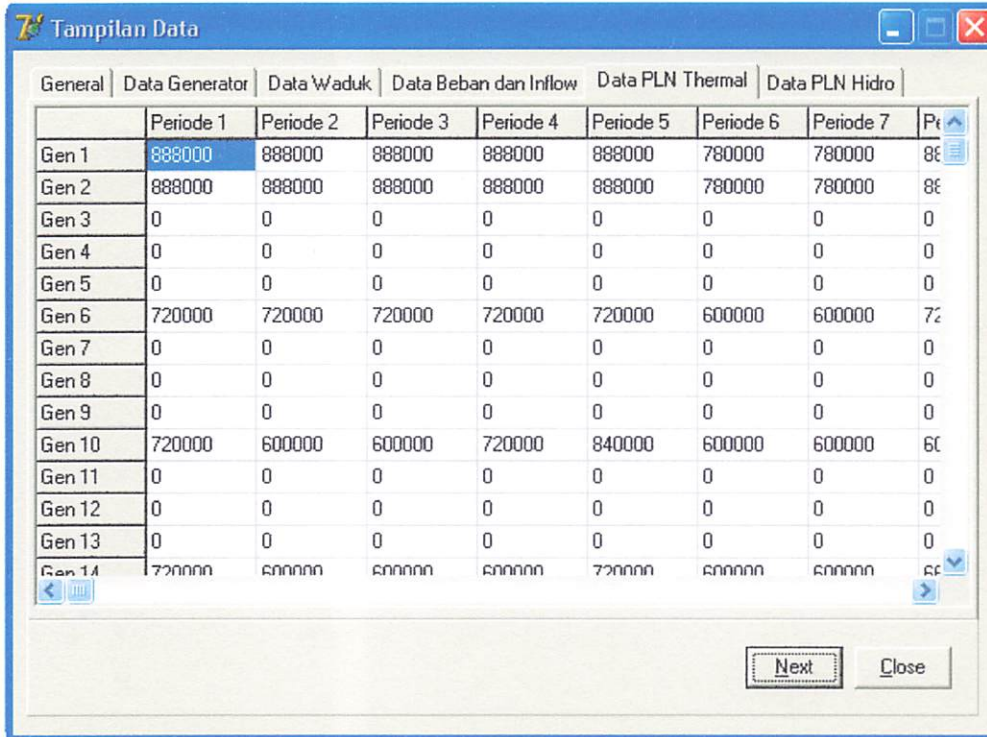
- Setelah dilakukan proses perhitungan menggunakan metode lagrange relaxation data inflow untuk wlingi dan lodoyo adalah



The screenshot shows a software window titled 'Hasil Program' with several tabs: 'Parameter', 'Status Gen', 'Daya Gen', 'Summary', 'Grafik Biaya', 'Grafik Qout', 'Grafik Elevasi', and 'Qoutflow'. The 'Summary' tab is active, displaying a table of calculated outflow values.

Per	Qout1 (m3/dt)	Qout2 (m3/dt)	Qout3 (m3/dt)
1	54.93	295.71	93.09
2	49.48	289.39	88.32
3	49.00	127.57	94.70
4	49.00	62.25	94.70
5	47.00	54.93	94.70
6	43.00	79.46	94.70
7	42.00	19.02	70.22
8	38.00	49.00	64.17
9	36.00	47.00	94.21
10	34.39	72.98	92.35
11	33.01	12.02	88.78
12	33.90	67.98	86.53
13	31.10	36.00	88.87
14	35.49	34.39	91.80
15	42.32	33.01	91.28

6. Masukkan data pembebanan tiap jam tiap unit pembangkit termal yang beroperasi, dengan menekan tombol *Data PLN Thermal*.

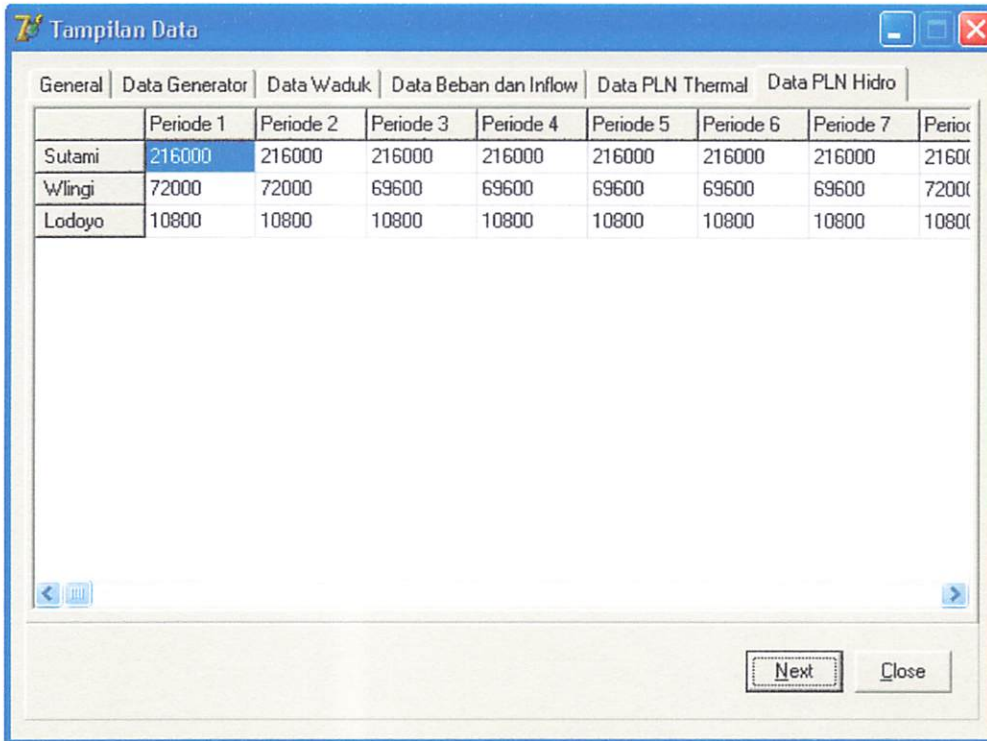


	Periode 1	Periode 2	Periode 3	Periode 4	Periode 5	Periode 6	Periode 7	Pt
Gen 1	888000	888000	888000	888000	888000	780000	780000	88
Gen 2	888000	888000	888000	888000	888000	780000	780000	88
Gen 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 4	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 5	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 6	720000	720000	720000	720000	720000	600000	600000	72
Gen 7	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 8	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 9	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 10	720000	600000	600000	720000	840000	600000	600000	60
Gen 11	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 12	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 13	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 14	720000	600000	600000	600000	720000	600000	600000	60

Gambar 4 - 8

Tampilan Data Pebebanan PLN Pada Unit Thermal Tiap Jam

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



The screenshot shows a software window titled "Tampilan Data" with a blue title bar. The window contains a tabbed interface with the following tabs: "General", "Data Generator", "Data Waduk", "Data Beban dan Inflow", "Data PLN Thermal", and "Data PLN Hidro". The "Data PLN Hidro" tab is active, displaying a table with the following data:

	Periode 1	Periode 2	Periode 3	Periode 4	Periode 5	Periode 6	Periode 7	Period
Sutami	216000	216000	216000	216000	216000	216000	216000	21600
Wlingi	72000	72000	69600	69600	69600	69600	69600	72000
Lodoyo	10800	10800	10800	10800	10800	10800	10800	10800

At the bottom right of the window, there are two buttons: "Next" and "Close".

Gambar 4 - 9
Tampilan Data Pembebanan Pada Unit Hidro

- Masukkan parameternya serta setting elevasi awal dan akhir waduk lalu tekan LR untuk memulai proses..

The screenshot shows a software window titled "Hasil Program" with a menu bar containing "Parameter", "Status Gen", "Daya Gen", "Summary", "Grafik Biaya", "Grafik Qout", and "Grafik Elevasi". The main area is divided into two sections:

- Parameter Lagrange:** Contains three input fields: "Jumlah Iterasi" (1000), "Alpha Positif" (0.01), and "Alpha Negative" (0.001). A "Use Default" button is located below these fields.
- Setting Elevasi Awal dan Akhir Waduk:** A table with the following data:

No	Nama Waduk	Elev Awal	Elev Akhir
1	Sutami	260.2	260.3
2	Wlingi	163.4	163.3
3	Lodoyo	135.7	135.7

At the bottom of the window, there is a "Hitung" button and a "Close" button.

Gambar 4 – 10
Tampilan Data Parameter Lagrange Relaxation

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

Parameter	Status Gen	Daya Gen	Summary	Grafik Biaya	Grafik Qout	Grafik Elevasi			
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jam 8	Jam 9
Unit 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 6	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 10	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 14	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 15	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Gambar 4 - 11

Tampilan Status Pembangkit Thermal

10. Tekan *Daya Gen* untuk melihat *Load Dispatchnya*

Parameter	Daya Gen								
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jam 8	Jam 9
Unit 1	888000	888000	888000	888000	888000	888000	888000	888000	888000
Unit 2	888000	888000	888000	888000	888000	888000	888000	888000	888000
Unit 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 6	1045310	877363	898680	907275	1152000	800357	709799	1136315	1152000
Unit 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 10	1045310	877363	898680	907275	1152000	800357	709799	1136315	1152000
Unit 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 14	1045310	877363	898680	907275	1152000	800357	709799	1136315	1152000
Unit 15	103200	103200	103200	103200	103200	103200	103200	103200	103200

Gambar 4 - 12

Tampilan Daya Pembangkitan

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

Period	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
1	1,613,928,019,661	1,712,578,776,486	98,
2	1,538,949,862,473	1,614,426,557,046	75,
3	1,548,448,856,523	1,614,426,557,046	65,
4	1,552,280,122,005	1,632,146,990,766	79,
5	1,688,030,608,341	1,782,515,882,958	94,
6	1,504,678,543,894	1,580,560,017,429	75,
7	1,464,462,055,110	1,518,431,841,000	53,
8	1,654,690,891,175	1,764,398,240,358	109,
9	1,675,600,738,164	1,789,631,327,418	114,
10	1,674,398,343,434	1,789,631,327,418	115,
11	1,679,154,680,351	1,789,631,327,418	110,
12	1,641,664,097,930	1,758,473,511,936	116,
13	1,653,175,556,174	1,769,328,172,806	116,
14	1,670,724,081,978	1,787,048,606,526	116,
15	1,789,915,239,143	1,906,707,444,383	116,

Total Biaya Program	12,445,088,941
Total Biaya PLN	13,163,742,091
Selisih Biaya	718,653,150

