

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



**SKRIPSI**

**ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN  
MEMPERHITUNGGAN RUGI SALURAN TRANSMISI  
MENGUNAKAN ALGORITMA  
*SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING*  
PADA SUB SISTEM PAITON-BALI**

**Disusun Oleh :  
BAYU CHRISTIANTO  
NIM: 00.12.076**

**SEPTEMBER 2006**

---

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN  
MEMPERHITUNGGAN RUGI SALURAN TRANSMISI  
MENGUNAKAN ALGORITMA  
*SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING*  
PADA SUB SISTEM PATTON-BALI


SKRIPSI


*Disusun Untuk Melengkapi Dan Memenuhi Syarat  
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh:  
**BAYU CHRISTANTO**  
NIM: 00.12.076

Diperiksa dan Disetujui,  
Dosen Pembimbing I

Diperiksa dan Disetujui,  
Dosen Pembimbing II

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

  
Irrine Budi S, ST MT  
NIP. 132 314 400



Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

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

## ABSTRAKSI

### ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN MEMPERHITUNGGAN RUGI SALURAN TRANSMISI MENGGUNAKAN ALGORITMA *SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING* SUB SISTEM PAITON-BALI

Bayu Christianto, Nim. 00.12.076, Teknik Elektro Energi Listrik S-1  
Dosen Pembimbing I : Ir.H. Almizan Abdullah, MSEE  
Dosen Pembimbing II : Irrine Budi S, ST MT

**Kata Kunci:** Economic dispatch, transmission losses, B-coefficients, penalty factors, separable approximation, dynamic programming.

Kebutuhan tenaga listrik yang terus meningkat menyebabkan biaya pembangkitan tenaga listrik juga bertambah besar. Operasi pusat-pusat pembangkit didalam sistem tenaga listrik harus selalu dikoordinasikan dalam pembagian pembebanan secara optimal dan ekonomis pada setiap perubahan beban dalam interval waktu tertentu. Oleh karena itu perlu adanya pembagian beban secara optimal dan ekonomis pada operasi unit-unit pembangkit dalam melayani beban sistem selama periode waktu tertentu, atau dikenal dengan istilah economic dispatch.

Dalam skripsi ini dibahas prosedur penggunaan Metode *Separable approximation dynamic programming* (SADP). Cara yang standar untuk mengatasi masalah *economic dispatch* statis dengan rugi-rugi transmisi adalah metode faktor penalti. Masalah di atasi secara iteratif dengan metode pengali Lagrange atau dengan *dynamic programming*, menggunakan nilai-nilai yang di dapat pada iterasi pertama untuk menghitung faktor penalti yang berikutnya sampai stabilitas tercapai. Pada metode iteratif yang digunakan dalam skripsi ini kerugian transmisi diperhitungkan sebagai sebuah rumus kuadrat. Sebuah pendekatan yang dapat dipisahkan dibuat pada setiap iterasi, yang lebih dekat pada problem inisial daripada pendekatan faktor hukuman. Sehingga solusi biaya rendah dapat diperoleh lebih cepat.

Dari hasil analisis di dapat total biaya pembangkitan hari Sabtu, 7 Januari 2006 terjadi penghematan sebesar Rp. 937.081,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 18,35 % per jam; total biaya pembangkitan hari Minggu, 8 Januari 2006 terjadi penghematan sebesar Rp. 895.122,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 18,42 % per jam; sedangkan total biaya pembangkitan hari Senin, 9 Januari 2006 terjadi penghematan sebesar Rp. 1.130.634,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 22,14 % per jam. Total rugi daya aktif pada Sabtu, 7 Januari 2006 turun sebesar 37,386 MW atau 45,82 % yaitu menjadi 44,21MW dari kondisi awalnya 81,596 MW; pada Minggu, 8 Januari 2006 total rugi daya aktif turun sebesar 35,471 MW atau 45,04 % yaitu menjadi 43,277 MW dari kondisi awalnya 78,748 MW; pada Senin, 9 Januari 2006 total rugi daya aktif turun sebesar 43,67 MW atau 51,15 % menjadi 41,713 MW dari kondisi awal 85,383 MW.

## KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Tuhan Yesus Allahku atas karunia dan hikmat-Nya skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik, yang diajukan sebagai syarat untuk menyelesaikan studi di Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Eektro Konsentrasi Energi Listrik, Institut Teknologi Nasional Malang.

Pada kesempatan yang berbahagia ini, penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSEE, selaku Dekan Fakultas Teknik Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Ir. Yudi Limpraptono, MT, selaku ketua jurusan Teknik Elektro Konsentrasi Energi Listrik Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Ibu Ir. Mimien Mustikawati, selaku sekretaris jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Nasional Malang.
5. Bapak Ir. Almizan Abdullah, MSEE, selaku dosen pembimbing I atas kesediaannya memberikan bimbingan, saran dan masukan dalam skripsi ini.
6. Ibu Irtine Budi S, ST, MT, selaku dosen pembimbing II atas kesediaannya memberikan bimbingan, saran dan masukan dalam skripsi ini.
7. Orang tuaku terkasih yang selalu memberikan dorongan moral dan semangat untuk mencapai cita-cita sesuai dengan yang aku inginkan.
8. Semua pihak yang telah membantu selama penulisan skripsi ini yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa isi skripsi ini kemungkinan masih jauh dari sempurna. Untuk itu saran dan kritik yang membangun penulis harapkan.

Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi penyusun, maupun pembaca pada umumnya.

Malang, September 2006

Penulis



## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PERSETUJUAN</b> .....	i
<b>ABSTRAKSI</b> .....	ii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	iv
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	ix
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	x
<b>DAFTAR GRAFIK</b> .....	xiii
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Tujuan.....	3
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metodologi Penelitian .....	4
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
1.7. Relevansi dan Kontribusi.....	6
<b>BAB II. SISTEM TENAGA LISTRIK, OPERASI EKONOMIS DAN</b>	
<b>KARAKTERISTIK UNIT PEMBANGKIT</b>	
2.1. Karakteristik Pembangkit Listrik.....	7
2.2. <i>Economic Dispatch</i> Pembangkit Listrik .....	8
2.3. Formulasi Permasalahan .....	9
2.4. Persamaan Rugi Saluran Transmisi dengan Matrik B.....	10

2.5. <i>Economic Dispatch</i> dengan Memperhitungkan Rugi Saluran	
Transmisi.....	11
2.5.1. <i>Economic Dispatch</i> dengan Menggunakan Faktor Penalti	11
2.5.2. <i>Economic Dispatch</i> Tanpa Menggunakan Faktor Penalti....	13
2.6. <i>Dynamic Programming</i> .....	14
2.7. <i>Separable Quadratic Approximation</i>	
(Pendekatan Kuadratis Terpisah).....	17
2.8. Analisa Aliran Daya.....	19
2.8.1. Klasifikasi Bus.....	19
2.8.2. Metode Newton Raphson.....	21
2.8.3. Prosedur Aliran Daya Newton Raphson.....	22
2.9. Sistem Per- Unit.....	23
2.10. Mengubah Dasar Sistem Per-Unit.....	24
2.11. Algoritma Program.....	25
2.11.1. Algoritma <i>Economic Dispatch</i> Menggunakan	
<i>Separable Approximation Dynamic Programming</i> .....	25
2.11.2. Algoritma <i>Separable Quadratic Approximation</i> .....	25
2.11.3. Algoritma Subroutine <i>Dynamic Programming</i> .....	26
2.11.4. Algoritma Aliran Daya Newton Raphson.....	27
2.12. Flowchart.....	29
2.12.1. Flowchart <i>Economic Dispatch</i> Menggunakan <i>Separable</i>	
<i>Approximation Dynamic Programming</i> .....	29
2.12.1.1. Flowchart <i>Separable Quadratic Approximation</i> .	30
2.12.1.1.1. Flowchart <i>Subroutine Dynamic</i>	
<i>Programming</i> .....	31

2.12.1.1.2. Flowchart Aliran Daya Newton

Raphson..... 32

**BAB III. PENERAPAN ALGORITMA *SEPARABLE APPROXIMATION***

***DYNAMIC PROGRAMMING* PADA SUB SISTEM PAITON-BALI**

3.1. Pendahuluan.....	33
3.2. Data Pembangkitan Thermal Pada Sub Sistem Paiton-Bali .....	33
3.3. Data Pembangkitan dan Pcmbebanan Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali.....	35
3.4. Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali .....	37
3.5. Validasi .....	38
3.5.1. Hasil Uji Validasi.....	39

**BAB IV. ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN**

**MEMPERHITUNGGAN RUGI SALURAN TRANSMISI**

**MENGGUNAKAN ALGORITMA *SEPARABLE***

***APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING* PADA**

**SUB SISTEM PAITON-BALI**

4.1. Program Komputer <i>Economic Dispatch</i> Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Metode <i>Separable</i> <i>Approximation Dynamic Programming</i> .....	43
4.2. Single Line Diagram Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali.....	44
4.3. Prosedur Pelaksanaan Program Perhitungan .....	46
4.4. Hasil dan Analisis Hasil Perhitungan <i>Economic Dispatch</i> Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi	

Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi	
Menggunakan Algoritma <i>Separable Approximation</i>	
<i>Dynamic Programming</i> Pada Sub Sistem Paiton – Bali .....	52
4.4.1. Hasil Perhitungan Hari Sabtu, 7 Januari 2006.....	53
4.4.2. Hasil Perhitungan Hari Minggu, 8 Januari 2006.....	62
4.4.3. Hasil Perhitungan Hari Senin, 9 Januari 2006.....	70
4.5. Perbandingan Hasil Perhitungan <i>Economic Dispatch</i>	
Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi	
Sebelum dan Setelah Menggunakan Algoritma	
<i>Separable Approximation Dynamic Programming</i> .....	78
4.5.1. Perbandingan Kondisi Awal.....	78
4.5.2. Perbandingan Setelah Optimasi.....	82
4.6. Perbandingan Kondisi Awal dengan Setelah Optimasi	
Pada Hari Sabtu, 7 Januari 2006.....	86
4.6.1. Biaya Pembangkitan.....	86
4.6.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	87
4.6.3. Perbandingan Rugi Daya Aktif.....	88
4.7. Perbandingan Kondisi Awal dengan Setelah Optimasi	
Pada Hari Minggu, 8 Januari 2006.....	90
4.7.1. Biaya Pembangkitan.....	90
4.7.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	91
4.7.3. Perbandingan Rugi Daya Aktif.....	92
4.8. Perbandingan Kondisi Awal dengan Setelah Optimasi	
Pada Hari Senin, 9 Januari 2006.....	94
4.8.1. Biaya Pembangkitan.....	94

4.8.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	95
4.8.3. Perbandingan Rugi Daya Aktif.....	96

## **BAB V. PENUTUP**

5.1. Kesimpulan.....	98
5.2. Saran.....	99

## **DAFTAR PUSTAKA**

## **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Bagan Pembangkit Listrik Tenaga Uap.....	7
Gambar 2.2. N buah Pembangkit Thermal Melayani Beban $P_R$ Melalui Saluran Transmisi.....	8
Gambar 2.3. Fungsi Masukan – Keluaran $F_iP_i$ dan $F_i(P_i)$ .....	13
Gambar 2.4. Contoh dari program dinamis.....	16
Gambar 3.1. Tampilan <i>summary</i> pada kondisi awal SADP.....	39
Gambar 3.2. Tampilan <i>summary</i> pada kondisi awal GA-ES.....	40
Gambar 3.3. Rekapitulasi biaya dan rugi daya aktif SADP.....	40
Gambar 3.4. Rekapitulasi biaya dan rugi daya aktif GA-ES.....	41
Gambar 3.5. Tampilan <i>summary</i> pada kondisi akhir optimasi SADP.....	41
Gambar 3.6. Tampilan <i>summary</i> pada kondisi akhir optimasi SADP.....	42
Gambar 4.1. Saluran Transmisi 150 kV PT. PLN (Persero) P3B Area IV Sub Sistem Paiton – Bali.....	44
Gambar 4.2. Tampilan Utama Program.....	46
Gambar 4.3. Tampilan Masukan Data.....	46
Gambar 4.4. Tampilan Data Bus.....	47
Gambar 4.5. Tampilan Data Saluran.....	47
Gambar 4.6. Tampilan Data Generator.....	48
Gambar 4.7. Tampilan hasil perhitungan tegangan, sudut tegangan dan daya setiap bus pada kondisi awal.....	48
Gambar 4.8. Tampilan Hasil <i>LoadFlow</i> Pada Kondisi Awal.....	49
Gambar 4.9. Tampilan <i>Summary</i> pada kondisi awal.....	49
Gambar 4.10. Tampilan Hasil Pembangkitan.....	50
Gambar 4.11. Tampilan Hasil Biaya dan Rugi Daya Aktif.....	50



Gambar 4.12. Tampilan hasil perhitungan tegangan, sudut tegangan dan daya setiap bus pada kondisi akhir.....	51
Gambar 4.13. Tampilan Hasil <i>LoadFlow</i> Pada Kondisi Akhir.....	51
Gambar 4.14. Tampilan <i>Summary load flow</i> pada kondisi akhir.....	52

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Parameter Unit Pembangkit Thermal.....	34
Tabel 3.2.	Persamaan Biaya Pembangkitan Unit Pembangkit Thermal Paiton-Bali.....	35
Tabel 3.3.	Data Pembangkitan dan Pembebanan Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali, 7 Januari 2006 pukul 20.00.....	35
Tabel 3.4.	Data Pembangkitan dan Pembebanan Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali, 8 Januari 2006 pukul 20.00.....	36
Tabel 3.5.	Data Pembangkitan dan Pembebanan Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali, 9 Januari 2006 pukul 20.00.....	37
Tabel 3.6.	Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali.....	38
Tabel 3.7.	Persamaan Biaya Pembangkitan.....	39
Tabel 3.8.	Data Pembangkitan dan Pembebanan.....	40
Tabel 3.9.	Data Saluran Transmisi.....	40
Tabel 3.10.	Perbandingan Hasil Data Referensi Jurnal Dengan Data Optimasi	42
Tabel 4.1.	Penomoran Bus Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali.....	45
Tabel 4.2.	Hasil Perhitungan Pembangkitan dan Pembebanan.....	53
Tabel 4.3.	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Optimasi....	54
Tabel 4.4.	Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran .....	55
Tabel 4.5.	Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan.....	57
Tabel 4.6.	Hasil Perhitungan Pembangkitan Dan Pembebanan.....	58
Tabel 4.7.	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi.....	59
Tabel 4.8.	Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	60