Gambar 4 - 13

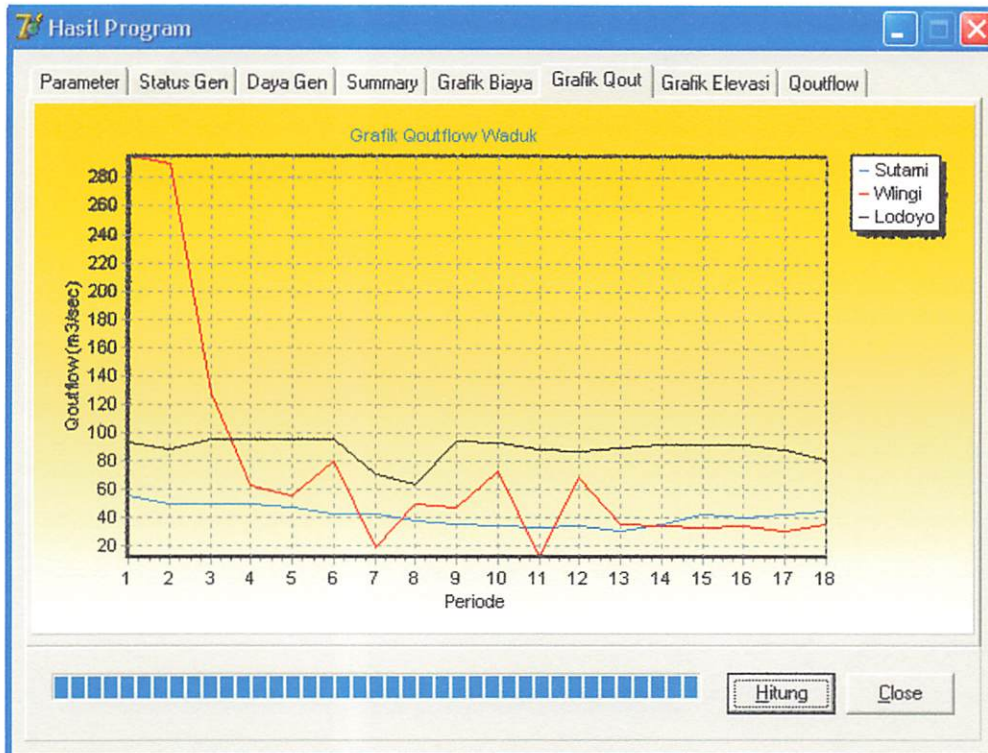
Tampilan Data Summary Hasil

12. Kemudian tekan *Grafik Biaya* untuk melihat grafik perbandingan antara biaya PLN dan Lagrange Relaxation



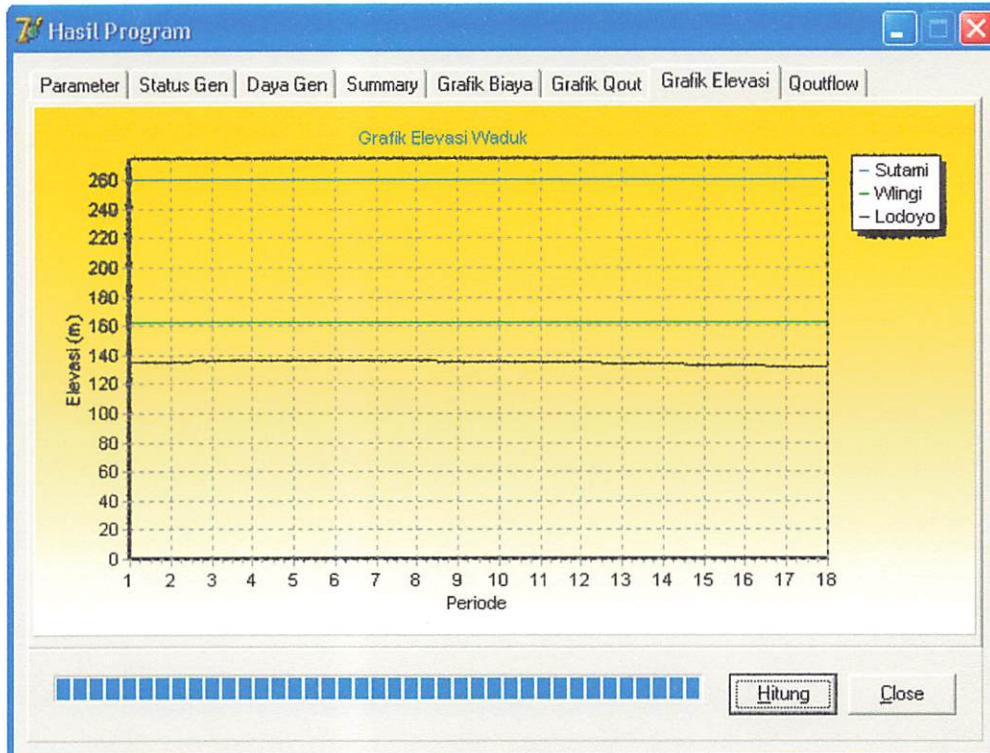
Gambar 4 - 14
Tampilan Grafik Biaya

13. Kemudian tekan *Grafik Qout* untuk mengetahui grafik pelepasan air



Gambar 4 - 15
Tampilan Grafik Outflow

14. Tekan *Grafik Elevasi* untuk melihat keadaan elevasi waduk selama pengoperasian.



Gambar 4 - 16
Tampilan Grafik Elevasi

4.6 Analisa Program dan Hasil Perhitungan

Program optimalisasi penjadwalan pembebanan unit pembangkit hidrotermal pada sistem PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali dengan menggunakan metode *Lagrange Relaxation*, 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 pencarian jejak kebelakang dari setiap tahap yang sudah dilakukan, sehingga didapat kombinasi unit-unit pembangkit yang paling murah (optimal) untuk melayani beban sistem.

Seluruh unit termal yang siap beroperasi dalam PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali terdiri dari 38 unit pembangkit. Pola kombinasi unit 1 sampai 38 pada satu semester waktu 18 periode yaitu bulan juni sampai november 2003, dapat dilihat pada tabel 4 - 1. Hal tersebut dipergunakan sebagai bahan perbandingan dengan hasil kombinasi metode *Lagrange Relaxation* dengan biaya operasional pada PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali dalam tiap periode dapat dilihat pada tabel 4 - 1.

Tabel 4 - 1
Perbandingan Biaya Operasional Per Periode PT. PJB Dan
Metode Lagrange Relaxation
Pada Bulan Juni sampai November 2003

Per	Biaya LR	Biaya PT.PJB
1	1,613,928,019,661	1,712,518,776,486
2	1,538,949,862,473	1,614,426,557,046
3	1,548,448,856,523	1,614,426,557,046
4	1,552,280,122,005	1,632,146,990,766
5	1,688,030,608,341	1,178,515,882,958
6	1,504,678,543,894	1,580,560,017,429
7	1,464,462,055,110	1,518,431,841,000
8	1,654,690,891,175	1,764,398,240,358
9	1,675,600,738,164	1,789,631,327,418
10	1,674,398,343,434	1,789,631,327,418
11	1,679,154,680,351	1,789,631,327,418
12	1,641,664,097,930	1,758,473,511,936
13	1,653,175,556,174	1769,328,172,806
14	1,670,724,081,978	1,787,048,606,526
15	1,789,915,239,143	1,906,707,444,383
16	1,836,608,978,535	1,943,794,505,135
17	1,806,613,903,988	1,891,319,064,858
18	1,874,888,879,224	1,947,930,866,358

Grafik 4 - 1

**Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional Per Periode
PT. PJB Dan Metode Lagrange Relaxation
Pada Bulan Juni sampai November 2003**



Biaya total perperiode selama satu semester dibandingkan, yaitu pada PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali dan Lagrange Relaxation dapat dilihat pada tabel 4 – 2 dibawah ini.

Tabel 4 - 2

Periode waktu (6 bulan)	Total Biaya Operasional PT. PJB (Rupiah)	Selisih	
		Rp	%
Juni – November 2003	19,668,568,812	718,653,150	3,65

Perbandingan total biaya operasi PT. PJB dengan Metode LR

Tabel 4 – 2 diatas menunjukkan bahwa dengan menggunakan metode Lagrange Relaxation terdapat pengurangan biaya total dalam tiap periode satu semester (6 bulan) dari biaya total PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali. Waktu yang diperlukan untuk komputasi dengan metode Lagrange Relaxation diperlukan sekitar beberapa detik, sehingga perubahan penjadwalan 18 periode bisa teratasi dengan cepat. Kurva perbandingan hasil optimasi biaya total dari metode Lagrange Relaxation dan PT. Pembangkitan Jawa ~ Bali. dapat dilihat pada grafik 4 - 1.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan metode Lagrange Relaxation pada penjadwalan pembangkit hidroelektrik terhadap beban yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa-Bali pada Bulan Juni sampai November 2003, maka dapat diambil kesimpulan :

1. Proses metode Lagrange Relaxation 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 bulan juni sampai november 2003 selisih biaya total antara metode Lagrange Relaxation dengan PT. PJB sebesar Rp. 718,653,150.
2. Waktu yang diperlukan untuk komputasi dengan Lagrange Relaxation pada bulan Juni sampai November 2003 $\pm 29,754$ detik, Jadi waktu yang diperlukan kurang dari 1 menit, sehingga perubahan penjadwalan satu semester bisa teratasi dengan cepat.
3. Memungkinkan untuk diterapkan metode Lagrange Relaxation 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 hidro dan termal yang lengkap untuk setiap unit yang angkanya tidak dibulatkan sehingga memudahkan pembuatan analisa dan evaluasi yang akurat.

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 : **BOBBY SAUL TUA HARIANTO**
N.I.M. : **99.12.168**
Jurusan : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**
Judul Skripsi : **OPTIMASI PEMBANGKIT
HIDROELEKTRIK JANGKA PANJANG
DENGAN METODE LAGRANGE
RELAXATION PADA PT. PEMBANGKITAN
JAWA-BALI**

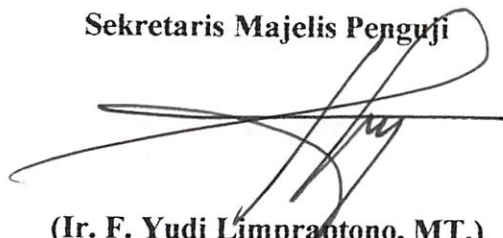
Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1)

Hari : **Rabu**
Tanggal : **30 Maret 2005**
Dengan Nilai : **63,165 (Enam Tiga Koma Satu Enam Lima)**

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

Sekretaris Majelis Penguji



(Ir. Mochtar Asroni, MSME.)

(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT.)

Nip. Y. 101 810 0036

Nip. Y. 103 950 0274

Penguji Pertama

Anggota Penguji

Penguji Kedua

(Ir. I Made Wartana, MT)

(Ir. Junior Siahaan)

Nip. 130 991 182

Nip. 102 890 0202



LEMBAR REVISI SKRIPSI

1. Nama : **BOBBY SAUL TUA HARIANTO**
2. NIM : **99.12.168**
3. Jurusan : **Teknik Elektro S-1**
4. Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**
5. Judul Skripsi : **OPTIMASI PEMBANGKIT
HIDROELEKTRIK JANGKA
PANJANG DENGAN METODE
LAGRANGE RELAXATION
PADA PT. PEMBANGKITAN
JAWA-BALI**

No.	Revisi	Paraf penguji
1.	Menurunkan jumlah iterasi sehingga waktu perhitungan lebih singkat.	
2.	Menampilkan waktu evaluasi	

Disetujui

Penguji Pertama

(Ir. I Made Wartana, MT)
Nip. 130 991 182

Penguji Kedua

(Ir. Junior Siahaan)
Nip. 102 890 0202

**Mengetahui,
Dosen Pembimbing**

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



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Bobby Sauli Tua Harianto
 Nim : 99.12.168
 Masa Bimbingan : 31 Januari 2005 Sampai Dengan 31 Juni 2005
 Judul Skripsi : Penerapan Penjadwalan Produksi Hidro Jangka Panjang Untuk Memaksimalkan Keuntungan Sistem HidroElektrik Pada PT. Pembangunan Jawa-Bali

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	07-03-05	Bab II - i. Pada 3.6 harus dicantumkan juga data inflasi Hidroanya 2. Periode Hidro dan periode kemul harus sesuai! Periode Hidro Periode (10 Hari)!	
2.	14-03-05	Bab IV : 1. Gambar 4-1: Mana bentuk persamaan rumus Pij dan Pij? 2. Mana fungsinya? 3. Mana penjabaran dari hidranya?	
3.	26-03-05	Judul : i. Kenapa di robak? Kenapa Optimal? 2. Uraian yang adalah penjabaran Jangka Panjang! Bab IV : 1. Xj mana adalah penjabaran dari hidranya? 2. Penjabaran kemul masalah sekunder	
4.		3. Gambar 4.6 tidak masalah skel! Kenapa Wl dan biaya inflasinya = 0? 4. Gambar 4.8. skel waktu yang minimal periode?	
5.		5. Gambar 4.7 ides? 6. Urutan tabel 4-10 diambil dari SKS! Abstrak: tidak sesuai dg. penjabaran Jangka Panjang!	
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang, 2005
 Dosen Pembimbing

Ir. Almizan Abdullah, MSEE.