Tabel 4.9.	Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan.....	61
Tabel 4.10.	Hasil Perhitungan Pembangkitan dan Pembebanan.....	62
Tabel 4.11.	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran.....	63
Tabel 4.12.	Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	64
Tabel 4.13.	Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan.....	65
Tabel 4.14.	Hasil Perhitungan Pembangkitan Dan Pembebanan.....	66
Tabel 4.15.	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi..	67
Tabel 4.16.	Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	68
Tabel 4.17.	Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan.....	69
Tabel 4.18.	Hasil Perhitungan Pembangkitan dan Pembebanan.....	70
Tabel 4.19.	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran.....	71
Tabel 4.20.	Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	72
Tabel 4.21.	Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan.....	73
Tabel 4.22.	Hasil Perhitungan Pembangkitan Dan Pembebanan.....	74
Tabel 4.23.	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi..	75
Tabel 4.24.	Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	76
Tabel 4.25.	Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan.....	77
Tabel 4.26.	Perbandingan Biaya Pembangkitan.....	78
Tabel 4.27.	Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	79
Tabel 4.28.	Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Daya Reaktif Pada Tiap Bus	80

Tabel 4.29.	Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	81
Tabel 4.30.	Perbandingan Biaya Pembangkitan.....	82
Tabel 4.31.	Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	83
Tabel 4.32.	Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Daya Reaktif Pada Tiap Bus	84
Tabel 4.33.	Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	85
Tabel 4.34.	Perbandingan Biaya Pembangkitan.....	86
Tabel 4.35.	Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	87
Tabel 4.36.	Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	88
Tabel 4.37.	Perbandingan Total Rugi Daya Aktif.....	89
Tabel 4.38.	Perbandingan Biaya Pembangkitan.....	90
Tabel 4.39.	Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	91
Tabel 4.40.	Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	92
Tabel 4.41.	Perbandingan Total Rugi Daya Aktif.....	93
Tabel 4.42.	Perbandingan Biaya Pembangkitan.....	94
Tabel 4.43.	Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif.....	95
Tabel 4.44.	Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran.....	96
Tabel 4.45.	Perbandingan Total Rugi Daya Aktif.....	97

## DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1. Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit.....	57
Grafik 4.2. Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit.....	61
Grafik 4.3. Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit.....	65
Grafik 4.4. Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit.....	69
Grafik 4.5. Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit.....	73
Grafik 4.6. Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit.....	77
Grafik 4.7. Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit.....	79
Grafik 4.8. Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit.....	83
Grafik 4.9. Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit.....	87
Grafik 4.10. Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit.....	91
Grafik 4.11. Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit.....	95

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Pemenuhan akan kebutuhan energi listrik merupakan masalah yang penting. Maka, diperlukan perencanaan penggunaan pembangkit listrik yang ada secara efisien dan seoptimal mungkin, yaitu dengan memperhitungkan kemampuan dan keandalan tiap unit pembangkit dalam mensuplai beban nyata dan beban cadangan. PJB sebagai salah satu produsen tenaga listrik di Jawa Timur diharapkan mampu menjadwalkan operasi pembangkit-pembangkit yang dimilikinya, yang meliputi pembangkit hidro (PLTA) maupun pembangkit termal (PLTU, PLTG, PLTGU) secara optimal.

Permasalahan besarnya biaya, optimasi pembangkitan generator dan penyaluran pada sistem transmisi membutuhkan suatu perhatian khusus. Adanya beberapa unit thermal dan unit tenaga air, dengan karakteristiknya yang berbeda menjadi persoalan bagaimana menyalurkan beban dengan memperhatikan karakteristik yang berbeda tersebut. Permasalahan ini dipelajari dalam *economic dispatch*.

Cara yang umum digunakan untuk memecahkan permasalahan statis dengan rugi daya pada saluran transmisi adalah dengan metode faktor penalti. Permasalahan ini diselesaikan dengan metode *Lagrangian Multiplier* dalam program dinamis, yang menggunakan nilai yang diperoleh pada iterasi pertama untuk menghitung faktor penalti pada iterasi berikutnya hingga mencapai kondisi yang stabil.



Dalam skripsi ini, dikembangkan suatu metode iterasi baru untuk menyelesaikan permasalahan dimana rugi daya dialokasikan pada saluran transmisi masing-masing unit pembangkit dan direpresentasikan dengan persamaan kuadratis ( dalam hal ini sebagai fungsi rugi – rugi ). Dengan pendekatan ini diperoleh konvergensi yang lebih cepat dibandingkan metode konvensional dengan menggunakan faktor penalti

## 1.2. Rumusan Masalah

Metode yang biasa digunakan untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* dengan rugi daya pada saluran transmisi adalah metode faktor penalti. Metode tersebut menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* secara *iterative* dengan menggunakan *Lagrangian Multiplier* dengan menggunakan nilai yang diperoleh pada iterasi pertama untuk menghitung faktor penalti iterasi berikutnya sehingga kondisi stabil terpenuhi.

Pada skripsi ini akan dikembangkan metode iterasi baru untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* dimana rugi daya pada saluran transmisi direpresentasikan dengan persamaan kuadratis. Pendekatan secara terpisah akan digunakan pada setiap iterasinya sehingga akan didapatkan kekonvergensi yang lebih cepat jika dibandingkan dengan metode faktor penalti.

Berdasarkan pada deskripsi permasalahan dan latar belakang tersebut di atas maka skripsi ini diberi judul :

**“ Analisis *Economic Dispatch* Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming* Pada Sub Sistem Paiton – Bali “**

### **1.3. Tujuan**

Tujuan yang ingin dicapai dengan penulisan skripsi ini adalah untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar serta meminimalkan rugi – rugi daya saluran transmisi 150 kV pada Sub sistem Paiton – Bali dengan metode *Separable Approximation Dynamic Programming*.

### **1.4. Batasan Masalah**

Dalam skripsi ini akan dilakukan analisa tentang *economic dispatch* menggunakan metode *Separable Approximation Dynamic Programming* pada Sub sistem Paiton – Bali sebagai obyek utama dalam penelitian. Pembahasan masalah dibatasi sebagai berikut :

- Analisa dilakukan dengan asumsi bahwa sistem berada dalam operasi normal.
- Tidak membahas masalah biaya cadangan berputar ( *Spinning Reserve* ).
- Analisis perhitungan *economic dispatch* menggunakan metode *Separable Approximation Dynamic Programming*.
- Analisa dilakukan pada pembangkit – pembangkit termal dan saluran transmisi 150 kV sub sistem Paiton-Bali.
- Tidak membahas masalah peralatan kompensasi dan penempatannya.
- Analisa aliran daya menggunakan Newton Raphson.
- Tidak membahas daya reaktif.

## 1.5. Metodologi Penelitian

Metodologi yang digunakan dalam pembahasan dilaksanakan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

- Studi lapangan untuk mendapatkan data pembangkitan, pembebanan dan saluran transmisi yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu pada PT.PJB dengan berpedoman pada teori yang diperoleh dan studi kepustakaan.
- Studi kepustakaan

Pengumpulan referensi-referensi yang mendukung dalam penyusunan skripsi ini antara lain :

- Teori tentang *economic dispatch*.
- Teori tentang *Separable Approximation Dynamic Programming*.
- Menyusun program komputer dengan bahasa pemrograman *Delphi*
- Menganalisa dan membuat kesimpulan.

## 1.6. Sistematika Penulisan

Adapun sistematika pembahasan pada skripsi ini adalah sebagai berikut :

### BAB I : PENDAHULUAN

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

BAB II : SISTEM TENAGA LISTRIK, OPERASI EKONOMIS, DAN KARAKTERISTIK UNIT PEMBANGKIT

Menguraikan pembahasan sistem tenaga listrik dan *economic load dispatch* secara umum, dynamic programming, algoritma dan flowchart.

BAB III : PENERAPAN ALGORITMA SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING PADA SUB SISTEM PAITON – BALI

Menguraikan data parameter unit thermal, data pembangkitan, data saluran transmisi, data validasi serta hasil uji validasi.

BAB IV : ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN MEMPERHITUNGGAN RUGI SALURAN TRANSMISI MENGGUNAKAN ALGORITMA SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING PADA SUB SISTEM PAITON – BALI

Menguraikan single line diagram sub sistem Paiton – Bali, prosedur pelaksanaan program, hasil dan analisis perhitungan menggunakan Algoritma SADP.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

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

### **1.7. Relevansi dan kontribusi**

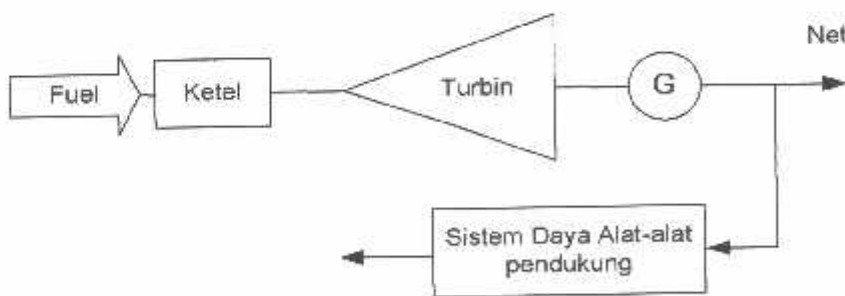
Adapun kontribusi dari skripsi ini adalah diharapkan menjadi referensi alternatif sebagai langkah efisiensi yang bisa diambil oleh PT.PJB, sehingga bagi PT.PJB sebagai salah satu perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia dapat memberi pelayanan optimal.

**BAB II**  
**SISTEM TENAGA LISTRIK, OPERASI EKONOMIS, DAN**  
**KARAKTERISTIK UNIT PEMBANGKIT**

**2.1. Karakteristik Pembangkit Listrik**

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

Model sebuah pembangkit listrik tenaga uap tampak pada gambar 2.1. Bagan tersebut terdiri atas sebuah ketel yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan sebuah generator listrik. Daya listrik yang dihasilkan tidak seluruhnya disalurkan ke sistem tetapi sebagian kecil digunakan untuk mengoperasikan peralatan yang terdapat pada pusat pembangkit listrik tersebut, seperti ketel, pompa, kompresor dan sebagainya, serta untuk mencatu peralatan kontrol, komunikasi, penerangan dan komputer.



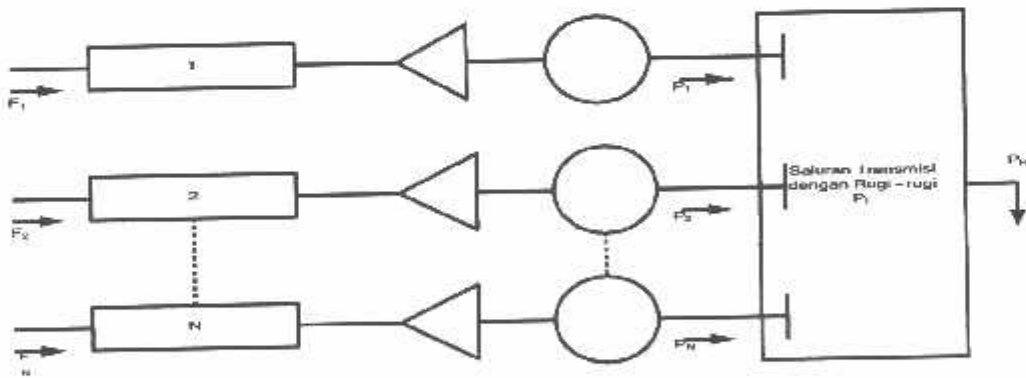
**Gambar 2.1**  
**Bagan Pembangkit Listrik Tenaga Uap<sup>[3]</sup>**



## 2.2. Economic Dispatch Pembangkit Listrik

Seperti yang telah diketahui bahwa beban sistem selalu berfluktuasi setiap waktu. Perubahan beban itu harus diikuti oleh unit-unit pembangkit tenaga listrik, sehingga perlu dipikirkan bagaimana membagi beban secara ekonomis diantara unit-unit pembangkit tenaga listrik yang beroperasi. *Economic dispatch* unit pembangkit listrik adalah pembagian atau penjatahan beban sistem pada unit-unit pembangkit listrik yang beroperasi secara optimal sehingga mendapatkan biaya operasi pembangkit yang minimum. Untuk menghitung *economic dispatch* salah satunya dapat dilakukan dengan Metode *Pengali Lagrange*.

Sistem dengan memperhitungkan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.2. Sistem ini terdiri dari  $N$  buah unit pembangkit thermal dihubungkan melalui saluran transmisi yang melayani beban  $P_R$ . *Input* dari masing-masing unit ditunjukkan oleh  $F_i$  yang mewakili biaya dari satu unit pembangkit dan *output* dari masing-masing unit  $P_i$  adalah daya yang dihasilkan oleh satu unit pembangkit.



**Gambar 2.2**  
 **$N$  buah Pembangkit Thermal Melayani Beban  $P_R$**   
**Melalui Saluran Transmisi<sup>[3]</sup>**

Total biaya rata-rata yang harus ditanggung oleh sistem adalah jumlah dari biaya dari masing-masing unit pembangkit. Dan kendala yang paling penting

adalah bahwa jumlah output dari masing-masing unit pembangkit sama dengan beban di konsumen ditambah rugi-rugi transmisi sehingga :

$$P_R + P_L - \sum_{i=1}^N P_i = \phi = 0 \dots\dots\dots(2.1)$$

Persamaan Lagrange ditulis sebagai :

$$L = F_T + \lambda \phi \dots\dots\dots(2.2)$$

$$\phi = \sum_{i=1}^N P_i - P_R - P_L = 0 \dots\dots\dots(2.3)$$

Persamaan La Grange-nya menjadi :

$$L = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) - \lambda \left( \sum_{i=1}^N P_i - P_R - P_L \right) \dots\dots\dots(2.4)$$

Nilai optimal akan tercapai apabila  $\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0$  ( pada setiap unit pembangkit )

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0$$

atau

$$\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, N \dots\dots\dots(2.5)$$

### 2.3. Formulasi Permasalahan

Secara matematis, permasalahan dapat ditulis sebagai :

$$\text{Minimize } F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots\dots\dots(2.6)$$

dengan syarat :

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R + P_L \dots\dots\dots(2.7)$$

$$\text{dan } P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad \dots\dots\dots(2.8)$$

dimana :

$P_i$  adalah daya keluaran dari unit  $i$  (MW)

$F(P_i)$  adalah daya masukan dari unit  $i$ , atau biaya rata – rata (\$/h)

$P_R$  adalah beban dalam suatu sistem (MW)

$P_L$  adalah rugi daya saluran transmisi (MW)

#### 2.4. Persamaan Rugi Saluran Transmisi dengan Matrik B

Persamaan rugi saluran transmisi dengan menggunakan matrik B, diperkenalkan pertama kali pada awal tahun 1950'an sebagai metode yang dalam prakteknya untuk menghitung rugi dan kenaikannya pada saluran transmisi. Pada waktu itu, pengiriman secara otomatis diperkenalkan dengan komputer analog dan persamaan rugi saluran transmisi yang tersimpan pada komputer analog disetting dengan ketepatan potensiometer. Persamaan untuk matrik B adalah :

$$P_{loss} = P^T [B]P + B_0^T + B_{00} \quad \dots\dots\dots(2.9)$$

dimana :

$P$  : vektor dari semua bus generator ( MW )

$[B]$  : matrik bujursangkar yang berdimensi sama dengan P

$B_0$  : vektor yang sama panjangnya dengan P

$B_{00}$  : konstanta

Hal tersebut dapat ditulis dengan persamaan berikut :

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^N B_{0i} P_i + B_{00} \quad \dots\dots\dots(2.10)$$

Dimana  $P_i$  adalah vektor kolom  $N_g$  dimensional dari daya keluaran tiap unit pembangkit.  $P_j$  adalah matrik yang berhubungan dengan  $P_i$ .  $B_{ij}$  adalah matrik koefisien  $N_g \times N_g$ .  $B_{i0}$  adalah koefisien vektor kolom  $N_g$  dimensional.  $B_{00}$  adalah koefisien.

Sebelum mendiskusikan perhitungan dari koefisien B untuk menghitung *economic dispatch*, hal yang harus dilakukan adalah mensubstitusikan persamaan (2.10) dengan persamaan (2.2), (2.3), dan (2.5), sehingga persamaannya menjadi :

$$\phi = -\sum_{i=1}^N P_i + P_{load} + \left( \sum_i \sum_j P_i B_{ij} P_j + \sum_j B_{i0} P_i + B_{00} \right) \dots \dots \dots (2.11)$$

kemudian

$$\frac{\partial \phi}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda \left( 1 - 2 \sum_j B_{ij} P_j - B_{i0} \right) \dots \dots \dots (2.12)$$

**2.5. Economic Dispatch dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi**

**2.5.1. Economic Dispatch dengan Menggunakan Faktor Penalti**

Metode yang biasa digunakan untuk memecahkan permasalahan *Economic Dispatch* dengan memperhitungkan rugi daya pada saluran transmisi adalah dengan menggunakan metode faktor penalti. Metode tersebut memecahkan permasalahan *Economic Dispatch* secara iterative menggunakan metode *Lagrange multiplier* atau dengan *dynamic programming*, dengan menggunakan nilai yang diperoleh pada iterasi pertama untuk menghitung faktor penalti hasil berikutnya hingga kondisi stabil tercapai.

Persamaan matematis fungsi Lagrange yang berhubungan dengan perkalian  $\lambda$  untuk persamaan (2.7) adalah :

$$\min J = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda(P_R + P_L - \sum_{i=1}^N P_i) \dots\dots\dots(2.13)$$

Nilai optimal akan tercapai apabila  $\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0$  ( pada setiap unit pembangkit )

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0 \dots\dots\dots(2.14)$$

atau

$$\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, N \dots\dots\dots(2.15)$$

dimana :

$$\frac{dP_L}{dP_i} = \sum_{j=1}^N 2B_{ij}P_j + B_{0i} \dots\dots\dots(2.16)$$

dan 
$$\frac{1}{1 - \frac{dP_L}{dP_i}} = \frac{1}{1 - \sum 2B_{ij}P_j - B_{0i}} = PF_i \dots\dots\dots(2.17)$$

Persamaan (2.16) adalah kenaikan rugi daya, dan persamaan (2.17) adalah persamaan faktor penalti (PF<sub>i</sub>) untuk unit i = 1,2, ... , N; dimana P<sub>i</sub> adalah daya keluaran tiap unit pembangkit. P<sub>j</sub> adalah matrik yang berhubungan dengan P<sub>i</sub>. B<sub>ij</sub> adalah matrik koefisien N<sub>g</sub> x N<sub>g</sub>. B<sub>0i</sub> adalah koefisien vektor kolom N<sub>g</sub> dimensional. Persamaan (2.7) dan (2.15) dinamakan persamaan koordinasi.

Jika batas pada P<sub>i</sub> diambil ke dalam kondisi nilai pertama yang diminta, sehingga persamaan matematisnya menjadi :

$$PF_i \frac{dF_i}{dP_i} \begin{cases} \geq \lambda \text{ if } P_i = P_{i,\min} \\ = \lambda \text{ if } P_i \in (P_{i,\min}, P_{i,\max}) \\ \leq \lambda \text{ if } P_i = P_{i,\max} \end{cases} \dots\dots\dots(2.18)$$

### 2.5.2. Economic Dispatch Tanpa Menggunakan Faktor Penalti

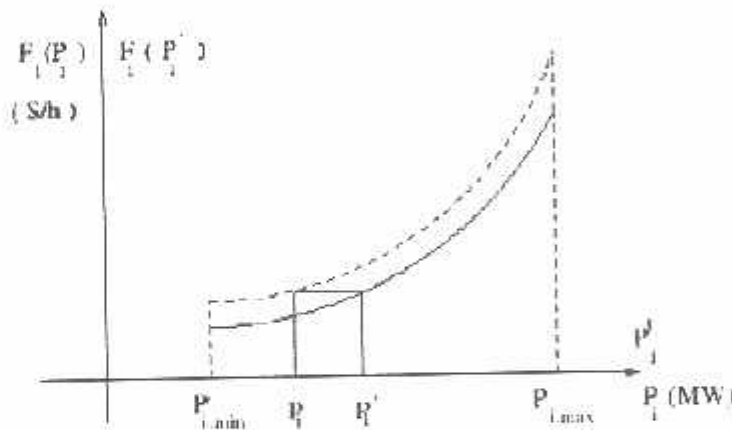
*Economic dispatch* dengan memperhitungkan rugi saluran transmisi dapat dioptimalkan dengan *dynamic programming* tanpa menggunakan faktor penalti. Daya yang dibangkitkan oleh suatu unit pembangkit ( $P_i$ ) akan seimbang dengan daya keluaran dan rugi daya pada saluran transmisi ( $P_i'$ ), sehingga :

$$P_i' = P_i - b_{i0} - b_{i1}P_i - b_{i2}P_i^2 \quad \dots\dots\dots(2.19)$$

dimana  $b_{i0}$ ,  $b_{i1}$ , dan  $b_{i2}$  adalah koefisien dari fungsi rugi daya. Karena itu :

$$P_i = \frac{1 - b_{i1} - \sqrt{(1 - b_{i1})^2 - 4b_{i2}(P_i' + b_{i0})}}{2b_{i2}} \quad \dots\dots\dots(2.20)$$

Hubungan antara  $F_i'$  dan  $F_i$  ditunjukkan oleh gambar berikut ini :



**Gambar 2.3**  
Fungsi Masukan – Keluaran  $F_i P_i$  dan  $F_i'(P_i')$ <sup>[1]</sup>

Nilai jangkauan dari  $P_i'$  yang diturunkan dari  $P_i$  diasumsikan dengan nilai integer atau dengan kata lain adalah pendekatan dari 1 MW :

$$P_i'^{min} = [P_{i,min} - b_{i0} - b_{i1}P_{i,min} - b_{i2}P_{i,min}^2] \leq P_i' \leq [P_{i,max} - b_{i0} - b_{i1}P_{i,max} - b_{i2}P_{i,max}^2] = P_i'^{max}$$

dimana  $\lceil \alpha \rceil$  dan  $\lfloor \alpha \rfloor$  adalah nilai integer terkecil yang tidak lebih kecil daripada



dan nilai integer terbesar yang tidak lebih besar dari pada  $\alpha$  ( $P_{i,\min}$  dan  $P_{i,\max}$  dianggapnya sebuah integer ).

Fungsi berulang pada program dinamis (*dynamic programming recursion*) ditunjukkan oleh persamaan berikut :

$$F_i^*(D_i) = \min_{P_i \in R_i} \{F_{i-1}^*(D_i - P_i) + F_i'(P_i)\} \dots\dots\dots(2.21)$$

dimana  $R_i = [P_{i,\min}', P_{i,\max}']$  adalah daerah produksi yang efektif dari unit  $i$ ,

$$\text{dan } D_i \equiv \left[ \sum_{k=1}^i P_{k,\min}', \sum_{k=1}^i P_{k,\max}' \right] \dots\dots\dots(2.22)$$

adalah daerah beban yang yang dapat dicukupi oleh unit  $i$  yang pertama. Fungsi ini digunakan untuk mendapatkan kebijaksanaan yang optimal dari daya  $P_1^*, P_2^*, \dots, P_N^*$ , di mana daya tersebut dihasilkan oleh tiap unit sesuai dengan persamaan (2.20). Biaya dari kebijaksanaan ini dinyatakan oleh persamaan :

$$F_N^*(P_R) = \sum_{i=1}^N F_i(P_i^*).$$

### 2.6. Dynamic Programming

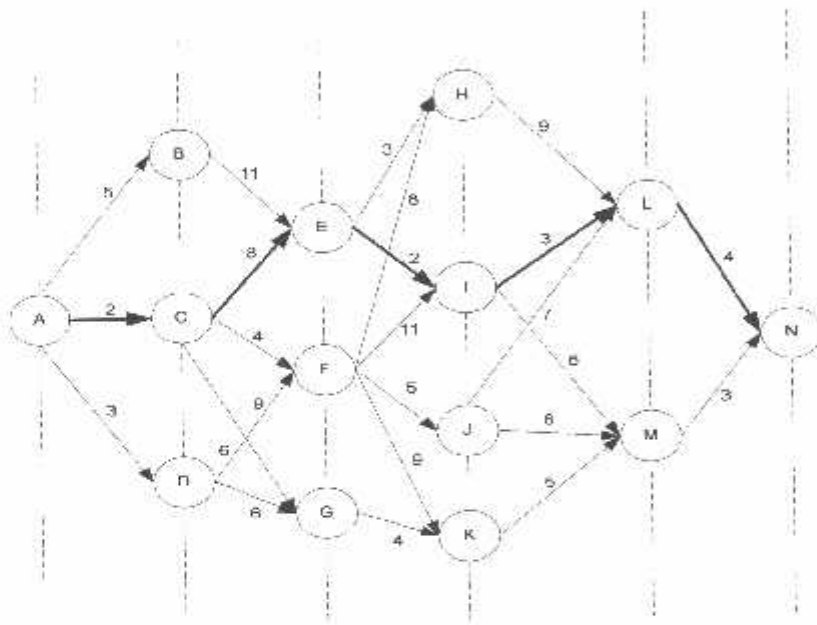
Penggunaan dari metode digital untuk menyelesaikan beragam permasalahan pengontrolan dan optimasi dinamis diperkenalkan oleh Dr. Richard Bellman dan teamnya pada tahun 1950 pada saat mereka sedang mengembangkan program dinamis. Teknik ini sangat dibutuhkan untuk menyelesaikan beragam permasalahan dan dapat mengurangi hasil perhitungan untuk mendapatkan hasil yang optimal atau kebijaksanaan pengontrolan.

Latar belakang teori matematis ini didasarkan pada variasi dari kalkulus yang memang rumit. Bagaimanapun, penggunaanya tidaklah serumit perhitungan kalkulus sejak perhitungan tersebut bergantung pada kesediaan untuk

mengekspresikan permasalahan optimasi secara partikular pada kondisi yang sesuai untuk persamaan *dynamic programming*.

Pada penjadwalan dari generator sistem daya, teknik *dynamic programming* dikembangkan berdasarkan hal berikut ini :

1. *economic dispatch* pada unit thermal.
2. solusi dari permasalahan penjadwalan *hydrothermal* secara ekonomis.
3. praktek untuk menyelesaikan solusi permasalahan komitmen unit.



**Gambar 2.4**  
Contoh dari program dinamis<sup>[3]</sup>

Gambar 2.4 merepresentasikan perjalanan biaya unit yang dikirim dari titik A ke titik N. Nilai dalam area tersebut adalah biaya atau angka pengiriman unit dari titik awal sampai titik akhir lingkungan. Yang menjadi permasalahan adalah mendapatkan rute biaya yang minimum dari A ke N. Metode ini akan diilustrasikan dengan program dinamis, yaitu :

- Mulai dari titik A, biaya minimum hingga ke titik N adalah ACEILN.

- Mulai dari titik C, biaya minimum hingga ke titik N adalah CEILN.
- Mulai dari titik E, biaya minimum hingga ke titik N adalah EILN.
- Mulai dari titik I, biaya minimum hingga ke titik N adalah ILN.
- Mulai dari titik L, biaya minimum hingga ke titik N adalah LN.

Pernyataan yang sama dapat dibuat untuk mendapatkan alur biaya yang maksimum dari titik A ke titik N, yaitu ABEHLN. Biaya untuk mencapai titik N, yang dimulai dari titik mana saja pada bagian awal nilai maksimum mengandung bagian asli dari biaya maksimum.

Rute atau alur tersebut dibuat berdasarkan urutan, sehingga tercipta bermacam keadaan yang dapat dilintasi atau dilalui. Urutan yang optimal dinamakan kebijaksanaan optimal, sedangkan bermacam bagian dari urutan dinamakan subkebijaksanaan. Dari penjelasan tersebut dapat terlihat bahwa kebijaksanaan optimal ( alur biaya minimum ) hanya mengandung bagian kebijaksanaan optimal. Sehingga Teorema dari “ *kebijaksanaan* “ dapat dirumuskan sebagai :

- Kebijaksanaan optimal hanya mengandung subkebijaksanaan optimal.
- Jika kebijaksanaan yang optimal dinyatakan dengan keadaan, bagaimanapun keputusan terdahulu mungkin akan tetap digunakan untuk mendasari mengambil kebijaksanaan optimal tersebut dari hasil keputusan sebelumnya yang ikut dimasukkan.

*Dynamic programming* merupakan suatu metode untuk mencari pilihan yang optimal diantara beberapa alternatif yang ditempuh, dengan cara melakukan seleksi seluruh keputusan selama kurun waktu optimasi. Proses seleksi dapat dilakukan dengan langkah ke depan (*forward dynamic programming*) atau langkah ke belakang (*backward dynamic programming*). Seleksi tersebut

bertujuan untuk menentukan pilihan optimal yang dilakukan secara berulang dan pada setiap langkah ditentukan satu keputusan untuk meminimalkan ruang keputusan selama kurun waktu optimasi. Satu langkah ke depan atau kebelakang dengan menggunakan periode waktu studi disebut tahap, setiap tahap menyatakan selang waktu operasi. Pada *dynamic programming* keadaan dalam setiap tahap disebut keadaan.