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

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

ERSERO) MALANG
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, 17 Februari. 2005

Nomor : ITN-223/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 : BOBBY SAUL TUA H
Nim : 9912168
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro
Konsentrasi : T. Energi Listrik (S-1)

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

01 Januari 2005 s/d 01 Juli 2005

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



Ketua
Jurusan Teknik Elektro

[Signature]
Ir. I Made Wartana, MT
Nip. 131 991 182

Tindakan :

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a

**DATA KONDISI AIR WADUK/KOLAM
DEBIT AIR MASUK DAN KELUAR WADUK/KOLAM
BULAN JULI 2003**

PLTA	DEBIT AIR MASUK (M3/DT)					DEBIT AIR KELUAR (M3/DT)								IRIGASI RATA-2
	MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	TURBIN					SPILLWAY			
						MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	MAX	MIN	RATA-2	
SENGGURUH	29,21	1	21,04	29	23,35	29,23	1	20,17	23	22,43				
SUTAMI	45,46	12	30,59	21	38,89	50,63	1	36,69	18	44,21				
WLINGI	95,85	11	46,55	19	54,72	45,52	2	31,97	19	39,36				
LODOYO	54,10	3	41,04	19	47,55	50,95	5	41,34	19	46,89	5,09	0,00	0,60	
TULUNGAGUNG	46,00	5	2,41	22	6,28	46,00	5	2,10	30	12,67				
WONOREJO	0,00	0	0,000	0	0,00	7,06	01 S/D31	7,06	01 S/D31	7,06				
SELOREJO	6,66	10	6,04	30	5,88	7,14	23 S/D31	6,37	10 S/D20	6,75				
MENDALAN	7,30	1 S/D 2	7,14	23 S/D31	6,76	7,46	31	6,18	16	6,73				
SIMAN	8,36	31	7,08	16	7,75	8,26	31	7,00	16	7,63				
GIRINGAN	1,007	1	0,296	16	1,155	1,333	4	0,667	6	0,904				
GOLANG	1,069	1	0,774	17	0,952	1,069	4	0,771	28	0,906				
NGEBEL	1,087	1 s/d 6	0,174	30 s/d 31	1,081	1,087	29	0,950	2	1,081	0,00	0,00	0,00	0,000

Keterangan :

Karangkates, 04 Agustus 2003

**KEADAAN CURAH HUJAN
BULAN JULI 2003**

P L T A	LETAK PENGUKURAN HUJAN	JUMLAH HARI HUJAN	CURAH HUJAN		JUMLAH CURAH HUJAN (mm)
			MAX (mm)	MIN (mm)	
SUTAMI	SUTAMI 279 m	0	0	0	0
WLINGI	WLINGI 174 m	0	0	0	0
SENGGURUH	SENGGURUH 299 m	0	0	0	0 *)
SELOREJO	SELOREJO 638 m	0	0	0	0
	PUJON 1.100 m	0	0	0	0
	KEDUNGREJO 902 m	0	0	0	0
	NGANTANG 652 m	0	0	0	0
	JOMBOK 685 m	0	0	0	0
	SEKAR 682 m	0	0	0	0
TULUNGAGUNG	INLET 104 m	3	7,50	2,30	16,20
WONOREJO	BEND. WONOREJO m	2	2,74	0,63	3,37
GIRINGAN	SENTRAL GIRINGAN No. 57 a BENDUNGAN CATUR No. 38 a	0	0	0	0
NGEBEL	NGEBEL 734 m	0	0	0	0

Karangkates, 04 Agustus 2003

Keterangan : Jumlah curah hujan dari 4 lokasi *)
(Tangkil, Poncokusumo, Dampit dan Sengguruh)

**KEADAAN ELEVASI WADUK
BULAN JULI 2003**

PLTA	AWAL BULAN METER	AKHIR BULAN METER	TERTINGGI		TERENDAH		ISI WADUK (JUTA M3)		
			METER	TGL	METER	TGL			
SUTAMI	272,070	270,830	272,070	10	270,620	28	174,138	Standard Pengukuran Th '99	*)
WLINGI	163,500	163,500	163,500	1	163,410	18			
LODOYO	134,960	135,750	135,660	13	134,660	19			
SENGGURUH	292,196	292,133	292,296	7	291,788	5			
SELOREJO	620,660	619,700	620,660	1	619,700	31	48,759	Standard Pengukuran Th '95	*)
TULUNGAGUNG	77,990	78,030	78,580	3	77,550	21			
WONOREJO		174,010	179,300	1	174,010	31	119,623		*)
NGEBEL	729,380	727,830	729,380	1	727,830	31	19,924		*)

Karangkates, 04 Agustus 2003

Keterangan :

*) Diisi hanya waduk Sutami , Selorejo, Wonorejo dan Ngebek (Waduk tahunan).

DATA PENGUSAHAAN PEMBANGKITAN
BULAN JULI 2003

PLTA / UNIT	PRODUKSI KWh		PEM. SENDIRI KWh	SUSUT TRAFO KWh	PENJUALAN KWh
	per unit	per PLTA			
SENGGURUH 1	1.509.100,00	3.377.800,00	24.526,80	18.696,85	3.334.576,35
SENGGURUH 2	1.868.700,00				
SUTAMI 1	7.352.200,00	23.631.000,00	47.210,60	132.560,04	23.451.229,36
SUTAMI 2	12.252.600,00				
SUTAMI 3	4.026.200,00				
WLINGI 1	1.346.800,00	5.569.400,00	38.574,00	31.371,82	5.499.454,18
WLINGI 2	4.222.600,00				
LODOYO	3.116.570,00	3.116.570,00	17.044,00	24.352,30	3.075.173,70
TULUNGAGUNG 1	1.059.750,00	2.413.260,00	20.696,62	13.495,55	2.379.067,83
TULUNGAGUNG 2	1.353.510,00				
WONOREJO	2.629.580,00	2.629.580,00	9.102,00	130.878,00	2.489.600,00
SELOREJO	1.726.000,00	1.726.000,00	7.347,20	14.340,65	1.704.312,15
Sub.Total EP	42.463.610,00	42.463.610,00	164.501,22	365.695,21	41.933.413,57
MENDALAN 1	79.000,00	6.165.920,00	21.460,00	51.220,50	6.093.239,50
MENDALAN 2	3.131.520,00				
MENDALAN 3	1.437.300,00				
MENDALAN 4	1.518.100,00				
SIMAN 1	1.481.520,00	4.372.320,00	5.224,40	36.300,81	4.330.794,79
SIMAN 2	1.366.320,00				
SIMAN 3	1.524.480,00				
GIRINGAN 1	239.918,70	542.548,56	4.718,14	6.018,48	531.811,94
GIRINGAN 2	37.881,90				
GIRINGAN 3	264.747,96				
GOLANG 1	155.200,00	467.700,00	1.833,00	-	465.867,00
GOLANG 2	86.100,00				
GOLANG 3	226.400,00				
NGEBEL	1.140.480,00	1.140.480,00	2.425,00	12.657,37	1.125.397,63
Sub.Tot.Non EP	12.688.968,56	12.688.968,56	35.660,54	106.197,16	12.547.110,86
TOTAL	55.152.578,56	55.152.578,56	200.161,76	471.892,37	54.480.524,43

**DATA KONDISI AIR WADUK/KOLAM
DEBIT AIR MASUK DAN KELUAR WADUK/KOLAM
BULAN AGUSTUS 2003**

P L T A	DEBIT AIR MASUK (M3/DT)					DEBIT AIR KELUAR (M3/DT)								IRIGASI RATA-2
	M A X	T G L	M I N	T G L	RATA-2	T U R B I N					S P I L L W A Y			
						M A X	T G L	M I N	T G L	RATA-2	M A X	M I N	RATA-2	
SENGGURUH	51,09	6	34,86	22	19,41	28,28	1	16,31	25	19,41				
SUTAMI	41,76	1	29,79	12	32,95	43,03	3	36,50	31	38,98				
WLINGI	52,87	5	43,01	30	47,18	47,12	14	29,05	22	35,86				9,60
LODOYO	47,91	8	32,00	25	42,95	46,56	2	38,57	29	43,10				0,17
TULUNGAGUNG	8,68	5	2,41	24	4,40	42,00	5	20,00	25	4,62				
WONOREJO	0,00	0	0,000	0	0,00	7,06	1	6,05	18	6,29				
SELOREJO	6,01	25	4,15	14	5,52	8,04	23 s/d 31	7,48	1 s/d 21	7,65				
MENDALAN	8,04	23 s/d 31	7,48	1 s/d 21	7,65	8,10	9	6,97	10	7,57				
SIMAN	9,00	9	7,87	10	8,46	8,92	9	7,80	10	8,37				
GIRINGAN	1,090	5	0,880	27	0,790	0,933	3	0,667	30	0,790				
GOLANG	0,910	2	0,630	31	0,790	0,920	2	0,610	28	0,740				
NGEBEL	1,170	2	0,136	25	0,152	1,087	6	0,950	27	1,081				1,450

Keterangan :

Karangates, 03 September 2003

**KEADAAN CURAH HUJAN
BULAN AGUSTUS 2003**

P L T A	LETAK PENGUKURAN HUJAN	JUMLAH HARI HUJAN	CURAH HUJAN		JUMLAH CURAH HUJAN (mm)
			MAX (mm)	MIN (mm)	
SUTAMI	SUTAMI 279 m	0	0	0	0
WLINGI	WLINGI 174 m	0	0	0	0
SENGGURUH	SENGGURUH 299 m	0	0	0	0 *)
SELOREJO	SELOREJO 638 m	0	0	0	0
	PUJON 1.100 m	0	0	0	0
	KEDUNGREJO 902 m	0	0	0	0
	NGANTANG 652 m	0	0	0	0
	JOMBOK 685 m	0	0	0	0
	SEKAR 682 m	0	0	0	0
TULUNGAGUNG	INLET 104 m	3	2,60	1,00	5,30
WONOREJO	BEND. WONOREJO m	1	2,53	0,00	2,53
GIRINGAN	SENTRAL GIRINGAN No. 57 a	0	0	0	0
	BENDUNGAN CATUR No. 38 a	0	0	0	0
NGEBEL	NGEBEL 734 m	0	0	0	0

Karangkates, 03 September 2003

Keterangan : Jumlah curah hujan dari 4 lokasi *)
(Tangkil, Poncosumo, Dampit dan Sengguruh)

**KEADAAN ELEVASI WADUK
BULAN AGUSTUS 2003**

PLTA	AWAL BULAN METER	AKHIR BULAN METER	TERTINGGI		TERENDAH		ISI WADUK (JUTA M3)
			METER	TGL	METER	TGL	
SUTAMI	270,630	269,010	270,630	1	268,830	31	23.050 Standard Pengukuran Th '2002 *)
WLINGI	163,100	163,060	163,210	4	162,930	20	
LODOYO	135,750	135,400	135,370	19	134,220	28	
SENGGURUH	292,101	292,027	292,201	6	291,980	22	
SELOREJO	619,640	617,470	619,64	1	617,47	31	35,315 Standard Pengukuran Th '95 *)
TULUNGAGUNG	78,800	77,950	78,590	5	77,600	22	
WONOREJO		167,520	170,000	1	167,520	31	70,053 *)
NGEBEL	727,770	725,410	727,770	1	725,410	31	11,595 *)

Karangkates, 03 September 2003

Keterangan :

*) Diisi hanya waduk Sutami , Selorejo, Wonorejo dan Ngebek (Waduk tahunan).

**DATA PENGUSAHAAN PEMBANGKITAN
BULAN AGUSTUS 2003**

MK

14

PLTA / UNIT	PRODUKSI KWh per unit	PRODUKSI KWh per PLTA	PEM. SENDIRI KWh	SUSUT TRAFO KWh	PENJUALAN KWh
SENGGURUH 1	1.459.500,00	2.877.300,00	22.449,60	15.934,03	2.838.916,37
SENGGURUH 2	1.417.800,00				
SUTAMI 1	13.446.700,00	20.376.500,00	46.930,40	114.334,07	20.215.235,53
SUTAMI 2	3.490.500,00				
SUTAMI 3	3.439.300,00				
WLINGI 1	2.224.300,00	5.024.400,00	37.460,00	28.314,53	4.958.625,47
WLINGI 2	2.800.100,00				
LODOYO	2.786.340,00	2.786.340,00	17.281,00	21.777,10	2.747.281,90
TULUNGAGUNG 1	932.530,00	1.766.450,00	19.498,26	9.925,87	1.737.025,87
TULUNGAGUNG 2	833.920,00				
WONOREJO	2.509.770,00	2.509.770,00	8.901,00	132.869,00	2.368.000,00
SELOREJO	1.852.230,00	1.852.230,00	7.625,80	15.388,92	1.829.215,28
Sub.Total EP	37.192.990,00	37.192.990,00	160.146,06	338.543,52	36.694.300,42
MENDALAN 1	221.600,00	7.084.520,00	21.900,00	58.845,77	7.003.774,23
MENDALAN 2	3.054.720,00				
MENDALAN 3	2.070.100,00				
MENDALAN 4	1.738.100,00				
SIMAN 1	1.562.520,00	4.772.640,00	5.154,40	39.623,33	4.727.862,27
SIMAN 2	1.627.320,00				
SIMAN 3	1.582.800,00				
GIRINGAN 1	90.607,32	461.970,70	4.679,95	5.124,09	452.166,66
GIRINGAN 2	210.489,36				
GIRINGAN 3	160.874,02				
GOLANG 1	130.000,00	377.400,00	1.866,00	-	375.534,00
GOLANG 2	100.700,00				
GOLANG 3	146.700,00				
NGEBEL	1.492.150,00	1.492.150,00	2.578,00	16.560,78	1.473.011,22
Sub.Tot.Non EP	14.188.680,70	14.188.680,70	36.178,35	120.153,97	14.032.348,38
TOTAL	51.381.670,70	51.381.670,70	196.324,41	458.697,49	50.726.648,80