### 2.7. *Separable Quadratic Approximation* ( Pendekatan Kuadratis Terpisah )

Metode iteratif menggunakan suatu pendekatan kuadratis secara terpisah dengan fungsi rugi, secara mudah diperoleh dengan memperbaiki setiap iterasi pada masing-masing satu nilai  $P_j$  dalam setiap hubungan kuadrat, yang menyertakan dua macam nilai yaitu  $P_i$  dan  $P_j$ . Sebuah pendekatan seperti itu jauh lebih tepat dibanding yang diperoleh dengan memperbaiki kedua nilai tersebut. Kemudian algoritma dari bagian yang sebelumnya adalah sebagai berikut:

- (a) Memperoleh suatu solusi awal dari inisial  $P_1^{(0)}, P_2^{(0)}, \dots, P_N^{(0)}$  dengan membatasi masalah setelah menghapus semua hubungan kuadrat  $P_i B_{ij} P_j$  dengan  $i \neq j$  dalam fungsi rugi-rugi (atau yang lebih baik dengan beberapa heuristik, lihat dibawah). Atur penghitung iterasi dengan  $k = 1$ .
- (b) Menghitung pendekatan kuadratis secara terpisah dari fungsi rugi

$$\sum_{i=1}^N B_{ii} P_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i B_{ij} P_j^{(k-1)} + \sum_{i=1}^N B_{oi} P_i + B_{oo} \dots \dots (2.23)$$

- (c) Memecahkan masalah dengan pendekatan fungsi rugi (19) untuk memperoleh suatu solusi dari  $P_1^{(k)}, P_2^{(k)}, \dots, P_N^{(k)}$  (untuk tujuan ini gunakan DP yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya).
- (d) Menghitung pendekatan fungsi rugi yang benar dengan menggunakan  $P_1^{(k)}, P_2^{(k)}, \dots, P_N^{(k)}$  dalam (19) dan (4). Jika nilai-nilai ini berbeda dalam nilai mutlak yaitu kurang dari  $\epsilon$ , penghitungan dihentikan. Sebaliknya dengan menambahkan  $k$  dengan 1 dan kembali ke (b).

Sebuah pendekatan inisial yang lebih baik pada fungsi rugi dapat diperoleh dengan menghitung solusi awal dengan heuristik seperti di bawah ini:

(h1) Atur  $P_i = P_{i,\min}$  untuk  $i = 1, \dots, N$ ;

(h2) Hitung  $\delta P = \frac{P_R - \sum_{i=1}^N P_i}{N}$

(h3) Jika  $P_i + \delta P > P_{i,\max}$  untuk beberapa  $i$ , atur  $P_i = P_{i,\max}$ , hapus harga index dan kurangi  $N$  dengan 1. Kembali ke (h2).

(h4) Atur  $P_i + \delta P$  untuk semua sisa  $i$ .

Tujuan dari heuristik ini adalah untuk memperoleh dengan cepat solusi yang dapat dikerjakan dengan mudah, dimana hasilnya sedekat mungkin di atas minimum dari berbagai macam unit. Oleh karena itu, percobaan pertama untuk memberikan beban yang sama pada masing-masing unit. Jika beberapa batas atas beban tidak memuaskan kemungkinan besar diberikan pada unit yang cocok. Prosedur di iterasikan dengan jumlah beban yang tidak diberikan. Heuristik yang lebih baik dapat mempertimbangkan fungsi biaya ke dalam laporan, tetapi ini tidak terlalu dibutuhkan.

## 2.8. Analisa Aliran Daya

Dalam melayani beban yang dibutuhkan oleh konsumen dan pengoperasian tenaga listrik perlu dilakukan penganalisaan aliran daya, sehingga sistem yang dioperasikan dapat memenuhi persyaratan teknis maupun ekonomisnya. Dalam analisa aliran daya dilakukan perhitungan terhadap tegangan, arus, daya aktif dan reaktif, yang terdapat dalam berbagai titik dalam jala-jala jaringan transmisi tenaga listrik.

Tujuan dari analisa daya adalah:

1. Mencari harga *magnitude* tegangan  $|v|$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$  bus beban.
2. Mencari daya reaktif  $Q$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$  dari generator bus.
3. Untuk mendapatkan daya aktif dan daya reaktif pada bus slack.
4. Untuk mengetahui apakah semua peralatan pada sistem memenuhi batas - batas yang telah ditetapkan untuk operasi penyaluran daya.
5. Untuk mengetahui kondisi awal pada perencanaan sistem yang baru.
6. Untuk menentukan daya yang mengalir disetiap saluran jaringan tenaga listrik.

### 2.8.1 Klasifikasi Bus<sup>[2]</sup>

Pada setiap bus dari jaringan terdapat parameter - parameter yaitu : daya aktif ( $P$ ), daya reaktif ( $Q$ ), besar tegangan  $|v|$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$ .

Dengan melihat parameter diatas, setiap bus dapat diklasifikasikan menjadi 3 bagian:

$$Q_k = \sum_{n=1}^N \{ \delta_k (v_n G_{kn} + \delta_n B_{kn}) - v_k (\delta_n G_{kn} - v_n B_{kn}) \} \dots\dots\dots(2.27)$$

**2.8.2 Metode Newton Rapshon**

Proses yang dilakukan adalah membandingkan antara daya yang ditempatkan berdasarkan data ( $P_{k, \text{sched}}$  dan  $Q_{k, \text{sched}}$ ) dengan daya hasil perhitungan ( $P_{k, \text{calc}}$  dan  $Q_{k, \text{calc}}$ ) menggunakan persamaan (2.26) dan (2.27) di atas. Selisih daya yang diterapkan dan perhitungan ( $\Delta P_k$  dan  $\Delta Q_k$ ) dihitung dengan persamaan :

$$\Delta P_k = P_{k, \text{sched}} - P_{k, \text{calc}} \dots\dots\dots(2.28)$$

$$\Delta Q_k = Q_{k, \text{sched}} - Q_{k, \text{calc}} \dots\dots\dots(2.29)$$

Selisih daya dihitung dengan persamaan (2.28) dan persamaan (2.29) digunakan untuk menghitung nilai perubahan parameter tegangan bus, yaitu  $\Delta |V_k|$  dan  $\Delta \delta_k$ , yaitu dengan menggunakan elemen Jacobian, sehingga koreksi terhadap nilai parameter tegangan yang telah ditetapkan nilai awal sebelumnya. Elemen Jacobian sendiri merupakan turunan parsial P dan Q terhadap masing-masing variabel pada persamaan (2.26) dan (2.27), yang dalam bentuk matriks dituliskan sebagai :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \dots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \dots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v_1 \\ \dots \\ \Delta v_{n-1} \\ \Delta \delta_1 \\ \dots \\ \Delta \delta_{n-1} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |v| \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.30)$$

Dimana elemen-elemen jacobian dapat dihitung dengan menurunkan persamaan-persamaan (2.26) dan (2.27)

Perubahan nilai tegangan bus dijumlahkan dengan nilai tegangan bus sebelumnya, yang kemudian nilai tegangan bus terbaru ini digunakan untuk menghitung kembali daya  $P_{k, calc}$  dan  $Q_{k, calc}$  menurut persamaan (2.26) dan (2.27) Proses ini terus berulang, yang disebut iterasi hingga mencapai kondisi dimana nilai perubahan daya  $\Delta P$  dan  $\Delta Q$  konvergen mencapai suatu nilai minimum yang telah ditentukan (berkisar 0,001 hingga 0,0001 pu)

### 2.8.3 Prosedur Aliran Daya Newton Raphson

1. Tentukan nilai-nilai  $P_{k, spec}$  dan  $Q_{k, spec}$  yang mengalir kedalam sistem pada setiap rel untuk nilai yang ditentukan atau perkiraan dari besar dan sudut tegangan untuk iterasi pertama atau tegangan yang ditentukan paling akhir untuk iterasi berikutnya.
2. Hitung  $\Delta P$  pada setiap rel.
3. Hitung nilai-nilai jacobian dengan menggunakan nilai nilai perkiraan atau yang ditentukan dari besar dan sudut tegangan dalam persamaan untuk turunan parsial yang ditentukan dengan differensiasi persamaan (2.26) dan (2.27).
4. Balikkan jacobian itu dan hitung koreksi tegangan  $\Delta \delta_k$  dan  $\Delta |V_k|$  pada nilai sebelumnya.



5. Hitung nilai baru dari  $\delta_k$  dan  $|V_k|$  dengan menambahkan  $\Delta\delta_k$  dan  $\Delta|V_k|$  pada nilai sebelumnya.
6. Kembali ke langkah 1 dan ulang proses diatas menggunakan nilai untuk besar dan sudut tegangan yang ditentukan paling akhir sehingga semua nilai  $\Delta\delta'$  dan  $\Delta Q$  atau semua nilai  $\Delta\delta$  dan  $\Delta|V|$  lebih kecil dari suatu indeks ketepatan yang telah dipilih.

### 2.9. Sistem Per-Unit<sup>[4]</sup>

Untuk memudahkan proses perhitungan, dalam sistem tenaga listrik digunakan sistem Per-Unit (pu).

$$\text{Besaran Per-Unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar}} \dots\dots\dots(2.31.)$$

Rumus-rumus yang digunakan untuk penentuan arus dasar dan impedansi dasar adalah :

➤ Untuk data 1 fasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 1 fasa}}{\text{kV dasar L - N}} \dots\dots\dots(2.32.)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.33.)$$

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2}{\text{MVA dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.34.)$$

➤ Untuk data 3 fasa

$$\text{Arus dasar} \quad I_d = \frac{\text{kVA dasar 3 fasa}}{\sqrt{3} \text{ kV dasar L - L}} \dots\dots\dots(2.35.)$$

Impedansi dasar

$$Z_0 = \frac{(\text{kV dasar } L - L)^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 3 fasa}} \dots\dots\dots(2.36.)$$

$$Z_{d1} = \frac{(\text{kV dasar } L - L)^2}{\text{MVA dasar 3 fasa}} \dots\dots\dots(2.37.)$$

Dalam persamaan di atas nilai-nilai besaran diberikan untuk rangkaian satu fasa. Jadi tegangannya adalah tegangan antara fasa dengan tanah dan daya setiap fasa.

Setelah besaran-besaran dasar telah ditentukan maka besaran-besaran itu dinormalisasikan terhadap besaran dasar. Dengan demikian impedansi per satuan dari suatu elemen rangkaian didefinisikan sebagai berikut :

$$Z = \frac{\text{Impedansi sebenarnya } Z (\Omega)}{\text{Impedansi dasar } Z_{d1}} \dots\dots\dots(2.38.)$$

### 2.10 Mengubah Dasar Sistem Per-Unit

Kadang-kadang impedansi per-unit untuk suatu komponen dari suatu sistem dinyatakan menurut dasar yang berbeda dengan dasar yang dipilih untuk bagian dari sistem dimana komponen tersebut berada. Karena semua impedansi dalam bagian manapun dari suatu sistem harus dinyatakan dengan dasar impedansi yang sama, maka dalam perhitungannya kita perlu mempunyai cara untuk dapat mengubah impedansi per-unit dari suatu dasar ke dasar yang lain. Dengan mensubstitusikan impedansi dasar yang diberikan dalam persamaan (2.34.) dan (2.37.) ke dalam persamaan (2.38.) maka diperoleh:

$$Z_u = \frac{(\text{Impedansi sebenarnya, } \Omega) \cdot (\text{MVA dasar})}{(\text{Tegangan dasar, kV})^2} \dots\dots\dots(2.39.)$$

Persamaan (2.22.) memperlihatkan bahwa impedansi per-unit berbanding lurus dengan MVA dasar serta berbanding terbalik dengan kuadrat tegangan

dasar. Untuk mengubah dari impedansi per-unit menurut suatu dasar yang diberikan menjadi impedansi per-unit menurut suatu dasar yang baru, dapat dipakai persamaan berikut:

$$Z_{\text{baru per-unit}} = Z_{\text{diberikan per-unit}} \left( \frac{kV_{\text{diberikan dasar}}}{kV_{\text{baru dasar}}} \right)^2 \times \left( \frac{MVA_{\text{baru dasar}}}{MVA_{\text{diberikan dasar}}} \right) \dots\dots\dots (2.40.)$$

Persamaan ini tidak ada hubungannya dengan pemindahan nilai impedansi dalam ohm dari salah satu sisi transformator ke sisi yang lain.

## 2.11. Algoritma Program

### 2.11.1. Algoritma *Economic Dispatch* Menggunakan *Separable Approximation*

#### *Dynamic Programming*

1. Mulai
2. Baca Data Pembangkitan, Pembebanan, Saluran Transmisi.
3.  $i = 1$
4.  $P_{R(i)}$  (daya beban)
5.  $P_{O(i)}$  (daya yang dibangkitkan)
6.  $P_{L(i)}$  (daya losses)
7. minimize  $F_T$
8. Apakah  $i = N$  ?
  - “ Ya “, ke langkah selanjutnya.
  - “ Tidak “,  $i = i + 1$ , kembali ke langkah 4.
9. Cetak Hasil
10. Selesai.

### 2.11.2 Algoritma *Separable Quadratic Approximation Programming*

1. Mulai

2.  $i = 1$

3. mengeset  $P_i = P_{i,\min}$

4. hitung  $\delta P = \frac{P_R - \sum_{i=1}^N P_i}{N}$

5. Apakah  $P_i + \delta P > P_{i,\max}$  ?

Jika “ya” mengeset  $P_i = P_{i,\max}$  ( $N=N-1$ ), kemudian kembali ke langkah 6.

Jika “tidak” ke langkah berikutnya.

6. Mengeset  $P_i + \delta P$  untuk tiap  $i$ .

7. Hitung aliran daya menggunakan Newton Raphson

8. Hitung :  $F_i^*(D_i) = \min_{P_i=R_i} \{F_{i-1}^*(D_i - P_i) + F_i(P_i)\}$

9. Hitung :  $P_i$

10. Apakah  $\text{abs } P_i^{(k)} - P_i^{(k-1)} < \varepsilon$

Jika “ya”, ke langkah selanjutnya.

Jika “tidak”, kembali ke langkah 7.

11. Apakah  $i = N$  ?

Jika “ya”, ke langkah selanjutnya.

Jika “tidak”,  $i = i + 1$ , kemudian kembali ke langkah 4.

12. minimize  $F_T$

### 2.11.3 Algoritma Subroutine *Dynamic Programming*

1. Mulai

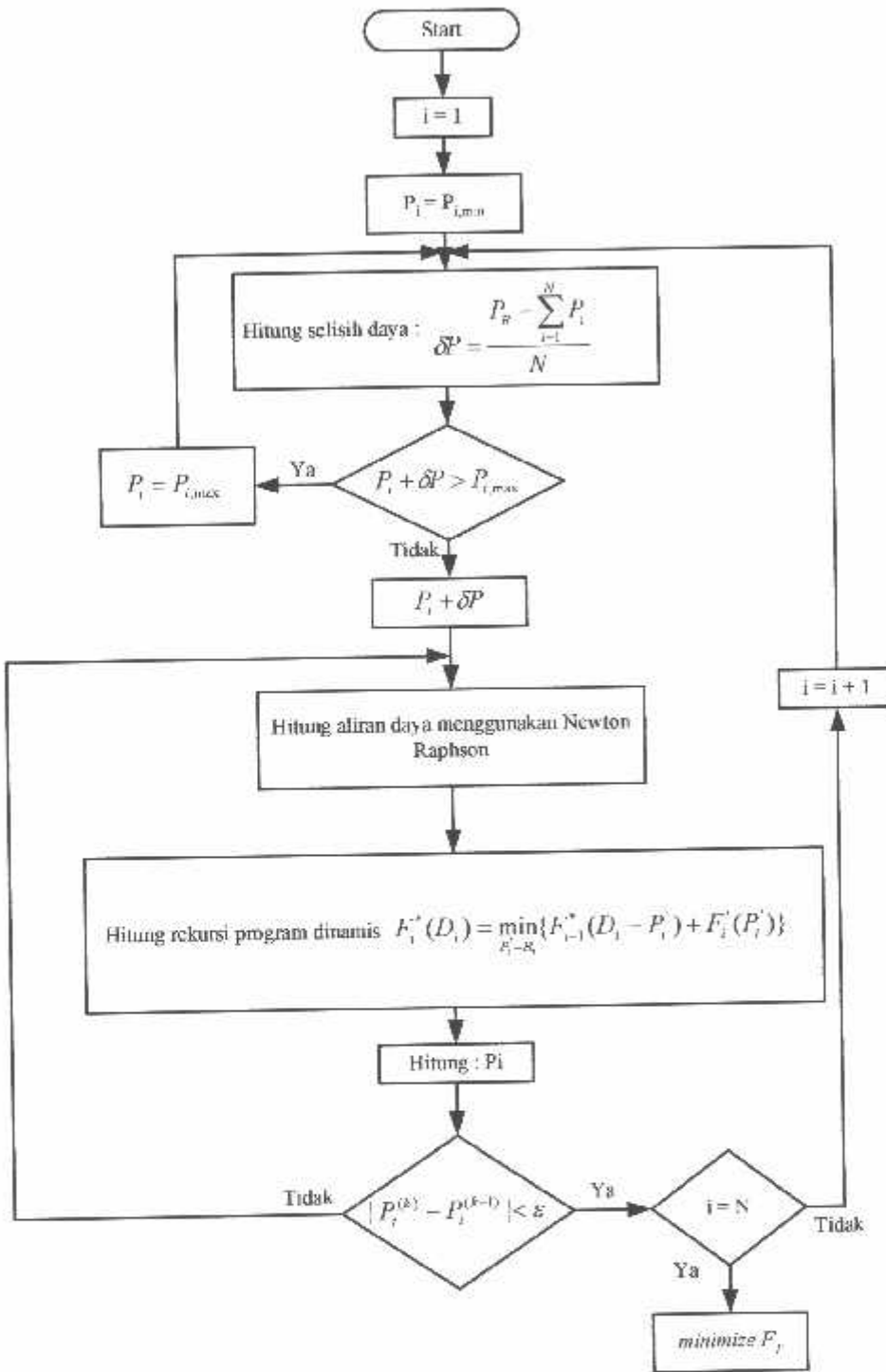
2.  $i = 1$

3. tentukan  $P_i$
4. Apakah  $P_{i,\min} \leq P_i$ ?
  - “Ya”, ke langkah selanjutnya.
  - “Tidak”,  $i = i + 1$ , kembali ke langkah 3
5. Apakah  $P_i \leq P_{i,\max}$ ?
  - “Ya”, ke langkah selanjutnya.
  - “Tidak”,  $i = i + 1$ , kembali ke langkah 3
6. Hitung :  $P_i' = P_i - b_{i0} - b_{i1}P_i - b_{i2}P_i^2$
7.  $k = 1$
8. tentukan :  $P_k$
9. Hitung :  $D_i = \sum_{k=1}^i P_k'$
10. Apakah :  $\sum_{k=1}^i P_{k,\min}' \leq D_i \leq \sum_{k=1}^i P_{k,\max}'$  ?
  - “Ya”, ke langkah selanjutnya.
  - “Tidak”,  $k = k + 1$ , kembali ke langkah 7.
11. Hitung :  $F_{(i-1)}^*(D_i - P_i)$
12. Hitung :  $F_i'(P_i')$
13. Hitung :  $F_i^*(D_i)$
14. Apakah  $i = N$ 
  - “Ya”, ke langkah selanjutnya.
  - “Tidak”,  $i = i + 1$ , kembali ke langkah 3
15. Hitung :  $P_i$

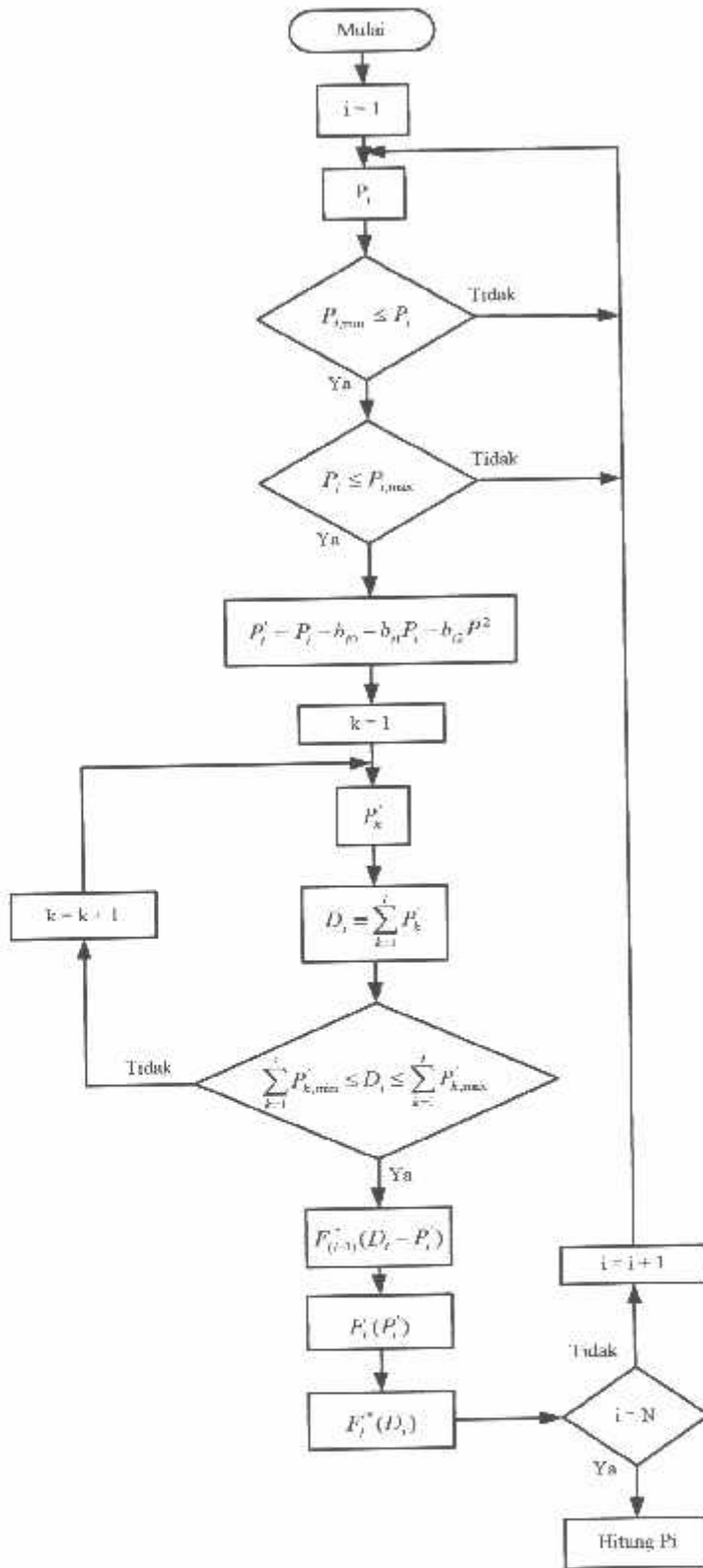
#### 2.11.4 Algoritma Aliran Daya Newton Raphson

1. Bentuk matriks admitansi bus :  $[Y_{bus}]$
2. Penetapan harga awal tegangan dan sudut fasa untuk semua bus kecuali bus slack  $[V_i(0), \delta(0)]$
3. Menentukan nomor iterasi awal,  $k=0$
4. Menghitung injeksi daya aktif dan reaktif pada setiap bus dengan persamaan kecuali bus slack
5. Menghitung selisih daya yang dijadwalkan dengan injeksi daya bus dari perhitungan
6. Menentukan perubahan maksimum pada daya aktif dan daya reaktif
7. Membandingkan apakah selisih daya sudah sama atau lebih kecil dari  $\epsilon$
8. Jika "ya" hitung daya aktif dan reaktif, tegangan dan sudut fasa tegangan pada setiap bus, serta aliran daya pada saluran dan perhitungan selesai, jika "tidak" lanjutkan ke langkah berikutnya
9. Membentuk elemen matriks *Jacobian*
10. Menghitung faktor koreksi tegangan dan sudut fasa setiap bus kecuali bus slack dan bus generator
11. Menghitung nilai tegangan dan sudut fasa yang baru
12. Mengganti nilai sudut fasa yang lama dengan sudut fasa yang baru, tegangan yang lama dengan tegangan yang baru
13. Perhitungan dilanjutkan ke langkah 4 dengan nilai iterasi yang baru sampai hasil yang didapatkan konvergen.

2.10.1.1 Flowchart *Separable Approximation Dynamic Programming*

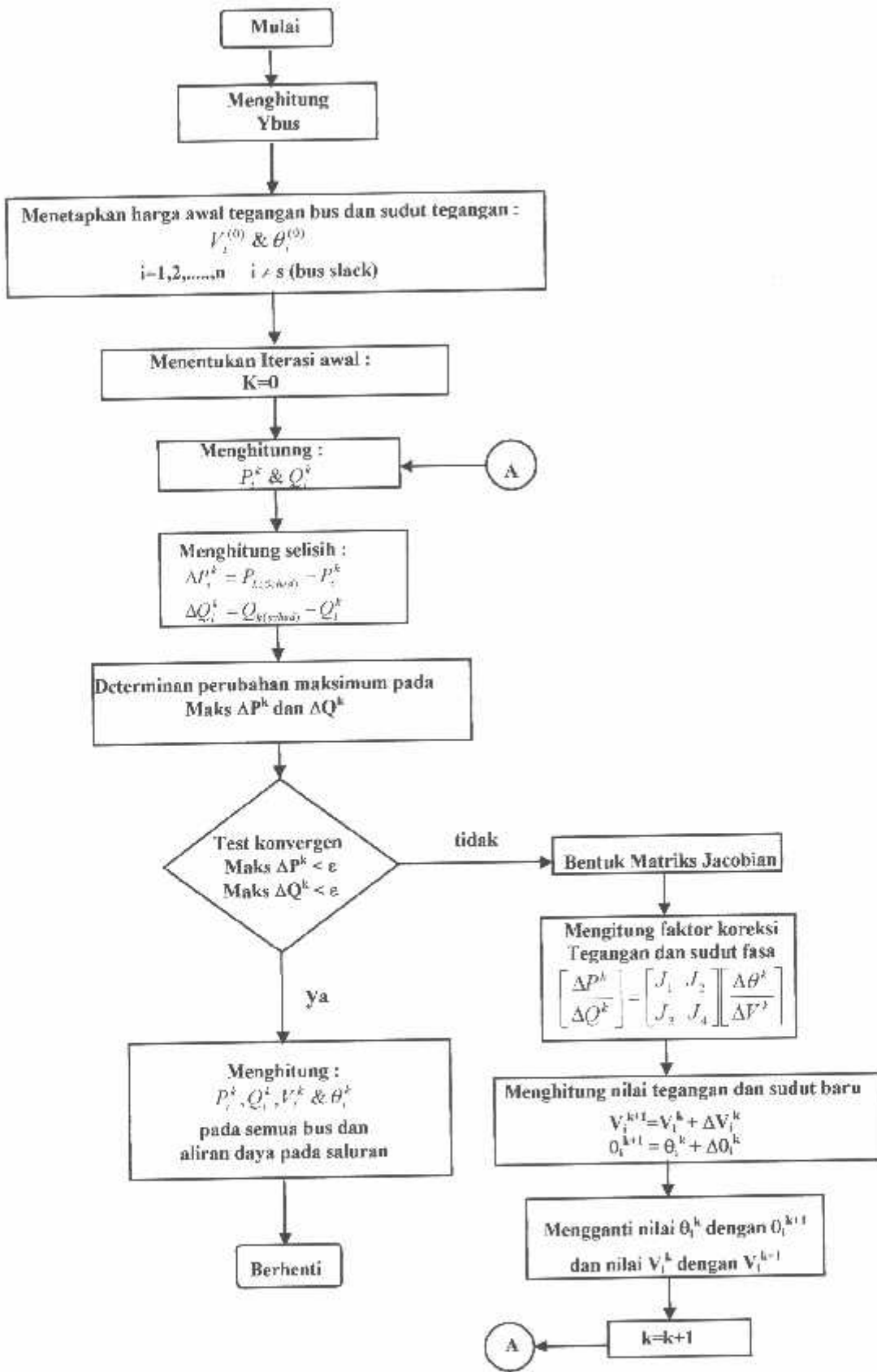


2.10.1.1.1. Flowchart *Subroutine Dynamic Programming*





### 2.10.1.1.2. Flowchart Aliran Daya Newton Raphson



### **BAB III**

## **PENERAPAN ALGORITMA *SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING* PADA SUB SISTEM PAITON – BALI**

### **3.1. Pendahuluan.**

Dalam menjalankan tugasnya sebagai penyedia kebutuhan akan energi listrik bagi masyarakat luas. PT. Pembangkitan Jawa-Bali dituntut untuk memberikan pelayanan yang memuaskan disamping itu juga harus memenuhi tujuan lainnya sebagai perusahaan yang bergerak dibidang jasa yaitu untuk mendapatkan keuntungan finansial.

PT. Pembangkitan Jawa-Bali dalam usaha menyelenggarakan usaha ketenaga listrikian berdasarkan prinsip industri dalam 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 pembangkitan agar lebih ekonomis, bermutu dan didukung keandalan yang tinggi.

### **3.2. Data Pembangkitan Thermal Pada Sub Sistem Paiton-Bali**

Pada skripsi ini akan membahas pembangkit thermal yang berada pada sub sistem Paiton – Bali. Pembangkit thermal yang dibahas dalam skripsi ini adalah

PLTU Paiton 1-2, PLTG Gilimanuk, PLTD Pesanggaran, dan PLTG Pesanggaran pada saat beban puncak yaitu pukul 20.00 WIB.

Untuk data dari bentuk karakteristik semua unit pembangkit yang dibahas dalam skripsi ini beserta kapasitasnya dan *fuel cost* (biaya bahan bakar) yang digunakan dalam perhitungan adalah berdasarkan data dari PT. Indonesia Power dan PT. PJB.