**DATA KONDISI AIR WADUK/KOLAM
DEBIT AIR MASUK DAN KELUAR WADUK/KOLAM
Bulan September 2003**

PLTA	DEBIT AIR MASUK (M3/DT)					DEBIT AIR KELUAR (M3/DT)								IRIGASI RATA-2
	MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	TURBIN					SPILLWAY			
						MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	MAX	MIN	RATA-2	
SENGGURUH	18.38	1	15.68	24	17.17	18.75	26	15.50	24	17.19				
SUTAMI	32.12	21	27.68	22	30.27	36.86	8	33.49	20	35.54				
WLINGI	45.30	1	38.58	18	41.78	41.98	5	29.39	20	33.05				7.25
LODOYO	44.47	5	37.21	1	40.90	43.82	16	0.00	29	37.81	44.30	0.00	2.95	
TULUNGAGUNG	20.00	14	1.45	9	3.55	21.00	1	20.00	5	3.42				
WONOREJO	0.00	0	0.000	0	0.00	8.00	12 s/d 30	6.32	1	5.94				
SELOREJO	6.98	19	4.92	24	5.55	8.57	30	8.04	1s/d 28	8.06				
MENDALAN	8.04	1 s/d 30	8.04	1 s/d 30	8.04	7.80	17	7.31	10	7.54				
SIMAN	8.29	3	7.46	20	7.89	8.20	3	7.36	20	7.54	7.50	7.50	0.25	
GIRINGAN	0.887	9	0.780	26	0.665	0.800	15	0.533	25	0.665				
GOLANG	0.800	5	0.500	24	0.665	0.700	11	0.600	28	0.650				
NGEBEL	0.174	5	0.136	8	0.152	1.472	10	1.019	2	1.430				1.450

456.5

Keterangan :

Karangkates, 03 Oktober 2003

**KEADAAN CURAH HUJAN
Bulan September 2003**

P L T A	LETAK PENGUKURAN HUJAN		JUMLAH HARI HUJAN	CURAH HUJAN		JUMLAH CURAH HUJAN (mm)
				MAX (mm)	MIN (mm)	
SUTAMI	SUTAMI	279 m	2	12	2	14
WLINGI	WLINGI	174 m	3	17	1	27
SENGGURUH	SENGGURUH	299 m	4	34	2	65 *)
SELOREJO	SELOREJO	638 m	1	4	0	4
	PUJON	1,100 m	0	0	0	0
	KEDUNGREJO	902 m	0	0	0	0
	NGANTANG	652 m	3	5	2	10
	JOMBOK	685 m	3	5	3	11
	SEKAR	682 m	3	12	1	16
TULUNGAGUNG	INLET	104 m	7	16.10	0.30	25.51
WONOREJO	BEND. WONOREJO	m	3	37.90	1.47	48.00
GIRINGAN	SENTRAL GIRINGAN No. 57 a		0	0	0	0
	BENDUNGAN CATUR No. 38 a		0	0	0	0
NGEBEL	NGEBEL	734 m	0	0	0	0

Karangkates, 03 Oktober 2003

Keterangan : Jumlah curah hujan dari 4 lokasi *)
(Tangkil, Poncokusumo, Dampit dan Sengguruh)

**KEADAAN ELEVASI WADUK
Bulan September 2003**

PLTA	AWAL BULAN METER	AKHIR BULAN METER	TERTINGGI		TERENDAH		ISI WADUK (JUTA M3)
			METER	TGL	METER	TGL	
SUTAMI ✓	268.790	267.220	268.790	1	267.080	30	129,809 Standard Pengukuran Th '2002 *)
WLINGI ✓	163.180	163.040	163.240	2	162.950	16	
LODOYO ✓	135.400	135.980	135.530	29	134.930	20	
SENGGURUH	292.065	292.023	292.145	27	291.964	5	
SELOREJO	617.390	614.630	617.39	1	614.63	30	35.05 Standard Pengukuran Th '95 *)
TULUNGAGUNG	78.150	78.150	78.570	16	77.910	15	
WONOREJO	167.510	161.600	167.510	1	161.600	30	54.40 *)
NGEBEL	725.330	722.720	725.330	1	722.720	30	7.733 *)

Karangates, 03 Oktober 2003

Keterangan :

*) Diisi hanya waduk Sutami , Selorejo, Wonorejo dan Ngebek (Waduk tahunan).

DATA PENGUSAHAAN PEMBANGKITAN
Bulan September 2003

PLTA / UNIT	PRODUKSI KWh per unit	KWh per PLTA	PEM. SENDIRI KWh	SUSUT TRAFO KWh	PENJUALAN KWh
SENGGURUH 1	1,194,900.00	2,670,300.00	20,845.20	14,787.75	2,634,667.05
SENGGURUH 2	1,475,400.00				
SUTAMI 1	3,297,300.00	17,617,700.00 ✓	44,962.40 ✓	98,875.15	17,473,862.45 ✓
SUTAMI 2	11,652,900.00				
SUTAMI 3	2,667,500.00				
WLINGI 1	1,636,100.00	4,618,300.00 ✓	35,678.00 ✓	26,031.91	4,556,590.09 ✓
WLINGI 2	2,982,200.00				
ODOYO	2,386,790.00	2,386,790.00 ✓	16,101.00 ✓	18,657.63	2,352,031.37 ✓
TULUNGAGUNG 1	616,260.00	1,335,100.00	20,302.49	7,550.14	1,307,247.37
TULUNGAGUNG 2	718,840.00				
WONOREJO	1,781,040.00	1,781,040.00	8,635.00	85,205.00	1,687,200.00
SELOREJO	1,699,190.00	1,699,190.00	7,134.00	14,117.69	1,677,938.31
Sub.Total EP	32,108,420.00	32,108,420.00	153,658.09	265,225.27	31,689,536.64
MENDALAN 1	448,600.00	6,835,700.00	22,100.00	56,780.97	6,756,819.03
MENDALAN 2	801,600.00				
MENDALAN 3	2,658,600.00				
MENDALAN 4	2,926,900.00				
SIMAN 1	449,520.00	4,505,520.00	7,458.00	37,410.89	4,460,651.11
SIMAN 2	2,403,720.00				
SIMAN 3	1,652,280.00				
GIRINGAN 1	66,967.64	377,699.63	4,285.99	4,189.00	369,224.64
GIRINGAN 2	211,004.76				
GIRINGAN 3	99,727.23				
GOLANG 1	101,300.00	307,600.00	1,797.00	-	305,803.00
GOLANG 2	98,000.00				
GOLANG 3	108,300.00				
NGEBEL	1,514,150.00	1,514,150.00	2,453.00	16,805.08	1,494,891.92
Sub.Tot.Non EP	13,540,669.63	13,540,669.63	38,093.99	115,185.94	13,387,389.70
TOTAL	45,649,089.63	45,649,089.63	191,752.08	380,411.21	45,076,926.34

**DATA KONDISI AIR WADUK/KOLAM
DEBIT AIR MASUK DAN KELUAR WADUK/KOLAM
BULAN OKTOBER 2003**

PLTA	DEBIT AIR MASUK (M3/DT)					DEBIT AIR KELUAR (M3/DT)								IRIGASI RATA-2
	MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	TURBIN					SPILLWAY			
						MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	MAX	MIN	RATA-2	
SENGGURUH	44,45	4	15,50	23	19,96	45,21	4	15,29	21	19,92				
SUTAMI	53,62	31	32,22	2	38,24	72,29	31	35,11	1	46,52				
WLINGI	83,34	31	42,04	2	53,27	74,18	31	31,75	1	43,97				7,07
LODOYO	90,77	31	44,34	7	54,89	50,72	5	0,00	14	46,27	47,12	0,00	8,68	0,00
TULUNGAGUNG	91,79	30	1,45	15	8,68	31,00	5	20,00	11	6,82				
WONOREJO	15,39	30	0,130	10	1,18	9,00	21	8,00	1	4,64				
SELOREJO	7,82	27	2,62	16	5,40	9,25	10s/19	8,20	21s/31	8,67				
MENDALAN	9,25	16	8,20	25	8,94	8,91	21	7,86	4	8,84				
SIMAN	10,08	26	0,00	3	8,90	9,80	11	0,18	5	7,80				
GIRINGAN	1,302	15	0,394	12	0,795	0,107	11	0,000	0	0,061				
GOLANG	0,766	10	0,511	20	0,633	0,790	10	0,475	28	0,603				
NGEBEL	0,155	2	0,100	5	0,125	1,468	8	0,778	24	1,000				1,310

456,5

Keterangan :

Karangates, 04 Nopember 2003

**KEADAAN CURAH HUJAN
BULAN OKTOBER 2003**

P L T A	LETAK PENGUKURAN HUJAN	JUMLAH HARI HUJAN	CURAH HUJAN		JUMLAH CURAH HUJAN (mm)
			MAX (mm)	MIN (mm)	
SUTAMI	SUTAMI 279 m	8	173	2	438
WLINGI	WLINGI 174 m	2	13	6	19
SENGGURUH	SENGGURUH 299 m	5	70	3	107 *)
SELOREJO	SELOREJO 638 m	5	32	5	43
	PUJON 1.100 m	3	18	6	39
	KEDUNGREJO 902 m	3	28	8	46
	NGANTANG 652 m	12	33	1	114
	JOMBOK 685 m	10	40	1	111
	SEKAR 682 m	4	27	2	52
TULUNGAGUNG	INLET 104 m	14	27,80	0,20	172,20
WONOREJO	BEND. WONOREJO m	11	39,38	0,18	4,44
GIRINGAN	SENTRAL GIRINGAN No. 57 a BENDUNGAN CATUR No. 38 a	0	0	0	0
NGEBEL	NGEBEL 734 m	8	8	8	8

Karangkates, 04 Nopember 2003

Keterangan : Jumlah curah hujan dari 4 lokasi *)
(Tangkil, Poncokusumo, Dampit dan Sengguruh)

**KEADAAN ELEVASI WADUK
BULAN OKTOBER 2003**

PLTA	AWAL BULAN METER	AKHIR BULAN METER	TERTINGGI		TERENDAH		ISI WADUK (JUTA M3)
			METER	TGL	METER	TGL	
SUTAMI	267,220	264,230	267,390	5	263,660	31	108,640 Standard Pengukuran Th '2002 *)
WLINGI	163,040	163,190	163,260	23	162,930	1	
LODOYO	135,980	135,820	135,070	22	134,190	19	
SENGGURUH	292,023	291,810	292,242	4	291,979	13	
SELOREJO	614,630	610,010	614,51	1	610,01	31	18,37 Standard Pengukuran Th '95 *)
TULUNGAGUNG	78,150	78,160	78,570	2	76,930	5	
WONOREJO	161,600	157,420	161,590	1	157,330	31	44,30 *)
NGEBEL	722,720	720,360	722,630	1	720,360	31	4,3661 *)

Karangates, 04 Nopember 2003

Keterangan :

*) Diisi hanya waduk Sutami , Selorejo, Wonorejo dan Ngebel (Waduk tahunan).