**Tabel 3.1.**  
**Parameter Unit Pembangkit Thermal**

Nama Pembangkit	a2	a1	a0	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)
PLTU Paiton 1&2	6,180	1306,150	388144,168	150	700	-200	300
PLTG Gilimanuk	1,4069	1599	87345	50	133,8	-45	80
PLTD Pesanggaran	14,2932	1670	88960	21	75	-20	60
PLTG Pesanggaran	113,9	5297	139560	15	125,5	-15	75

Dengan memasukkan data-data pada tabel 3.1. ke persamaan fungsi biaya bahan bakar, maka untuk unit pembangkit thermal PLTU Paiton 1&2 diperoleh sebagai berikut :

Biaya bahan bakar pembangkit:

$$F_i(G_i) = a_2 P_{Gi}^2 + a_1 P_{Gi} + a_0$$

$$F_i(G_i) = 6,180P^2 + 1306,150P + 388144,168$$

Untuk persamaan biaya pembangkitan dari masing-masing unit pembangkit yang berdasarkan data-data diatas adalah sebagai berikut:

**Tabel 3.2**  
**Persamaan Biaya Pembangkitan**  
**Unit Pembangkit Thermal Paiton-Bali**

No.	Nama Pembangkit	Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkitan (Rp/Jam)
1	PLTU Paiton 1&2	$F = 6,180P^2 + 1306,150P + 388144,168$

2	PLTG Gilimanuk	$F = 1,4069P^2 + 1599P + 87345$
3	PLTD Pesanggaran	$F = 14,2932P^2 + 1670P + 88960$
4	PLTG Pesanggaran	$F = 113,9P^2 - 5297P + 139560$

### 3.3. Data Pembangkitan dan Pembebanan Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali

**Tabel 3.3.**  
**Data Pembangkitan dan Pembebanan**  
**Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali**  
**7 Januari 2006 pukul 20.00**

No.	Nama Bus	Tegangan	Pgenerator	Qgenerator	Pload	Qload	Tipe
		(pu)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
1	PAITON	1,024	-	-	64	6,5	1
2	KRAKSAN	-	-	-	14	5	3
3	GENDING	-	-	-	19,2	19,6	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	37,9	16	3
5	LUMAJANG	-	-	-	36,7	15	3
6	TANGGUL	-	-	-	27	10	3
7	JEMBER	-	-	40	65,5	28	3
8	GENTENG	-	-	-	40,5	20	3
9	SITUBONDO	-	-	-	23	4,5	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	18	6,5	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	36	14	3
12	GILIMANUK	0,986	99,9	-	6,2	2,0	2
13	NEGARA	-	-	-	10,8	4,5	3
14	ANTASARI	-	-	-	5,6	2,4	3
15	KAPAL	-	-	50	55,4	16,9	3
16	BATURITI	-	-	-	4,5	0,9	3
17	PEMARON	-	-	-	24	7,5	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	31,2	12,5	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	73,3	28,3	3
20	PLTD PSGRAN	0,93	22,00	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	0,93	68,00	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	45,5	15,9	3
23	SANUR	-	-	25	46,8	14,8	3
24	GLANYAR	-	-	-	31,6	10,9	3
25	AMLAPURA	-	-	-	12,3	6,0	3
26	PANAYANGAN	-	-	-	11,7	3,1	3

**Tabel 3.4.**  
**Data Pembangkitan dan Pembebanan**  
**Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali**  
**8 Januari 2006 pukul 20.00**

No.	Nama Bus	Tegangan	Pgenerator	Qgenerator	Pload	Qload	Tipe
		(pu)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
1	PAITON	1,047	-	-	51	11	1
2	KRAKSAN	-	-	-	6,1	1,7	3
3	GENDING	-	-	-	19	9,6	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	39	18	3
5	LUMAJANG	-	-	-	37	15	3
6	TANGGUL	-	-	-	27	9,5	3
7	JEMBER	-	-	40	64	28	3
8	GENTENG	-	-	-	41	12	3
9	SITUBONDO	-	-	-	23	4,7	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	18	7,3	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	38	15	3
12	GILIMANUK	0,989	99,9	-	6,0	2,0	2
13	NEGARA	-	-	-	10,9	4,5	3
14	ANTASARI	-	-	-	5,7	2,7	3
15	KAPAL	-	-	50	56,1	16,9	3
16	BATURITI	-	-	-	4,5	0,9	3
17	PEMARON	-	-	-	24,5	7,4	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	30,4	11,7	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	71,2	27,9	3
20	PLTD PSGRAN	0,937	22,7	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	0,937	67,3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	44,1	16,6	3
23	SANUR	-	-	25	45,1	15	3
24	GIANYAR	-	-	-	31,7	12,4	3
25	AMLAPURA	-	-	-	12,6	4,4	3
26	PANAYANGAN	-	-	-	11,7	5,1	3

**Tabel 3.5.**  
**Data Pembangkitan dan Pembebanan**  
**Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali**  
**9 Januari 2006 pukul 20.00**

No.	Nama Bus	Tegangan	Pgenerator	Qgenerator	Pload	Qload	Tipe
		(pu)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
1	PAITON	1,021	-	-	50	11	1
2	KRAKSAN	-	-	-	16	9,3	3
3	GENDING	-	-	-	19	9,5	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	36	16	3
5	LUMAJANG	-	-	-	38	14	3
6	TANGGUL	-	-	-	27	9,3	3

7	JEMBER	-	-	48	65	28	3
8	GENTENG	-	-	-	41	22	3
9	SITUBONDO	-	-	-	24	5	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	19	7,4	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	38	15	3
12	GILIMANUK	0,989	79,9	-	6,2	2,0	2
13	NEGARA	-	-	-	10,8	4,5	3
14	ANTASARI	-	-	-	5,4	2,6	3
15	KAPAL	-	-	50	54,1	21,1	3
16	BATURITI	-	-	-	4,5	0,3	3
17	PEMARON	-	-	-	24,9	7,4	3
18	PDG SAMBLAN	-	-	-	30,4	12,8	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	69,9	55,6	3
20	PLTD PSGRAN	0,939	22,7	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	0,939	67,7	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	44,6	16,2	3
23	SANUR	-	-	25	46,5	14,7	3
24	GLANYAR	-	-	-	31,5	7,4	3
25	AMLAPURA	-	-	-	12,7	4,4	3
26	PANAYANGAN	-	-	-	7,4	2,0	3

Keterangan :

- 1 : bus slack
- 2 : bus generator
- 3 : bus beban

### 3.4. Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali

Pada sub sistem Paiton dan Bali terdiri dari 26 bus dan 36 saluran transmisi, dalam hal ini saluran transmisi yang dibahas adalah saluran transmisi 150 kV.

Tabel 3.6.  
Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali

No	Hubungan Bus	Jumlah Sirkuit	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	1-2	2	0,0053	0,0179	0,0065
2	1-9	2	0,0048	0,0346	0,0251
3	2-3	1	0,01	0,0340	0,0123
4	2-4	2	0,0079	0,0269	0,0097
5	4-5	2	0,0135	0,0460	0,0166
6	5-6	1	0,0167	0,0571	0,0206

7	5 - 7	1	0,0315	0,1077	0,0389
8	6 - 7	1	0,0148	0,0506	0,0183
9	7 - 8	1	0,0337	0,1151	0,0415
10	7 - 10	2	0,0104	0,0353	0,0128
11	7 - 11	1	0,0430	0,1469	0,0530
12	8 - 11	1	0,0177	0,0604	0,0218
13	9 - 10	2	0,0091	0,0310	0,0112
14	9 - 11	2	0,0966	0,0457	0,0340
15	11 - 12	2	0,0016	0,0035	-
16	12 - 13	2	0,0116	0,0034	0,0124
17	12 - 17	1	0,0399	0,1314	0,0502
18	13 - 14	1	0,0270	0,0783	0,0288
19	13 - 15	1	0,0412	0,1194	0,0439
20	14 - 15	1	0,0142	0,0411	0,0151
21	15 - 16	1	0,0362	0,0693	0,0240
22	15 - 17	1	0,0556	0,1054	0,0369
23	15 - 18	1	0,0105	0,0304	0,0112
24	15 - 19	1	0,0105	0,0304	0,0112
25	15 - 22	1	0,0293	0,0561	0,0195
26	15 - 24	2	0,0059	0,0170	0,0063
27	15 - 26	1	0,0132	0,0383	0,0141
28	16 - 17	1	0,0194	0,0371	0,0129
29	16 - 26	1	0,0171	0,0494	0,0182
30	18 - 19	1	0,0045	0,0130	0,0048
31	19 - 20	1	0,0020	0,0044	-
32	19 - 21	1	0,0020	0,0056	-
33	19 - 22	1	0,0127	0,0243	0,0084
34	19 - 23	2	0,0037	0,0070	0,0025
35	23 - 24	2	0,0078	0,0149	0,0052
36	24 - 25	2	0,0103	0,0298	0,0110

### 3.5. Validasi

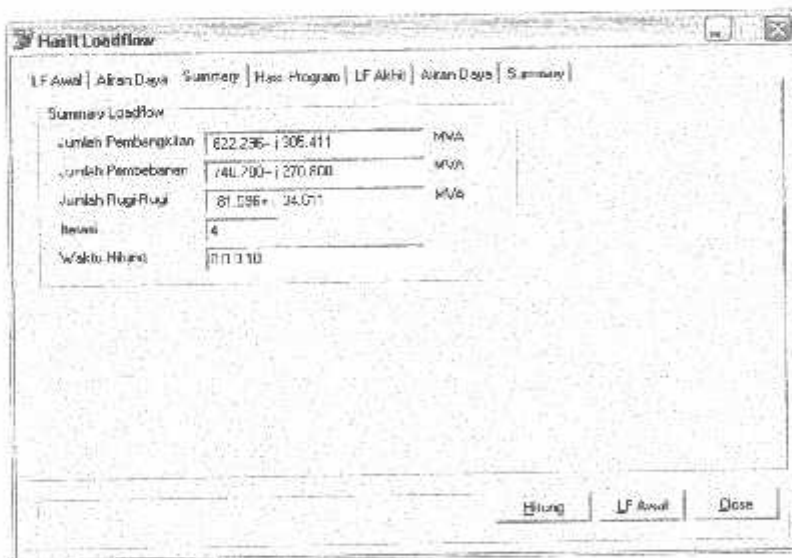
Karena ketidaktersediaan data sistem yang dipakai dalam jurnal acuan Hansen, Pierre, " *A Separable Approximation Dynamic Programming Algorithm*



For Economic Dispatch With Transmission Losses”, Yugoslav Journal of Operation Research, Desember, 2002, maka validasi dilakukan dengan membandingkan hasil keluaran program SADP dengan menggunakan program lain yaitu metode kombinasi *Genetic Algorithm-Evolutionary Strategy* (GA-ES) pada saluran transmisi 150 kV Sub sistem Paiton-Bali. Seperti yang digunakan pada skripsi Novianto, Slamet, “Optimasi Daya Reaktif Secara Ekonomis Menggunakan Metode *Genetic Algorithm-Evolutionary Strategy* Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali”, Institut Teknologi Nasional Malang, September, 2006. Data masukan yang dipakai adalah data pada tanggal 7 Januari 2006 untuk beban puncak jam 20.00 WIB dari PLN.

### 3.5.1. Hasil Uji Validasi

1. Tampilan hasil program *summary* untuk melihat hasil perhitungan jumlah pembangkitan, jumlah pembebanan dan jumlah rugi – rugi pada kondisi awal.



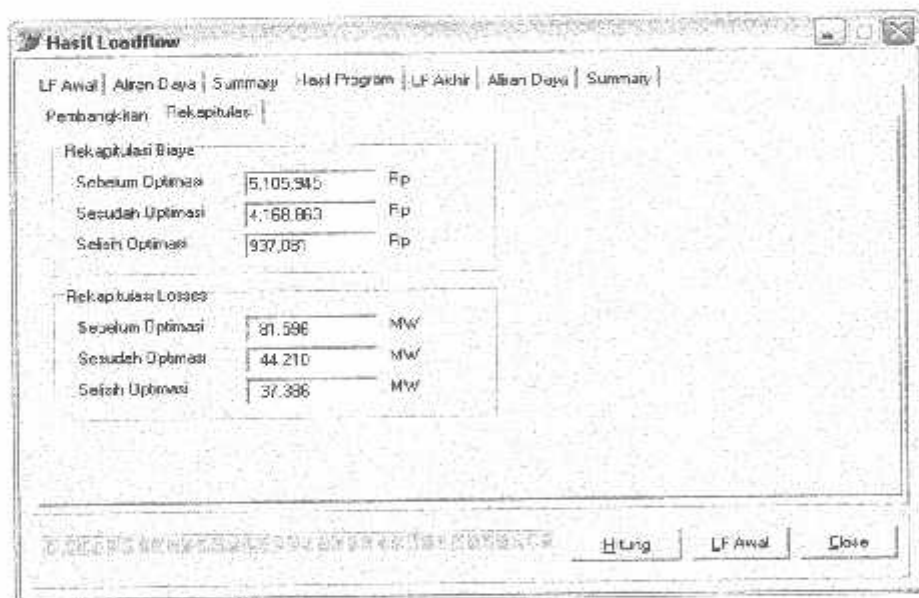
**Gambar 3.1**  
Tampilan *summary* pada kondisi awal SADP