**DATA PENGUSAHAAN PEMBANGKITAN
BULAN OKTOBER 2003**

PLTA / UNIT	PRODUKSI KWh		PEM. SENDIRI KWh	SUSUT TRAFU KWh	PENJUALAN KWh
	per unit	per PLTA			
SENGGURUH 1	1.560.300,00	3.343.300,00	21.339,60	18.491,65	3.303.468,75
SENGGURUH 2	1.783.000,00				
SUTAMI 1	6.378.500,00	23.270.600,00	48.759,00	130.550,84	23.091.290,16
SUTAMI 2	12.325.800,00				
SUTAMI 3	4.566.300,00				
WLINGI 1	1.429.800,00	6.601.400,00	39.034,00	37.153,21	6.525.212,79
WLINGI 2	5.171.600,00				
LODOYO	3.174.620,00	3.174.620,00	17.953,00	24.807,39	3.131.859,61
TULUNGAGUNG 1	2.442.960,00	3.039.580,00	29.144,44	16.988,12	2.993.447,44
TULUNGAGUNG 2	596.620,00				
WONOREJO	1.327.390,00	1.327.390,00	9.115,00	55.075,00	1.263.200,00
SELOREJO	1.715.270,00	1.715.270,00	7.041,20	14.250,97	1.693.977,83
Sub.Total EP	42.472.160,00	42.472.160,00	172.386,24	297.317,18	42.002.456,58
MENDALAN 1	389.900,00	7.285.500,00	22.360,00	60.514,84	7.202.625,16
MENDALAN 2	1.771.200,00				
MENDALAN 3	1.929.000,00				
MENDALAN 4	3.195.400,00				
SIMAN 1	1.582.440,00	4.811.520,00	5.882,20	39.947,50	4.765.690,30
SIMAN 2	1.561.920,00				
SIMAN 3	1.667.160,00				
GIRINGAN 1	165.031,08	362.376,05	4.932,18	4.018,39	353.425,48
GIRINGAN 2	169.600,96				
GIRINGAN 3	27.744,01				
GOLANG 1	110.900,00	290.200,00	1.860,00	-	288.340,00
GOLANG 2	88.700,00				
GOLANG 3	90.600,00				
NGEBEL	1.378.410,00	1.378.410,00	2.575,00	15.297,28	1.360.537,72
Sub.Tot.Non EP	14.128.006,05	14.128.006,05	37.609,38	119.778,01	13.970.618,66
TOTAL	56.600.166,05	56.600.166,05	209.995,62	417.095,19	55.973.075,24

**DATA KONDISI AIR WADUK/KOLAM
DEBIT AIR MASUK DAN KELUAR WADUK/KOLAM
BULAN NOPEMBER 2003**

PLTA	DEBIT AIR MASUK (M3/DT)					DEBIT AIR KELUAR (M3/DT)									IRIGASI RATA-2
	MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	TURBIN					SPILLWAY				
						MAX	TGL	MIN	TGL	RATA-2	MAX	MIN	RATA-2		
SENGGURUH	94,34	17	17,06	11	47,41	85,39	18	2,98	6	34,20					
SUTAMI	272,38	23	31,36	13	88,03	151,12	24	40,01	13	94,11					
WLINGI	342,42	23	49,46	13	122,11	199,16	27	36,08	15	103,35	232,51	3,28	63,31	8,10	
LODOYO	478,41	23	45,16	15	148,58	52,33	14	42,01	23	47,45	439,37	0,00	101,22	0,00	
TULUNGAGUNG	119,80	20	2,28	17	31,33	62,00	26	20,00	3	28,72				3,34	
WONOREJO	22,16	22	0,218	9	6,62	11,00	25	9,00	1	5,17					
SELOREJO	15,38	23	4,60	8	8,23	10,43	22s/d30	8,20	01s/d21	8,91					
MENDALAN	9,25	25	8,20	2	8,57	8,77	8	8,18	27	8,49					
SIMAN	11,03	20	8,77	18	9,51	10,96	20	8,70	18	9,12					
GIRINGAN	3,501	16	0,788	3	1,384	0,347	25	0,050	3	0,118					
GOLANG	2,594	22	0,533	6	1,251	2,708	22	0,428	6	1,226					
NGEBEL	1,200	23	0,136	8	0,327	1,468	13	0,321	18	0,360				0,380	

456,5

Keterangan :

Karangates, 03 Desember 2003

**KEADAAN CURAH HUJAN
BULAN NOPEMBER 2003**

P L T A	LETAK PENGUKURAN HUJAN		JUMLAH HARI HUJAN	CURAH HUJAN		JUMLAH CURAH HUJAN (mm)
				MAX (mm)	MIN (mm)	
SUTAMI	SUTAMI	279 m	21	602	2	2.622
WLINGI	WLINGI	174 m	16	56	2	336
SENGGURUH	SENGGURUH	299 m	21	439	2	1.500 *)
SELOREJO	SELOREJO	638 m	13	56	3	334
	PUJON	1.100 m	1	10	0	10
	KEDUNGREJO	902 m	1	50	0	50
	NGANTANG	652 m	4	21	2	41
	JOMBOK	685 m	4	24	6	55
	SEKAR	682 m	4	8	5	25
	TULUNGAGUNG	INLET	104 m	19	35,50	0,70
WONOREJO	BEND. WONOREJO	m	15	33,48	0,21	157,59
GIRINGAN	SENTRAL GIRINGAN No. 57 a		11	4	25	123
	BENDUNGAN CATUR No. 38 a		12	6	125	417
NGEBEL	NGEBEL	734 m	409	104	4	409

Keterangan : Jumlah curah hujan dari 4 lokasi *)
(Tangkil, Poncokusumo, Dampit dan Sengguruh)

Karangates, 03 Desember 2003

**KEADAAN ELEVASI WADUK
BULAN NOPEMBER 2003**

	KONTROL				WADUK		ISI WADUK (JUTA M3)	
	1	2	3	4	5	6		
SUTAMI	264,230	261,970	264,110	23	260,280	30	108,640 Standard Pengukuran Th '2002	*)
WLINGI	163,190	163,050	163,240	4	162,930	14		
LODOYO	135,820	135,820	135,760	20	134,570	15		
SENGGURUH	291,810	292,840	292,521	23	291,126	6	16,58 Standard Pengukuran Th '95	*)
SELOREJO	610,010	608,780	609,90	1	607,78	16		
TULUNGAGUNG	78,160	78,000	119,800	20	2,280	17		
WONOREJO	157,420	158,840	158,880	30	155,610	15		
NGEBEL	720,360	719,870	720,590	1	719,870	30	4,7817	*)

Karangates, 03 Desember 2003

Keterangan :

*) Diisi hanya waduk Sutami , Selorejo, Wonorejo dan Ngebel (Waduk tahunan).

**DATA PENGUSAHAAN PEMBANGKITAN
BULAN NOPEMBER 2003**

MK

14

PLTA / UNIT	PRODUKSI KWh		PEM. SENDIRI KWh	SUSUT TRAFU KWh	PENJUALAN KWh
	per unit	per PLTA			
SENGGURUH 1	3.447.300,00	5.861.600,00	22.736,40	32.349,07	5.806.514,53
SENGGURUH 2	2.414.300,00				
SUTAMI 1	16.193.500,00	43.931.000,00	54.903,20	246.278,05	43.629.818,75
SUTAMI 2	14.594.300,00				
SUTAMI 3	13.143.200,00				
WLINGI 1	6.821.700,00	14.601.700,00	40.758,00	81.963,08	14.478.978,92
WLINGI 2	7.780.000,00				
LODOYO	3.215.640,00	3.215.640,00	17.674,00	25.126,64	3.172.839,36
TULUNGAGUNG 1	7.512.760,00	11.818.400,00	40.985,78	65.253,18	11.712.161,04
TULUNGAGUNG 2	4.305.640,00				
WONOREJO	1.390.360,00	1.390.360,00	8.278,00	61.282,00	1.320.800,00
SELOREJO	1.496.600,00	1.496.600,00	6.323,40	12.434,56	1.477.842,04
Sub.Total EP	82.315.300,00	82.315.300,00	191.658,78	524.686,58	81.598.954,64
MENDALAN 1	107.700,00	7.161.320,00	23.000,00	59.485,43	7.078.834,57
MENDALAN 2	3.204.320,00				
MENDALAN 3	996.800,00				
MENDALAN 4	2.772.500,00				
SIMAN 1	1.472.080,00	5.270.160,00	4.952,60	43.752,34	5.221.455,06
SIMAN 2	1.474.200,00				
SIMAN 3	1.613.880,00				
GIRINGAN 1	1.19.166,32	685.497,86	5.418,68	7.604,65	672.474,53
GIRINGAN 2	1.16.685,14				
GIRINGAN 3	1.16.646,40				
GOLANG 1	1.12.700,00	599.600,00	1.884,00	-	597.716,00
GOLANG 2	1.12.000,00				
GOLANG 3	1.11.900,00				
NGEBEL	1.14.230,00	274.230,00	2.496,00	3.039,66	268.694,34
Sub.Tot.Non EP	13.990.807,86	13.990.807,86	37.751,28	113.882,08	13.839.174,50
TOTAL	96.306.107,86	96.306.107,86	229.410,06	638.568,66	95.438.129,14

POLA OPERASI WADUK SUTAMI
MUSIM KEMARAU 2003
 (Pola Revisi *)

BLN/DKD	OUTFLOW SENGGRH m3/dl	REM BASIN m3/dl	INFLOW SUTAMI m3/dl	OUTFLOW SUTAMI m3/dl	BEBAN			PRODUKSI LISTRIK mWh	ELEVASI AKHIR m	JAM OPRS TOTAL jam/hari	
					PUNCAK MW	DASAR MW	RATA-2 MW				
JUN	1	41.40	12.93	54.33	54.50	105.00	22.33	39.55	9,492.34	272.49	24.00
	2	37.70	11.78	49.48	49.50	105.00	17.74	35.92	8,621.28	272.49	24.00
	3	31.83	9.95	41.78	49.00	105.00	17.24	35.53	8,526.48	271.91	24.00
JUL	1	33.70	10.53	44.23	49.00	105.00	17.05	35.37	8,488.67	271.51	24.00
	2	31.74	9.92	41.56	47.00	97.00	17.08	33.73	8,096.00	271.06	24.00
	3	31.89	9.96	41.85	43.00	82.00	17.26	30.75	8,117.30	270.95	24.00
AGS	1	28.97	9.05	38.02	42.00	79.00	17.03	29.94	7,186.34	270.62	24.00
	2	26.21	8.19	34.40	38.00	64.00	17.23	26.97	6,473.92	270.31	24.00
	3	23.62	7.38	31.00	36.00	57.00	17.10	25.42	6,709.63	269.81	24.00
SEP	1	20.21	6.31	26.52	34.39	49.00	17.19	23.81	5,715.48	268.00	24.00
	2	18.45	5.76	24.21	33.01	43.00	17.23	22.60	5,423.88	267.00	24.00
	3	17.93	5.60	23.53	33.90	45.00	17.04	22.87	5,487.81	265.80	24.00
OKT	1	16.53	5.16	21.69	31.10	34.00	17.14	20.66	4,957.27	264.60	24.00
	2	18.12	5.66	23.78	35.49	46.00	17.15	23.16	5,557.85	263.00	24.00
	3	20.85	6.51	27.36	42.32	64.00	17.10	26.87	7,093.58	260.50	24.00
NOP	1	18.93	5.92	24.85	40.44	54.00	17.02	24.72	5,933.39	257.80	24.00
	2	24.66	7.71	32.37	42.17	54.00	17.26	24.91	5,978.46	255.90	24.00
	3	31.10	9.72	40.82	45.08	60.00	17.12	26.06	6,253.50	255.00	24.00
Produksi listrik total =										124,113.18	

d:\hidro\powlbrantas\mk2003\revisi\revisi-mk03

POLA OPERASI WADUK SUTAMI
MUSIM KEMARAU 2003
(KEANDALAN DEBIT 65%)

BLN/DKD	OUTFLOW SENGGRH m3/dt	REM BASIN m3/dt	INFLOW SUTAMI m3/dt	OUTFLOW SUTAMI m3/dt	BEBAN			PRODUKSI LISTRIK mWh	ELEVASI AKHIR m	JAM OPERASI jam/hari	
					PUNCAK mW	DASAR mW	RATA-2 mW				
JUN 1	41.40	12.93	54.33	54.50	105.00	22.33	39.55	9,492.34	272.49	24.00	
2	37.70	11.78	49.48	49.50	105.00	17.74	35.92	8,621.28	272.49	24.00	
3	31.83	9.95	41.78	49.00	105.00	17.24	35.53	8,526.48	271.91	24.00	
JUL 1	33.70	10.53	44.23	49.00	105.00	17.05	35.37	8,488.67	271.51	24.00	
2	31.74	9.92	41.66	47.00	97.00	17.08	33.73	8,096.00	271.06	24.00	
3	31.89	9.96	41.85	43.00	82.00	17.26	30.75	8,117.30	270.95	24.00	
AGS 1	28.97	9.05	38.02	42.00	79.00	17.03	29.94	7,186.34	270.62	24.00	
2	25.21	8.19	34.40	39.00	64.00	17.23	26.97	6,473.92	270.31	24.00	
3	23.62	7.39	31.00	36.00	57.00	17.10	25.42	6,709.63	269.81	24.00	
SEP 1	23.13	7.23	30.36	36.00	56.00	17.16	25.25	6,060.04	269.20	24.00	
2	21.03	6.57	27.60	36.00	55.00	17.14	25.03	6,007.41	268.31	24.00	
3	20.09	6.28	26.37	36.00	54.00	17.03	24.73	5,936.13	267.23	24.00	
OKT 1	20.47	6.39	26.86	35.00	49.00	17.08	23.73	5,694.27	266.31	24.00	
2	22.09	6.90	28.99	40.00	63.00	17.16	26.71	6,409.93	264.94	24.00	
3	23.25	7.27	30.52	42.00	67.00	17.12	27.51	7,262.26	263.25	24.00	
NOV 1	23.12	7.23	30.35	42.80	66.00	17.23	27.39	6,573.35	261.42	24.00	
2	29.23	9.13	38.36	46.40	74.00	17.22	29.05	6,972.61	260.14	24.00	
3	45.09	14.09	59.18	60.00	105.00	19.35	37.19	8,925.63	260.00	24.00	
Total produksi listrik =									131,553.59		

POLA OPERASI WADUK WLINGI
MUSIM KEMARAU 2003
(KEANDALAN DEBIT 85%)

Elevasi : 162.00 - 163.50 m
Operasi beban puncak : 5 jam/hari

BLN/DKD	OUTFLOW SUTAMI m3/dt	REM BASIN m3/dt	INFLOW WLINGI m3/dt	OUTFLOW			BEBAN			PRODUKSI LISTRIK mWh	JAM OPERASI jam/hari
				TURBIN m3/dt	IRIGASI m3/dt	TOTAL m3/dt	PUNCAK mW	DASAR mW	RATA-2 mW		
JUN 1	54.50	18.15	72.65	57.71	14.94	72.65	44.88	10.50	11.54	2,770.08	10.01
2	49.60	16.35	67.85	54.09	13.76	67.85	44.15	10.50	10.82	2,596.32	8.70
3	49.00	14.99	63.99	50.23	13.76	63.99	43.38	10.50	10.05	2,411.04	7.31
JUL 1	49.00	13.25	62.25	48.38	13.87	62.25	43.01	10.50	9.88	2,322.24	6.84
2	47.00	12.03	59.03	46.69	12.44	59.03	42.66	10.50	9.32	2,236.32	6.99
3	43.00	11.12	54.12	43.43	10.69	54.12	41.69	-	8.89	2,293.10	6.00
AGS 1	42.00	11.54	53.54	42.90	10.64	53.54	41.18	-	8.58	2,069.20	5.00
2	38.00	10.17	48.17	38.88	9.51	48.17	37.11	-	7.73	1,856.88	5.00
3	38.00	9.43	46.43	36.91	8.62	45.43	36.43	-	7.33	1,948.86	5.00
SEP 1	38.00	9.58	45.58	37.57	7.99	45.56	36.07	-	7.51	1,803.36	5.00
2	36.00	8.84	44.84	37.08	7.86	44.94	35.60	-	7.42	1,779.84	5.00
3	36.00	7.97	43.97	36.18	7.81	43.97	34.71	-	7.23	1,735.68	5.00
OKT 1	35.00	8.84	43.84	35.87	8.17	43.84	34.24	-	7.13	1,712.16	5.00
2	40.00	10.62	50.62	42.41	8.21	50.62	40.71	-	8.48	2,035.98	5.00
3	42.00	15.50	57.50	49.11	8.39	57.50	43.18	10.50	9.82	2,593.01	6.90
NOV 1	42.80	16.09	58.89	51.53	7.76	59.09	43.60	10.50	10.27	2,463.84	7.70
2	46.49	20.28	66.66	57.89	8.97	66.66	44.87	10.50	11.54	2,769.12	10.01
3	60.00	28.77	88.77	77.09	11.68	88.77	48.75	10.50	15.42	3,700.32	17.03
Total produksi listrik =										41,085.84	

**POLA OPERASI WADUK LODOYO
MUSIM KEMARAU 2003
(KEANDALAN DEBIT 65%)**

Elevasi : 130.50 - 136.00 m

BLN/DKD	OUTFLOW WLINGI m3/dt	REM BASIN m3/dt	INFLOW LODOYO m3/dt	OUTFLOW			BEBAN mW	PRODUKSI LISTRIK mWh	JAM OPERASI jam/hari
				TURBIN m3/dt	SP.WAY m3/dt	TOTAL m3/dt			
JUN 1	57.71	20.47	78.18	57.50	20.68	78.18	4.50	1,080.00	24.00
2	54.09	19.46	73.55	57.50	16.05	73.55	4.50	1,080.00	24.00
3	50.23	14.99	65.22	57.50	7.72	65.22	4.50	1,080.00	24.00
JUL 1	48.30	13.14	61.52	57.50	4.02	61.52	4.50	1,080.00	24.00
2	46.59	12.24	58.83	57.50	1.33	58.83	4.50	1,080.00	24.00
3	43.43	12.99	56.42	56.42	-	56.42	4.50	1,080.00	24.00
AGS 1	42.90	12.92	55.82	55.82	-	55.82	4.42	1,165.67	24.00
2	38.66	12.86	51.52	51.52	-	51.52	4.37	1,048.43	24.00
3	36.91	12.91	49.82	49.82	-	49.82	4.03	967.67	24.00
SEP 1	37.57	11.15	48.72	48.72	-	48.72	3.90	1,029.31	24.00
2	37.08	10.56	47.66	47.66	-	47.66	3.81	915.08	24.00
3	36.16	11.64	47.80	47.80	-	47.80	3.73	895.17	24.00
OKT 1	35.67	12.16	47.83	47.83	-	47.83	3.74	897.80	24.00
2	42.41	10.68	53.09	53.09	-	53.09	3.74	898.36	24.00
3	49.11	10.99	60.10	57.50	-	57.50	4.15	997.16	24.00
NOP 1	51.33	10.98	62.31	57.50	2.60	60.10	4.50	1,188.00	24.00
2	57.69	15.73	73.42	57.50	4.81	62.31	4.50	1,080.00	24.00
3	77.09	18.56	95.65	57.50	15.92	73.42	4.50	1,080.00	24.00
				57.50	38.15	95.65	4.50	1,080.00	24.00

UP

POLA OPERASI WADUK SENGGURUH
MUSIM KEMARAU 2003
(Pola Revisi *)

REVISI RUW
Hasil rapat Tim Teknis 4/9
Jambil memungsu kesminan
Dpt digunakan dg aman

Elevasi : 291.40 - 292.50 m

Operasi beban puncak : 5 jam/hari

BLN/DKD	INFLOW m3/dt	OUTFLOW m3/dt	BEBAN			PRODUKSI LISTRIK mWh	JAM OPERASI jam/hari	
			PUNCAK mW	DASAR mW	RATA-2 mW			
JUN	1	41.40	41.40	29.20	6.16	7.11	1,706.44	9.00
	2	37.70	37.70	29.20	7.85	6.41	1,536.47	6.00
	3	31.83	31.83	26.06	-	5.43	1,302.96	5.00
JUL	1	33.70	33.70	28.29	-	5.89	1,414.59	5.00
	2	31.74	31.74	27.12	-	5.65	1,355.99	5.00
	3	31.89	31.89	27.59	-	5.75	1,517.28	5.00
AGS	1	28.97	28.97	25.31	-	5.27	1,265.52	5.00
	2	26.21	26.21	23.23	-	4.84	1,161.26	5.00
	3	23.62	23.62	21.29	-	4.44	1,170.87	5.00
SEP	1	20.21	20.21	19.43	-	4.05	971.34	5.00
	2	18.45	18.45	18.34	-	3.82	917.05	5.00
	3	17.93	17.93	18.54	-	3.86	927.01	5.00
OKT	1	16.53	16.53	17.65	-	3.68	882.55	5.00
	2	18.12	18.12	19.35	-	4.03	967.59	5.00
	3	20.85	20.85	22.27	-	4.64	1,224.59	6.00
NOP	1	18.93	18.93	20.22	-	4.21	1,011.13	5.00
	2	24.66	24.66	26.34	-	5.49	1,317.11	5.00
	3	31.10	31.10	29.20	6.42	7.15	1,716.82	9.00
Produksi listrik total =						22,368.57		

d:\hidro\powbrantas\mk2003\rev-final\revsgr-mk03

Ket: *)

Juni s/d Agustus : sesuai Pola Semenlara

September s/d Nopember : Pola Revisi sesuai Hasil Rapat Teknis PIPA tgl 4 September 2003

**POLA OPERASI WADUK SENGGURUH
MUSIM KEMARAU 2003
(KEANDALAN DEBIT 85%)**

Elevasi : 291.40 - 292.5 m
Operasi beban puncak : 5 jam/hari

BLN/DKD	INFLOW m3/dt	OUTFLOW m3/dt	BEBAN			PRODUKSI LISTRIK mWh	JAM OPERASI jam/hari	
			PUNCAK mW	DASAR mW	RATA-2 mW			
JUN 1	41.40	41.40	29.20	6.16	7.11	1,706.44	9.00	
2	37.70	37.70	29.20	7.85	6.41	1,538.47	6.00	
3	31.83	31.83	26.06	-	5.43	1,302.96	5.00	
JUL 1	33.70	35.70	28.29	-	5.89	1,414.59	5.00	
2	31.74	31.74	27.12	-	5.65	1,355.99	5.00	
3	31.89	31.89	27.59	-	5.75	1,517.28	5.00	
AGS 1	28.97	28.97	25.31	-	5.27	1,265.52	5.00	
2	28.21	28.21	23.23	-	4.84	1,161.26	5.00	
3	23.62	23.62	21.29	-	4.44	1,170.87	5.00	
SEP 1	23.13	23.13	21.32	-	4.44	1,066.03	5.00	
2	21.03	21.03	19.96	-	4.16	998.08	5.00	
3	20.09	20.09	19.78	-	4.12	989.21	5.00	
OKT 1	20.47	20.47	20.89	-	4.35	1,044.48	5.00	
2	22.09	22.09	23.49	-	4.89	1,174.38	5.00	
3	23.25	23.25	24.84	-	5.17	1,368.02	5.00	
NOP 1	23.12	23.12	24.70	-	5.15	1,234.82	5.00	
2	29.23	29.23	29.20	6.80	6.85	1,595.93	7.00	
3	45.09	45.09	29.20	6.03	9.85	2,364.99	20.00	
Total Produksi Listrik =							24,267.42	

**POLA OPERASI PLTA TULUNGAGUNG SELATAN
MUSIM KEMARAU 2003
(KEANDALAN DEBIT 65%)**

ELEVASI MUKA AIR : 77.00 - 78.60 M

BLN/DKD	INFLOW (m3/dt)			OUTFLOW (m3/dt)		JAM OPERASI (jam/hari)	BEBAN (mW)	PRODUKSI LISTRIK (mWh)
	REM BASIN	DARI WNR	TOTAL	TURBIN	TRWNG			
JUN 1	10.49	1.75	12.24	12.24	0.00	9.47	18.00	1,705.45
2	3.63	0.41	4.04	4.04	0.00	3.13	18.00	563.47
3	8.62	0.72	9.34	9.34	0.00	7.23	18.00	1,301.32
JUL 1	6.84	0.35	7.19	7.19	0.00	5.56	18.00	1,001.55
2	6.47	0.49	6.96	6.96	0.00	5.39	18.00	970.25
3	7.46	0.38	7.83	7.83	0.00	6.06	18.00	1,200.49
AGS 1	5.19	0.63	5.83	5.83	0.00	4.51	18.00	812.01
2	4.44	0.31	4.76	4.76	0.00	3.68	18.00	662.69
3	3.53	0.41	3.94	3.94	0.00	3.05	18.00	603.80
SEP 1	2.42	0.30	2.73	2.73	0.00	2.11	18.00	379.79
2	2.09	0.55	2.64	2.64	0.00	2.04	18.00	367.62
3	1.76	0.24	2.00	2.00	0.00	1.55	18.00	278.41
OKT 1	1.94	0.00	1.94	1.94	0.00	1.51	18.00	271.02
2	5.16	0.09	5.24	5.24	0.00	4.06	18.00	730.91
3	5.64	0.00	5.64	5.64	0.00	4.37	18.00	855.22
NOP 1	15.21	0.22	15.43	15.43	0.00	11.95	18.00	2,150.44
2	44.21	1.49	45.70	45.70	0.00	17.69	36.00	6,368.05
3	29.84	0.80	30.64	30.64	0.00	23.72	18.00	4,269.27
TOTAL :								24,501.78