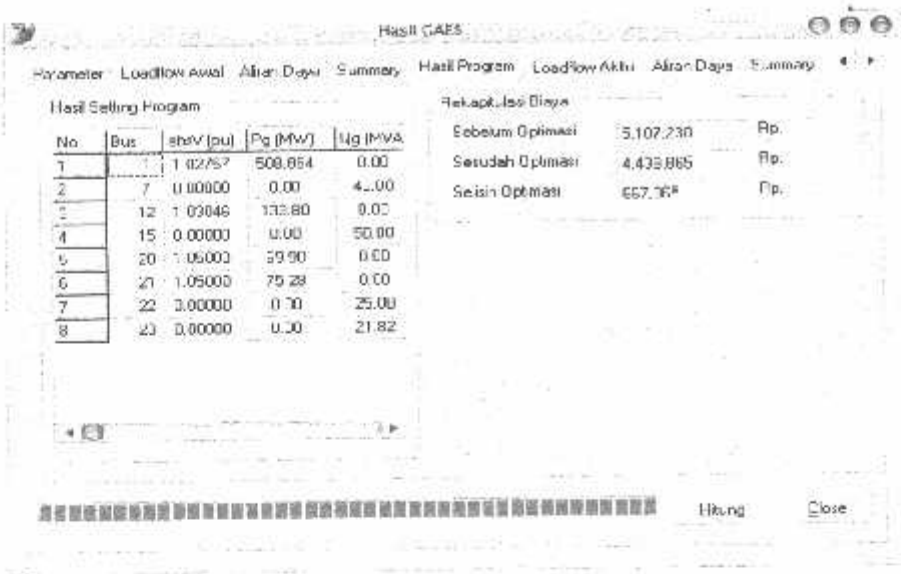


**Gambar 3.2**  
Tampilan *summary* pada kondisi awal GA-ES

2. Tampilan hasil program rekapitulasi biaya dan rugi daya aktif.



**Gambar 3.3**  
Rekapitulasi biaya dan rugi daya aktif SADP

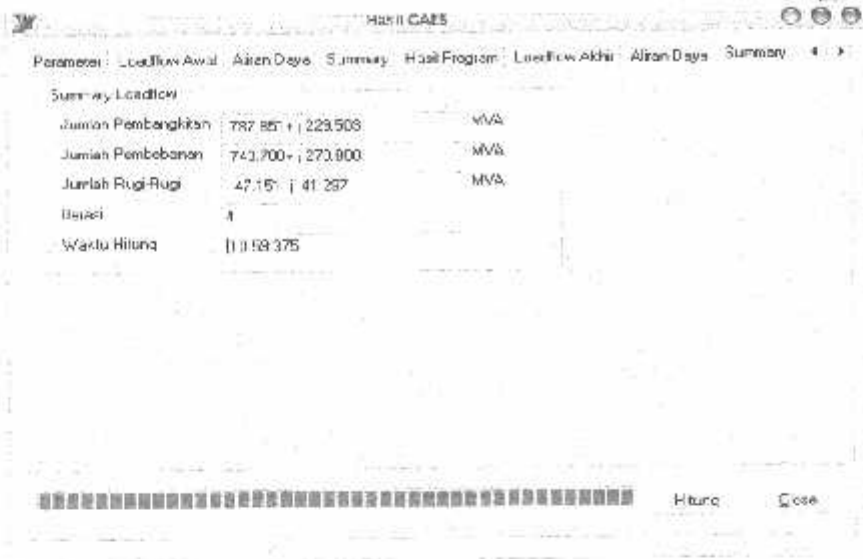


**Gambar 3.4**  
Rekapitulasi biaya dan rugi daya aktif GA-ES

3. Hasil *Summary* Pada Kondisi Setelah Optimasi.



**Gambar 3.5**  
Tampilan *summary* pada kondisi akhir optimasi SADP



**Gambar 3.6**  
Tampilan *summary* pada kondisi akhir optimasi GA-ES

Di lihat dari hasil tampilan program diperoleh bahwa nilai yang didapat setelah optimasi dengan data masukan yang sama, keluaran sebagai berikut : untuk biaya optimasi dengan GA-ES didapat biaya optimasi Rp. 4.439.865 perjam, sedangkan menggunakan metode SADP sebesar Rp. 4.168.863 perjam dengan presentasi keakuratan 94%. Dan untuk rugi daya aktif saluran transmisi dengan menggunakan metode GA-ES didapat 47,151 MW, sedangkan untuk rugi daya aktif saluran transmisi dengan menggunakan metode SADP didapat 44,210 MW dengan presentasi keakuratan 94%. Berdasarkan perbandingan hasil optimasi biaya bahan bakar serta rugi saluran transmisi pada metode algoritma SADP lebih baik dibandingkan dengan metode kombinasi GA-ES pada saluran transmisi 150kV subsistem Paiton-Bali. Sehingga program SADP dapat dianggap valid atau benar.

## BAB IV

### ANALISIS *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN MEMPERHITUNGGAN RUGI SALURAN TRANSMISI MENGGUNAKAN ALGORITMA *SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC PROGRAMMING* PADA SUB SISTEM PAITON – BALI

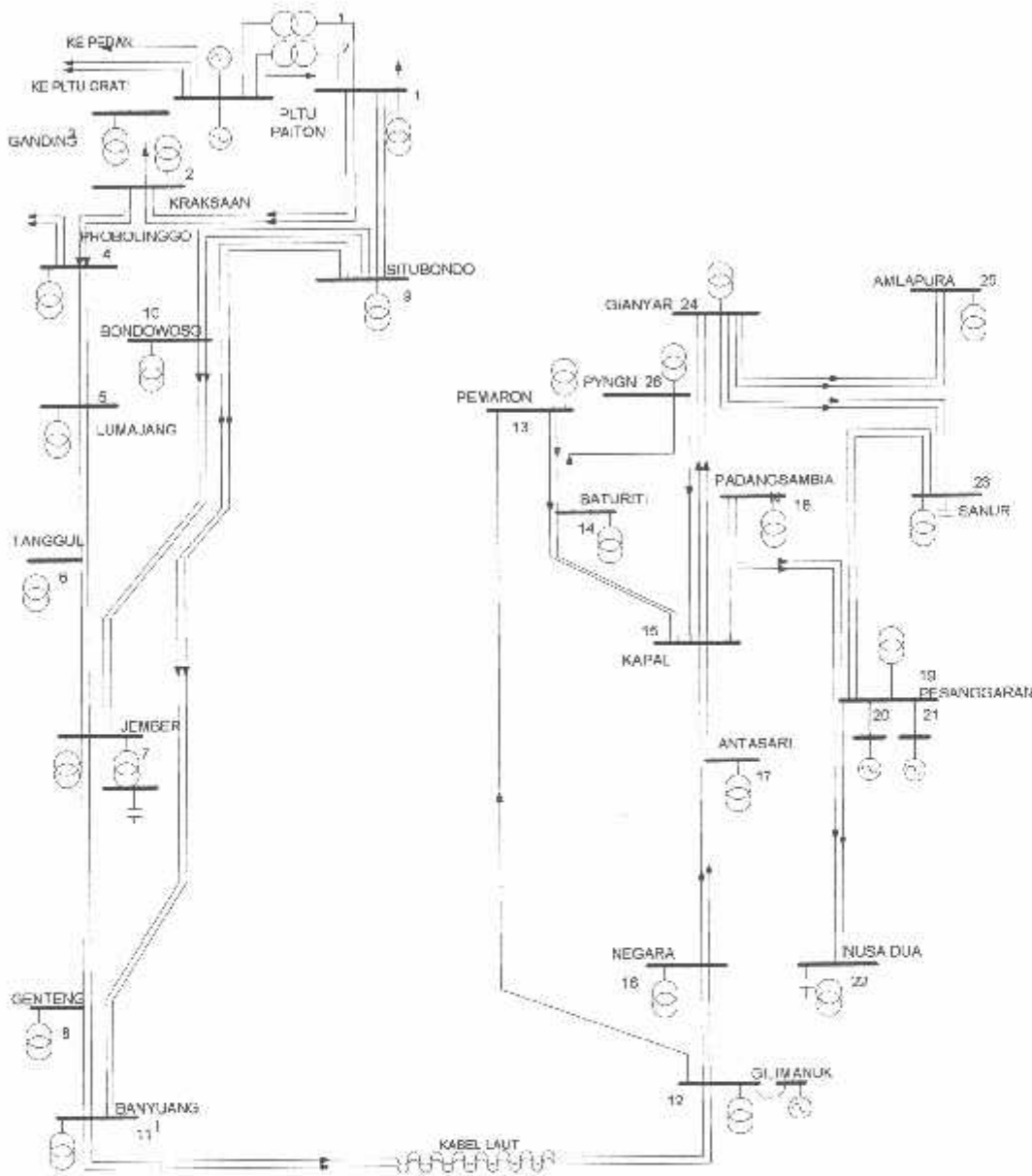
#### 4.1. Program Komputer *Economic Dispatch* Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Metode *Separable Approximation Dynamic Programming*

Dalam penyelesaian masalah ini maka diperlukan bantuan program komputer dalam perhitungan yang membutuhkan ketelitian dan keakuratan.

Program komputer dalam skripsi ini dijalankan dengan menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0 dan diaplikasikan pada komputer Pentium 3, dengan Prosesor 1,133 GHz, Memori 256 Mb.

## 4.2. Single Line Diagram Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali

GAMBAR  
SALURAN TRANSMISI 150 KV SUB SISTEM  
PAITON DAN BALI



Gambar 4.1  
Single Line Diagram  
Saluran Transmisi 150 kV PT. PLN (Persero) P3B Area IV  
Sub Sistem Paiton – Bali

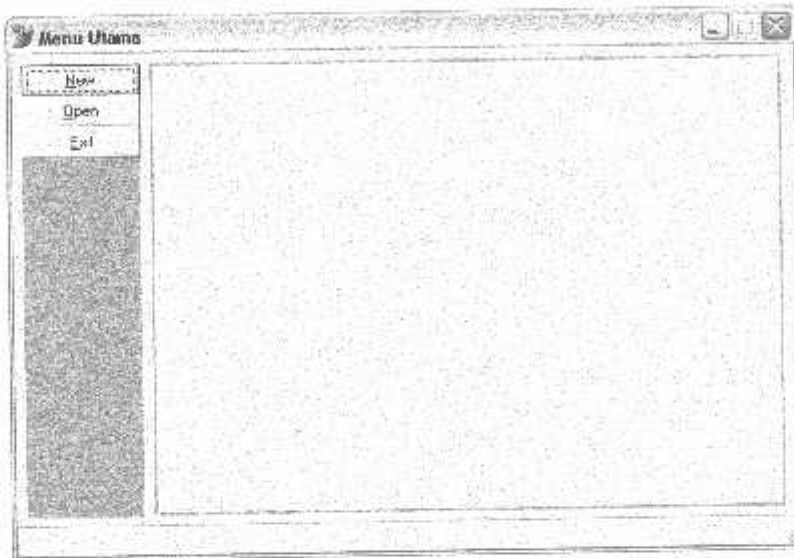
**Tabel 4.1**  
**Penomoran Bus Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali**

<b>No. Bus</b>	<b>Nama Bus</b>
1	PAITON
2	KRAKSAAN
3	GENDING
4	PROBOLINGGO
5	LUMAJANG
6	TANGGUL
7	JEMBER
8	GENTENG
9	SITUBONDO
10	BONDOWOSO
11	BANYUWANGI
12	GILIMANUK
13	NEGARA
14	ANTASARI
15	KAPAL
16	BATURITI
17	PEMARON
18	PADANG SAMBIAN
19	PESANGGARAN
20	PLTD PESANGGARAN
21	PLTG PESANGGARAN
22	NUSADUA
23	SANUR
24	GIANYAR
25	AMLAPURA
26	PANAYANGAN

### 4.3. Prosedur Pelaksanaan Program Perhitungan

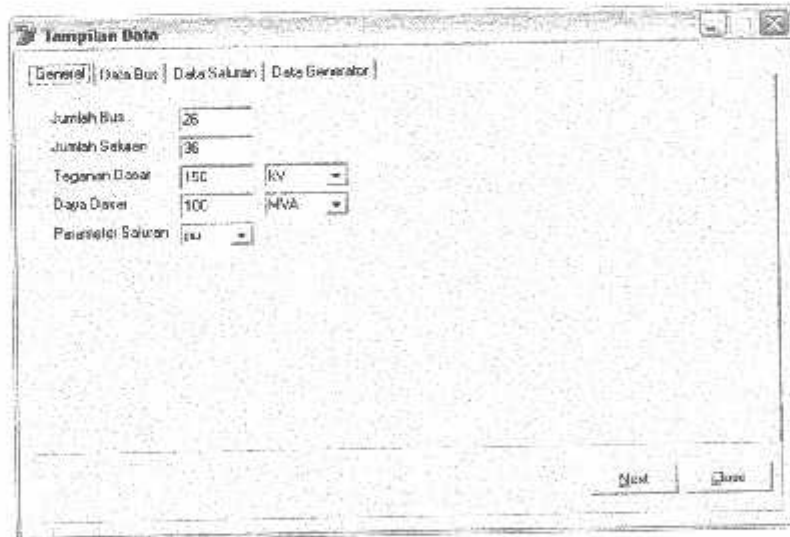
Prosedur menjalankan program perhitungan dengan menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0 dapat dilakukan sebagai berikut :

1. Tampilan utama dari program



**Gambar 4.2.**  
**Tampilan Utama Program**

2. Tekan tombol *Open File* untuk membuka data yang sudah tersimpan.



**Gambar 4.3.**  
**Tampilan Masukan Data**

3. Kemudian tekan tombol data bus

Bus	adaY (pu)	sud/ (deg)	Pg (MW)	Dg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Cap (pu)	ms Bus
1	1.033	0	0	0	34	6.5	0	
2	1	0	0	0	14	5	0	3
3	1	0	0	0	122	19.6	0	3
4	1	0	0	0	37.9	1.6	0	3
5	1	0	0	0	35.7	1.5	0	3
6	1	0	0	0	27	1.0	0	3
7	1	0	0	40	55.5	2.0	0	3
8	1	0	0	0	40.5	2.0	0	3
9	1	0	0	0	23	4.5	0	3
10	1	0	0	0	18	6.5	0	3
11	1	0	0	0	3.6	1.4	0	3
12	1.002	0	99.9	0	6.2	2	0	2
13	1	0	0	0	13.0	4.5	0	3
14	1	0	0	0	5.5	2.4	0	3
15	1	0	0	0	3.3	1.3	0	3

Gambar 4.4.  
Tampilan Data Bus

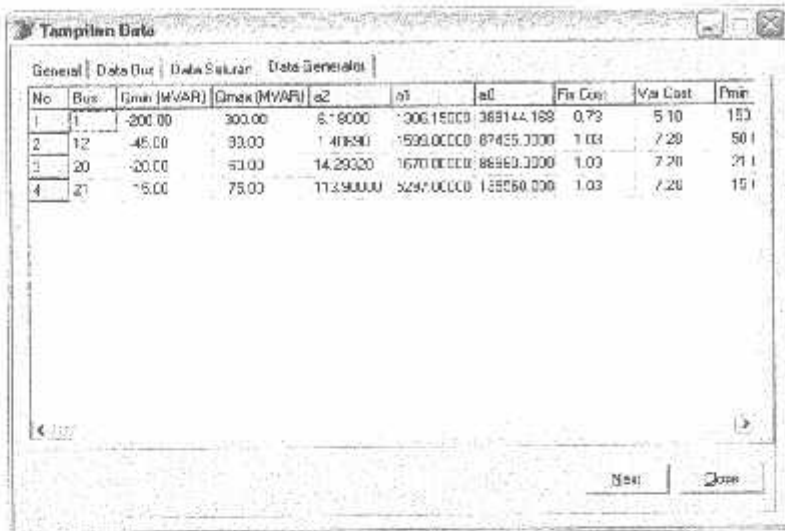
4. Kemudian tekan tombol data saluran

No	Dari	Ke	R (pu)	X (pu)	G (pu)	B (pu)	Ta	Su (deg)	Kap (MVA)
1	1	2	0.0053	0.0179	0.0055	0	0	0	222
2	1	9	0.0048	0.0346	0.0251	0	0	0	483
3	2	3	0.01	0.034	0.0123	0	0	0	111
4	2	4	0.0079	0.0264	0.0087	0	0	0	222
5	4	5	0.0135	0.046	0.0166	0	0	0	222
6	5	6	0.0167	0.0671	0.0200	0	0	0	111
7	5	7	0.0315	0.1677	0.0369	0	0	0	111
8	6	7	0.0148	0.0506	0.0103	0	0	0	111
9	7	8	0.0337	0.1151	0.0415	0	0	0	111
10	7	10	0.0104	0.0050	0.0129	0	0	0	222
11	7	11	0.043	0.1469	0.053	0	0	0	111
12	8	11	0.0177	0.0504	0.0218	0	0	0	111
13	9	10	0.0391	0.031	0.0112	0	0	0	222
14	10	11	0.0382	0.1457	0.024	0	0	0	367

Gambar 4.5  
Tampilan Data Saluran

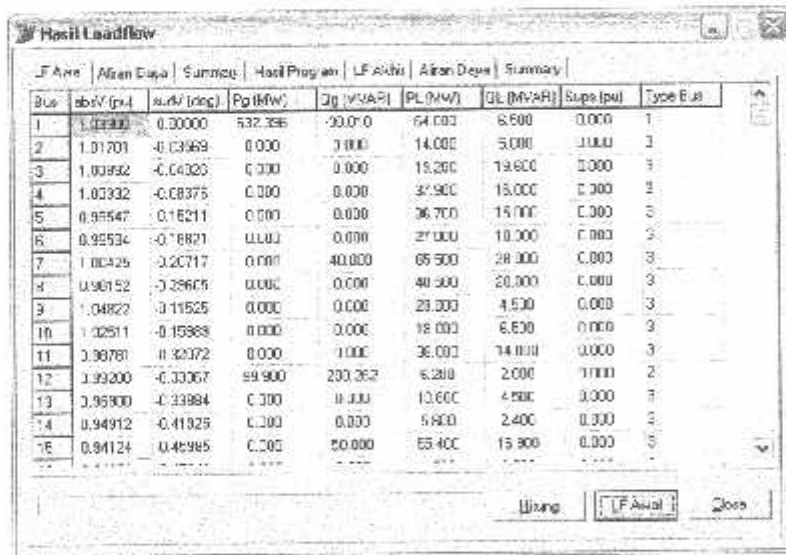


5. Kemudian tekan data generator



**Gambar 4.6.**  
Tampilan Data Generator

6. Tekan tombol *next* kemudian tekan tombol *lfawal* untuk melihat hasil perhitungan tegangan, sudut tegangan dan daya setiap bus pada kondisi awal.