POLA OPERASI WADUK SUTAMI
MUSIM HUJAN 2003/2004
(KEANDALAN DEBIT : 65%)

Elevasi awal : 260.00 m

BLN/DKD	OUTFLOW SENGGRH M3/DT	REM BASIN M3/DT	INFLOW SUTAMI M3/DT	OUTFLOW SUTAMI M3/DT	BEBAN			ENERSI MWH	ELEVASI AKHIR M	JAM OPRS TOTAL JAM
					PUNCAK MW	DASAR MW	RATA-2 MW			
DES 1	43.81	13.69	57.50	57.00	104.00	17.24	35.31	8,475	260.08	24.00
2	40.61	12.69	53.30	53.00	93.00	17.04	32.86	7,888	260.13	24.00
3	55.62	17.38	73.00	65.00	105.00	23.81	40.73	10,752	261.52	24.00
JAN 1	61.26	19.14	80.40	65.00	105.00	25.13	41.77	10,025	263.77	24.00
2	59.51	18.59	78.10	67.00	105.00	28.08	44.10	10,585	265.21	24.00
3	63.32	19.78	83.10	67.25	105.00	29.54	45.26	11,949	267.28	24.00
PEB 1	76.80	24.00	100.80	87.00	105.00	48.14	59.98	14,396	268.79	24.00
2	70.63	22.07	92.70	87.00	105.00	49.08	60.73	14,576	269.40	24.00
3	67.74	21.16	88.90	87.00	105.00	49.43	61.01	11,713	269.56	24.00
MAR 1	74.29	23.21	97.50	92.00	105.00	54.20	64.78	15,547	270.12	24.00
2	72.69	22.71	95.40	92.00	105.00	54.64	65.13	15,631	270.41	24.00
3	66.29	20.71	87.00	85.00	105.00	48.62	60.37	15,937	270.59	24.00
APR 1	60.57	18.93	79.50	75.00	105.00	39.91	53.47	12,833	270.97	24.00
2	61.26	19.14	80.40	75.00	105.00	40.29	53.77	12,905	271.43	24.00
3	61.03	19.07	80.10	75.00	105.00	40.69	54.09	12,981	271.86	24.00
MEI 1	50.14	15.66	65.80	60.00	105.00	27.30	43.49	10,437	272.33	24.00
2	41.83	13.07	54.90	54.00	105.00	21.85	39.17	9,401	272.40	24.00
3	42.06	13.14	55.20	54.00	105.00	21.86	39.18	10,344	272.50	24.00
Enersi total :								216,375	mWh	

**POLA OPERASI WADUK SUTAMI
MUSIM KEMARAU 2004
(KEANDALAN DEBIT 55%)**

Elevasi awal : 272.50 m

BLN/DKD	OUTFLOW SENGGRH m3/dt	REM BASIN m3/dt	INFLOW SUTAMI m3/dt	OUTFLOW SUTAMI m3/dt	BEBAN *)			PRODUKSI LISTRIK mWh	ELEVASI AKHIR m	JAM OPERASI jam/hari
					PUNCAK mW	DASAR mW	RATA-2 mW			
JUN 1	43.86	13.71	57.57	57.57	105.00	25.14	41.78	10,027.25	272.50	24.00
2	41.19	12.87	54.06	54.06	105.00	21.93	39.23	9,415.90	272.50	24.00
3	36.02	11.26	47.28	54.78	105.00	22.54	39.72	9,532.68	271.90	24.00
JUL 1	35.40	11.06	46.46	55.41	105.00	22.75	39.89	9,572.69	271.10	24.00
2	33.77	10.55	44.32	51.59	105.00	18.83	36.78	8,826.97	270.45	24.00
3	33.53	10.48	44.01	45.54	86.00	18.15	32.29	8,523.46	270.30	24.00
AGS 1	29.42	9.19	38.61	42.95	77.00	18.06	30.34	7,281.74	269.90	24.00
2	26.78	8.37	35.15	41.55	71.00	18.16	29.17	7,000.34	269.25	24.00
3	26.16	8.17	34.33	39.25	62.00	18.25	27.36	7,224.09	268.70	24.00
SEP 1	25.06	7.83	32.89	39.29	62.00	18.04	27.20	6,527.70	268.05	24.00
2	25.41	7.94	33.35	42.12	70.00	18.02	28.85	6,924.37	267.05	24.00
3	22.54	7.04	29.58	39.50	59.00	18.16	26.67	6,400.55	265.90	24.00
OKT 1	22.54	7.04	29.58	39.64	58.00	18.01	26.34	6,322.32	264.60	24.00
2	23.89	7.47	31.36	40.49	58.00	18.19	26.48	6,355.43	263.35	24.00
3	25.86	8.08	33.94	39.59	54.00	18.04	25.53	6,739.57	262.45	24.00
NOP 1	27.48	8.59	36.07	41.66	59.00	18.01	26.55	6,372.44	261.60	24.00
2	33.12	10.35	43.47	51.54	86.00	18.23	32.35	7,764.43	260.30	24.00
3	44.44	13.89	58.33	60.19	105.00	19.55	37.35	8,964.06	260.00	24.00
Produksi listrik total : 139,776.04 mWh										

stm-alt/mk0404/alokair/nink/d

*) berdasar asumsi operasi beban puncak selama 5 jam dan beban dasar selama 19 jam

POLA OPERASI WADUK SUTAMI

Tahun / Bulan / Dekade		Musim Hujan 2003/2004															
		Desember			Januari			Pebruari			Maret			April			
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Elevasi Muka Air (m)	Pola	260.08	260.13	261.52	263.77	265.21	267.28	268.79	269.4	269.56	270.12	270.41	270.59	270.97	271.43	271.9	
	Aktual	260.83	260.1	261.04	263.44	265.1	267.19	268.5	269.66	270.34	270.08	272.62	271.6	270.89	271.08	271.6	
Debit Inflow (m3/det)	Pola	57.5	53.3	73	81.4	78.1	83.1	100.8	92.7	88.9	97.5	95.4	87	79.5	80.4	80.1	
	Aktual	129.97	78.331	77.421	64.7	78.677	118.7618	107.533	86.79	161.1044	129.57	210.04	135.62	110.762	80.338	70.1	
Debit Outflow (m3/det)	Pola	87	53	65	65	67	67.25	87	87	87	92	92	85	75	75	75	
	Aktual	121.15	87.285	71.315	43.857	61.993	96.01909	92.547	75.777	146.7344	135.43	166.14	145.13	118.633	75.933	62.7	
Tahun / Bulan / Dekade		Musim Kemarau 2004															
		Juni			Juli			Agustus			September			Oktober			
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
		Elevasi Muka Air (m)		Pola	272.5	272.5	271.9	271.1	270.45	270.3	269.9	269.25	268.7	268.05	267.05	265.9	264.6
		Aktual	272.17	272	271.37	270.94	270.4	269.91	269.57	269.14	268.64	268.03	267.36	265.84	264.5	262.81	261.1
Debit Inflow (m3/det)		Pola	57.57	54.06	47.28	46.46	44.32	44.01	38.61	35.15	34.33	32.89	33.35	29.58	29.58	31.36	33.94
		Aktual	54.412	55.138	44.516	47.664	42.912	39.22273	42.664	34.65	32.47455	31.048	44.84	41.263	34.909	31.679	31.68
Debit Outflow (m3/det)		Pola	57.57	54.06	54.78	55.41	51.59	45.54	42.95	41.55	39.25	39.29	42.12	39.5	39.64	40.49	39.59
		Aktual	54.442	57.104	53.099	53.059	51.124	44.80455	40.581	38.485	37.53364	37.413	50.656	52.74	45.091	46.943	44.32

PRODUKSI ENERGI WADUK

Mei		
1	2	3
272.33	272.4	272.5
271.42	272	272.2
65.8	54.9	55.2
64.223	60.453	74.32636
60	54	54
66.903	51.905	72.86273

Nopember		
1	2	3
261.6	260.3	260
260.04	258.57	259.81
36.07	43.47	58.33
39.584	40.755	112.253
41.66	51.54	60.19
46.481	52.067	102.133

Bulan	Sutani (kWh)
Desember 2003	42,137,610
2004	
Januari	33,922,690
Pebruari	51,460,630
Maret	75,268,030
April	43,149,960
Mei	33,972,240
Juni	28,664,710
Juli	26,151,890
Agustus	20,526,176
September	23,133,587
Oktober	21,885,550
Nopember	30,381,270

Pola terlam



interface

uses TypDatGA, LagrangeRelaxation,

type

TString30=**string**[30];

TGen=**record**

Nama:**string**;

Pmax, Pmin, a0, a1, a2, Sh, Sc:double;

tup, tdown, tcold, iniSt:integer;

end;

TLoad=**record**

Load, Res:double;

end;

GenArr=**array of** TGen;

LoadArr=**array of** TLoad;

TPembangkit=**class**

private

Nama:**string**;

Pmax, Pmin, a0, a1, a2, Sh, Sc, Daya, AFLC:double;

tup, tdown, tcold, iniSt:integer;

public

function GetNama:**string**;

function GetPmax:double;

function GetPmin:double;

function Geta0:double;

function Geta1:double;

function Geta2:double;

function GetSh:double;

function GetSc:double;

function GetTup:integer;

function GetTdown:integer;

function GetTcold:integer;

function GetIniSt:integer;

function GetBiaya(Daya:double):double;

function GetAFLC:double;

function GetDaya:double;

procedure SetNama(dNama:**string**);

procedure SetPmax(dPmax:double);

procedure SetPmin(dPmin:double);

procedure Seta0(da0:double);

procedure Seta1(da1:double);

procedure Seta2(da2:double);

procedure SetSh(dSh:double);

procedure SetSc(dSc:double);

procedure SetTup(dTup:integer);

procedure SetTdown(dTdown:integer);

procedure SetTcold(dTcold:integer);

procedure SetIniSt(dIniSt:integer);

property GenNama:**string** **read** GetNama **write** SetNama;

property GenPMax:double **read** GetPmax **write** SetPmax;

property GenPMin:double **read** GetPmin **write** SetPmin;

property GenA0:double **read** Geta0 **write** Seta0;

property GenA1:double **read** Geta1 **write** Seta1;

property GenA2:double **read** Geta2 **write** Seta2;

property GenSh:double **read** GetSh **write** SetSh;

property GenSc:double **read** GetSc **write** SetSc;

property GenTup:integer **read** GetTup **write** SetTup;

property GenTDown:integer **read** GetTdown **write** SetTdown;

property GenTCold:integer **read** GetTcold **write** SetTcold;

property GenIniSt:integer **read** GetIniSt **write** SetIniSt;

property GenDaya:double **read** GetDaya;

end;

ArrGen=**array of** TPembangkit;

TUnitCommitment=**class**

Generator:ArrGen;

LoadHour:LoadArr;

lmd, myu, Arrqlamda, ArrJkres, CostPerHour:Arr1;

Daya, PL:Arr2;

chrom:Tchromosome;

Xs:iArr1;

Ngene, Hour, PinHour, iterasi, ite:integer;

```

function GetHour:integer;
function GetAlpha1:double;
function GetAlpha2:double;
function GetErr:double;
function GetIterasi:integer;
function GetFuelCost (chrom:Tchromosomel):double;
function GetStartUpCost (PrevChrom,Chrom:Tchromosomel):double;
procedure SetNgen(dNgen:integer);
procedure SetHour(dHour:integer);
procedure SetAlpha1(dAlpha1:double);
procedure SetAlpha2(dAlpha2:double);
procedure SetErr(dErr:double);
procedure SetIterasi(dIterasi:integer);
procedure Inisialisasi;
procedure InisialisasiXs;
procedure InisialisasiLmdMyu;
procedure SetEcoDis (Load,Res:double;chrom:Tchromosomel;
var Status:boolean);
procedure HitungStartUpCost (NoGen,Xsb:integer;
var SUC:double);
procedure DynamicProgramming1 (NoGen,Xsb:integer);
procedure DynamicProgramming;
procedure UpdateLamdaMyu;
procedure HitungQLamda;
procedure HitungJkres;
procedure LagrangeRelaxation;
procedure HitungPinalty;
procedure HitungBiayaPerJam;
property Ngenerator:integer read GetNgen write SetNgen;
property Nhour:integer read GetHour write SetHour;
property AlphaPositive:double read GetAlpha1 write SetAlpha1;
property AlphaNegative:double read GetAlpha2 write SetAlpha2;
property Error:double read GetErr write SetErr;
end;

```

```

var NamaFile:string;
Ngen,Nhour:integer;
LoadAct,ResAct:double;
Gen:GenArr;
LoadH:LoadArr;
JComm:TUnitCommitment;
Xsb:iArr1;

```

implementation

```

//constructor
constructor Tlagrange.Create;

```

```

begin
inherited create;
FNgen:=0;
FNjam:=0;
FPinalty:100000000;
FIntersiMax:=500;
FError:=0.01;
end;

```

```

function TPembangkit.GetNama:string;
begin
Result:=Nama;
end;

```

```

function TPembangkit.GetPmax:double;
begin
Result:=Pmax;
end;

```

```

function TPembangkit.GetPmin:double;
begin
Result:=Pmin;
end;

```

```

function TPembangkit.Geta0:double;
begin
Result:=a0;
end;

```

```

procedure TUnitCommitment.InisialisasiLmdMyu;
var i:integer;
begin
  SetLength(Lmd, Hour+1);
  SetLength(myu, Hour+1);
  SetLength(ArrQlamda, iterasi+1);
  SetLength(ArrJkres, iterasi+1);
  for i:=1 to Hour do
    begin
      Lmd[i]:=LoadHour[i].Load*Alpha1;
      myu[i]:=(LoadHour[i].Load+LoadHour[i].Res)*Alpha1;
    end;
  end;

procedure TUnitCommitment.SetEcoDis (Load, Res:double;
  chrom:Tchromosomel;
  var Status:boolean);
var i, j:integer;
  StateCek:Tchromosomel;
  CekLoadMax, CekLoadMin, LoadCek, Pa, Pb, Lmd, LoadSplit:double;
  diffa2, diffa1, Cek:double;
begin
  SetLength(StateCek, Ngene+1);
  Status:=true;
  for i:=1 to Ngene do
    begin
      StateCek[i]:=chrom[i];
      Generator[i].Daya:=0;
    end;
  CekLoadMax:=0;
  CekLoadMin:=0;
  for i:=1 to Ngene do
    begin
      if StateCek[i] then
        begin
          CekLoadMax:=CekLoadMax+Generator[i].Pmax;
          CekLoadMin:=CekLoadMin+Generator[i].Pmin;
        end;
      end;
  LoadCek:=Load+Res;
  if LoadCek>CekLoadMax then
    begin
      Status:=false;
    end
  else if LoadCek<CekLoadMin then
    begin
      Status:=false;
    end;
  if (LoadCek-Res)>CekLoadMax then
    begin
      Status:=false;
      for i:=1 to Ngene do
        begin
          if StateCek[i] then
            begin
              Generator[i].Daya:=Generator[i].Pmax;
            end;
          end;
        end
      else if (LoadCek-Res)<CekLoadMin then
        begin
          Status:=false;
          for i:=1 to Ngene do
            begin
              if StateCek[i] then
                begin
                  Generator[i].Daya:=Generator[i].Pmin;
                end;
              end;
            end;
          end
        else
          begin
            LoadCek:=LoadCek-Res;
            LoadSplit:=LoadCek;
            for i:=1 to 15 do

```

```

Pb:=0;
Lmd:=0;
for j:=1 to Ngene do
begin
  if StateCek[j] then
  begin
    diffa2:=Generator[j].a2*2;
    diffal:=Generator[j].a1;
    Pa:=Pa+1/diffa2;
    Pb:=Pb+diffal/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 Ngene do
begin
  if StateCek[j] then
  begin
    diffa2:=2*Generator[j].a2;
    diffal:=Generator[j].a1;
    Generator[j].Daya:=(Lmd-diffal)/diffa2;
    if Generator[j].Daya<Generator[j].Pmin then
    begin
      Generator[j].Daya:=Generator[j].Pmin;
    end;
    if Generator[j].Daya>Generator[j].Pmax then
    begin
      Generator[j].Daya:=Generator[j].Pmax;
    end;
  end;
  Cek:=Cek+Generator[j].Daya;
end;
Cek:=LoadCek-Cek;
if Cek=0 then
begin
  break;
end;
if Cek>0 then
begin
  for j:=1 to Ngene do
  begin
    if StateCek[j] then
    begin
      if Generator[j].Daya=Generator[j].Pmax then
      begin
        StateCek[j]:=false;
        LoadSplit:=LoadSplit-Generator[j].Daya;
        if LoadSplit<0 then
        begin
          LoadSplit:=LoadSplit+Generator[j].Daya;
          StateCek[j]:=true;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;
else if Cek<0 then
begin
  for j:=1 to Ngene do
  begin
    if StateCek[j] then
    begin
      if Generator[j].Daya=Generator[j].Pmin then
      begin
        StateCek[j]:=false;
        LoadSplit:=LoadSplit-Generator[j].Daya;
        if LoadSplit<0 then
        begin
          LoadSplit:=LoadSplit+Generator[j].Daya;
          StateCek[j]:=true;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

statecek[j]:=true;
    end;
    end;
    end;
    end;
    end;
    end;
end;

```

```

procedure TUnitCommitment.HitungStartUpCost (NoGen,Xsb:integer;
    var SUC:double);
var i,tcold:integer;
begin
    SUC:=0;
    tcold:=Generator[NoGen].tdown+Generator[NoGen].tcold;
    for i:=1 to Hour do
        begin
            if chrom[NoGen,i] then
                begin
                    if Xsb<0 then
                        begin
                            Xsb:=1;
                            if abs(Xsb)>=tcold then
                                begin
                                    SUC:=SUC+Generator[NoGen].Sc;
                                end
                            else
                                begin
                                    SUC:=SUC+Generator[NoGen].Sh;
                                end
                            end
                        end
                    else
                        begin
                            Xsb:=Xsb+1;
                        end
                    end
                end
            else
                begin
                    if Xsb>0 then
                        begin
                            Xsb:=-1;
                        end
                    else
                        begin
                            Xsb:=Xsb-1;
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end;

```

```

procedure TUnitCommitment.DynamicProgramming1 (NoGen,Xsb:integer);
var i,tcold:integer;
    up,down,SUC,FCost,Gen:double;
begin
    tcold:=Generator[NoGen].tdown+Generator[NoGen].tcold;
    //Inisial State Generator
    if Xsb<0 then
        begin
            chrom[NoGen,0]:=false;
        end
    else if Xsb>0 then
        begin
            chrom[NoGen,0]:=true;
        end
    end;
    for i:=1 to Hour do
        begin
            up:=0;
            SUC:=0;
            //Hitung Startup Cost bila State berubah status
            if not chrom[NoGen,i-1] then
                begin
                    if abs(Xsb)>tcold then
                        begin
                            SUC:=Generator[NoGen].Sc;
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end;

```

```

    end;
    end;
    SumLamda:=SumLamda+lmd[i]*(LoadHour[i].Load-SumPi);
    SumMyu:=SumMyu+myu[i]*(LoadHour[i].Load+LoadHour[i].Res-SumPimax);
end;
qlamda:=FuelCost+SUC+SumLamda+SumMyu;
end;

```

```

procedure TUnitCommitment.HitungJkres;

```

```

var i,j:integer;
    diffQLamda,diffQmyu,Load,LoadMyu,FuelCost,SUC,SUCi:double;
    Keren:double;
    chrom1:Tchromosomel;
    Xsa:iArr1;
    Status:boolean;

```

```

begin

```

```

    SetLength(Xsa,Ngene+1);

```

```

    Jkres:=0;

```

```

    FuelCost:=0;

```

```

    SUC:=0;

```

```

    Keren:=15000000000/Hour;

```

```

    for i:=1 to Hour do

```

```

    begin

```

```

        SetLength(chrom1,Ngene+1);

```

```

        for j:=1 to Ngene do

```

```

            begin

```

```

                chrom1[j]:=chrom[j,i];

```

```

            end;

```

```

            diffQLamda:=0;

```

```

            Load:=0;

```

```

            Loadmyu:=0;

```

```

            for j:=1 to Ngene do

```

```

                begin

```

```

                    Load:=Load+Daya[j,i];

```

```

                    if Daya[j,i]>0 then

```

```

                        begin

```

```

                            Loadmyu:=Loadmyu+Generator[j].Pmax;

```

```

                        end;

```

```

                    end;

```

```

                    diffQLamda:=LoadHour[i].Load-Load;

```

```

                    diffQmyu:=LoadHour[i].Load+LoadHour[i].Res-Loadmyu;

```

```

                    if (diffQLamda<0) and (diffQmyu<0) then

```

```

                        begin

```

```

                            SetEcoDis(LoadHour[i].Load,LoadHour[i].Res,chrom1,Status);

```

```

                            for j:=1 to Ngene do

```

```

                                begin

```

```

                                    PL[j,i]:=Generator[j].Daya;

```

```

                                    FuelCost:=FuelCost+Generator[j].GetBiaya(Generator[j].Daya);

```

```

                                end;

```

```

                            end

```

```

                        else

```

```

                            begin

```

```

                                FuelCost:=FuelCost+Keren;

```

```

                                for j:=1 to Ngene do

```

```

                                    begin

```

```

                                        PL[j,i]:=0;

```

```

                                    end;

```

```

                                end;

```

```

                            end;

```

```

                            for i:=1 to Ngene do

```

```

                                begin

```

```

                                    Xsa[i]:=Xs[i];

```

```

                                    HitungStartUpCost(i,Xsa[i],SUCi);

```

```

                                    SUC:=SUC+SUCi;

```

```

                                end;

```

```

                                Jkres:=FuelCost+SUC+Keren;

```

```

                            end;

```

```

//Program Utama

```

```

procedure TUnitCommitment.LagrangeRelaxation,EvòP;

```

```

var i:integer;

```

```

    dsa:double;

```

```

begin

```

```

    InisialisasiXs;

```

```

    InisialisasiLmdMyu;

```

```

    :
```

```

for i:=1 to Hour do
begin
  ite:=ite+1;
  DynamicProgramming;
  HitungQLamda;
  HitungJkres;
  Arrqlamda[i]:=qlamda;
  ArrJkres[i]:=Jkres;
  dsa:=(Jkres-qlamda)/qlamda;
  if abs(dsa)<=err then break;
  UpdateLamdaMyu;
end;
HitungPinalty;
HitungBiayaPerJam;
end;

procedure TUnitCommitment.HitungPinalty;;
var i,j:integer;
    CekLoad:double;
begin
  PinHour:=0;
  PinLoad:=0;
  for i:=1 to Hour do
  begin
    CekLoad:=0;
    for j:=1 to Ngene do
    begin
      CekLoad:=CekLoad+PL[j,i];
    end;
    PinLoad:=Pir.Load+(LoadHour[i].Load-CekLoad);
  end;
end;

procedure TUnitCommitment.HitungBiayaPerJam;
var i,j:integer;
    SumCost:double;
    Xsb:iArr1;
begin
  SetLength(Xsb,Hour+1);
  for i:=1 to Ngene do
  begin
    Xsb[i]:=Xs[i];
    if Xs[i]>0 then
    begin
      chrom[i,0]:=true;
    end
    else
    begin
      chrom[i,0]:=false;
    end;
  end;
  for i:=1 to Hour do
  begin
    SumCost:=0;
    for j:=1 to Ngene do
    begin
      if chrom[j,i] then
      begin
        if chrom[j,i-1] then
        begin
          Xsb[j]:=Xsb[j]+1;
        end
        else
        begin
          Xsb[j]:=-1;
        end;
      end
      else
      begin
        if chrom[j,i-1] then
        begin
          Xsb[j]:=1;
        end
        else
        begin
          Xsb[j]:=Xsb[j]-1;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```
SumCost:=SumCost+Generator[j].GetBiaya(PL[j,i]);
if (chrom[j,i-1]=false) and (chrom[j,i]=true) then
begin
  if Abs(Xsb[j])>(Generator[j].tdown+Generator[j].tcold) then
  begin
    SumCost:=SumCost+Generator[j].Sh;
  end;
end;
end;
CostPerHour[i]:=SumCost;
end;
end;
end.
```