**Gambar 4.7.**  
Tampilan hasil perhitungan tegangan, sudut tegangan dan daya setiap bus pada kondisi awal

7. Tekan tombol *aliran daya* untuk melihat hasil perhitungan *Load Flow* pada kondisi awal.

No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Arus re (A)	Arus im (A)	Bus	Ke	P (MW)	G
1	1	2	218.679	30.552	1411.282	197.174	2	1	218.680	
2	1	9	343.718	-76.667	7266.971	-469.591	9	1	343.975	
3	2	3	19.269	17.211	122.183	117.913	3	2	-19.200	
4	2	4	182.985	1.421	1138.388	52.112	4	2	180.477	
5	4	5	142.527	-27.306	955.506	-61.660	5	4	-139.751	
6	5	6	57.809	-18.645	401.603	-54.709	6	5	-57.199	
7	5	7	45.242	23.606	323.644	111.525	7	5	-44.455	
8	5	7	30.199	-25.645	231.955	-137.431	7	5	29.971	
9	7	8	76.278	-3.900	506.047	87.714	8	7	-74.333	
10	7	10	-142.023	-15.035	901.438	-294.331	10	7	144.124	
11	7	11	74.681	11.617	501.028	26.503	11	7	-72.267	
12	8	11	30.033	-21.756	262.960	-74.010	11	8	33.552	
13	9	10	164.459	32.062	1015.549	322.845	10	9	-162.124	
14	9	11	156.620	-140.302	1067.385	822.973	11	9	-176.587	

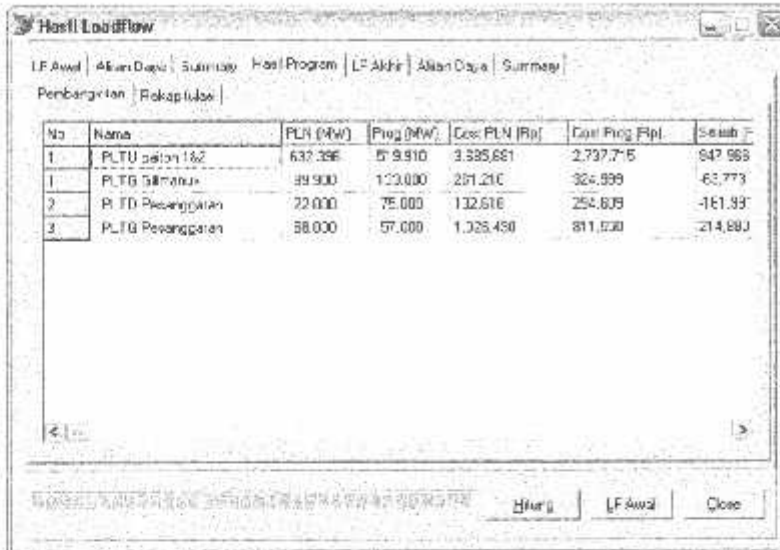
**Gambar 4.8.**  
**Tampilan Hasil *LoadFlow* Pada Kondisi Awal**

8. Tekan tombol *summary* untuk melihat hasil perhitungan jumlah pembangkitan, jumlah pembebanan dan jumlah rugi – rugi pada kondisi awal.

Summary Loadflow		
Jumlah Pembangkitan	622.296 - j 305.411	MVA
Jumlah Pembebanan	740.780 - j 270.800	MVA
Jumlah Rugi-Rugi	91.598 + j 34.917	MVA
Iterasi	4	
Waktu Hitung	00:010	

**Gambar 4.9.**  
**Tampilan *Summary* pada kondisi awal**

9. Tekan tombol Hasil Program



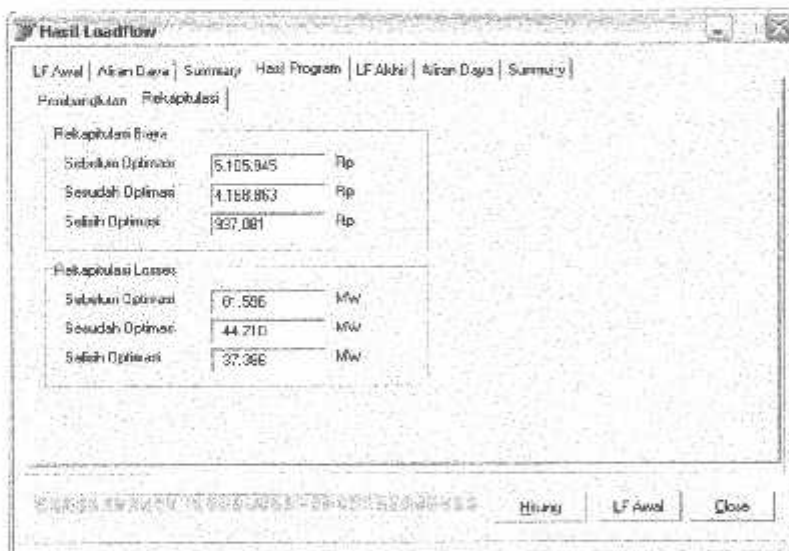
The screenshot shows a window titled "Hasil Loadflow" with tabs for "LF Awal", "Akan Daya", "Summary", "Hasil Program", "LF Akhir", "Akan Daya", and "Summary". The "Pembangkitan" (Generation) tab is selected, displaying a table with the following data:

No	Nama	PLN (MW)	Prog (MW)	Cost PLN (Rp)	Cost Prog (Rp)	Sebab
1	PLTU patih 1&2	637.396	579.910	3.595.661	2.797.715	847.969
1	PLTG Sumanu	89.900	123.000	201.210	324.899	62.773
2	PLTD Pampang	22.000	75.000	132.616	254.679	-161.897
3	PLTG Pampang	88.000	57.000	1.325.450	811.520	-214.880

At the bottom of the window, there are buttons for "Hitung", "LF Awal", and "Close".

Gambar 4.10.  
Tampilan Hasil Pembangkitan

10. Tekan tombol Rekapitulasi



The screenshot shows the "Rekapitulasi" (Summary) tab in the "Hasil Loadflow" window. It displays the following data:

Rekapitulasi Biaya		
Sebelum Optimal	5.105.045	Rp
Setelah Optimal	4.168.863	Rp
Selisih Optimal	937.081	Rp

Rekapitulasi Losses		
Sebelum Optimal	0.586	Mw
Setelah Optimal	44.210	Mw
Selisih Optimal	37.366	Mw

At the bottom of the window, there are buttons for "Hitung", "LF Awal", and "Close".

Gambar 4.11.  
Tampilan Hasil Biaya dan Rugi Daya Aktif

11. Tekan tombol *LF Akhir*

Dur	abv/ (pu)	sufr/ (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	Pd (MW)	Qd (MVAR)	Sups (pu)	Type Bus
1	1.03300	0.00000	0.9313	-1.531	64.000	6.500	0.000	1
2	1.01814	0.03035	0.000	0.000	14.000	5.000	0.030	3
3	1.0101	0.03432	0.000	0.000	19.200	14.500	0.000	3
4	1.00560	0.07008	0.000	0.000	37.900	16.000	0.000	3
5	0.99808	0.12367	0.000	0.000	25.000	5.000	0.000	3
6	0.99752	0.15385	0.000	0.000	27.000	0.000	0.000	3
7	1.00628	0.16182	0.000	0.000	40.000	65.500	0.000	3
8	0.99305	0.21621	0.000	0.000	40.500	70.000	0.000	3
9	1.00042	0.00645	0.000	0.000	23.000	4.500	0.000	3
10	1.02162	0.12405	0.000	0.000	12.000	6.500	0.000	3
11	0.99943	0.22559	0.000	0.000	35.000	4.000	0.000	3
12	1.00000	0.23132	133.000	100.375	6.200	7.000	0.000	2
13	0.97255	0.22555	0.000	0.000	10.800	4.500	0.000	3
14	0.95155	0.32151	0.000	0.000	5.800	2.400	0.000	3
15	0.94221	0.33365	0.000	0.000	55.400	15.000	0.000	3

Gambar 4.12.

Tampilan hasil perhitungan tegangan, sudut tegangan dan daya setiap bus pada kondisi akhir

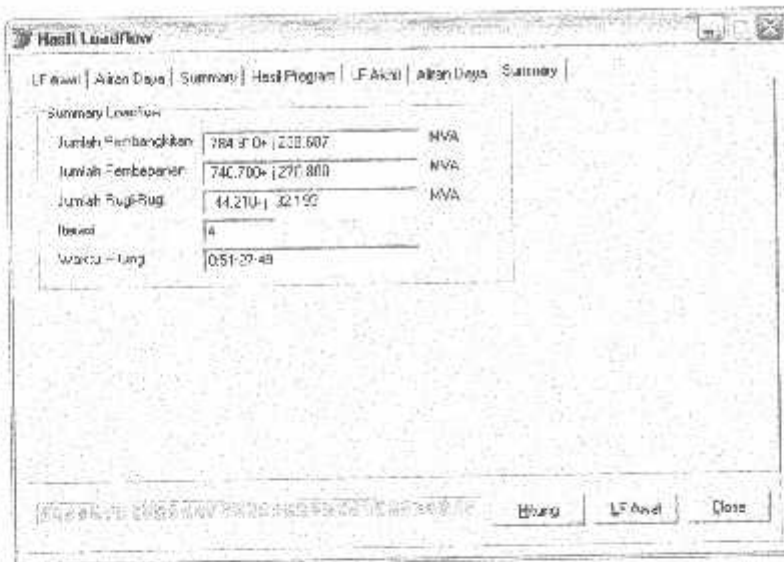
12. Tekan tombol *Aliran Daya*

No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Arus ke (A)	Arus dari (A)	Dari	Ke	P (MW)	Q
1	1	2	187.950	31.818	1212.974	235.342	2	1	-186.143	
2	1	9	267.959	-49.649	1729.327	-321.710	9	1	-264.625	
3	2	3	18.269	17.305	122.669	-117.081	3	2	-19.200	
4	2	4	152.674	4.777	989.541	61.643	4	2	-151.391	
5	4	5	113.191	-15.308	750.670	-48.636	5	4	-111.455	
6	5	6	43.680	-13.523	301.074	55.252	6	5	-43.357	
7	5	7	21.075	-18.368	221.675	-100.082	7	5	-20.688	
8	6	7	16.337	-20.894	128.905	-122.255	7	6	-16.242	
9	7	8	49.917	1.176	325.442	65.052	8	7	-49.075	
10	7	10	-111.455	-13.558	714.955	-207.094	10	7	112.745	
11	7	11	42.373	-5.712	297.399	8.362	11	7	-42.193	
12	8	11	0.576	-13.483	75.504	-75.607	11	8	0.539	
13	9	10	132.276	24.640	630.313	232.170	10	9	-130.743	
14	9	11	103.353	97.657	753.224	660.999	11	9	-96.811	

Gambar 4.13.

Tampilan Hasil *LoadFlow* Pada Kondisi Akhir

13. Tekan tombol *Summary*



**Gambar 4.14.**  
Tampilan *Summary load flow* pada kondisi akhir

**4.4. Hasil dan Analisis Hasil Perhitungan *Economic Dispatch* Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming* Pada Sub Sistem Paiton – Bali**

Berdasarkan data saluran transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali maka dilakukan pengolahan data untuk mengubah dasar tegangan ke dalam pu. Serta perhitungan  $P_{load}$  dan  $Q_{load}$ .

Pada bus nomor 1, maka :

$$\begin{aligned} \text{Tegangan Dasar} &= 150 \text{ kV} \\ \text{Tegangan Sebenarnya} &= 155 \text{ kV} \\ \text{Tegangan (pu)} &= \frac{\text{Tegangan sebenarnya}}{\text{Tegangan dasar}} \\ \text{Tegangan (pu)} &= \frac{155}{150} = 1.033 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$P_{\text{beban}} = 16 + 48 = 64 \text{ MW}$$

$$Q_{\text{beban}} = 6,5 \text{ MVAR}$$

Pada sub sistem Paiton dan Bali terdiri dari 26 bus dan 36 saluran transmisi, dalam hal ini saluran transmisi yang dibahas adalah saluran transmisi 150 kV.

Berdasarkan data, maka dilakukan pengolahan data untuk saluran dengan jumlah sirkuit 2. Sebagai contoh pada hubungan saluran 1-2 dilakukan perhitungan sebagai berikut :

$$R = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2} = \frac{0,0105 \times 0,0105}{0,0105 + 0,0105} = \frac{1,1025 \times 10^{-4}}{0,021} = 0,0053 \text{ pu}$$

$$X = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,0359 \times 0,0359}{0,0359 + 0,0359} = \frac{1,2888 \times 10^{-3}}{0,0718} = 0,0179 \text{ pu}$$

$$B = \frac{B_1 \times B_2}{B_1 + B_2} = \frac{0,0130 \times 0,0130}{0,0130 + 0,0130} = \frac{1,69 \times 10^{-4}}{0,026} = 0,0065 \text{ pu}$$

#### 4.4.1. Hasil Perhitungan Hari Sabtu, 7 Januari 2006

##### 4.4.1.1. Hasil Perhitungan Kondisi Awal

**Tabel 4.2.**  
**Hasil Perhitungan**  
**Pembangkitan dan Pembebanan**

No	No Bus	Nama Bus	Pembangkitan		Pembebanan	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	PAITON	632,396	-38,81	64,0	6,5
2	2	KRAKSAN	0	0	14,0	5,0
3	3	GENDING	0	0	19,2	19,6
4	4	PROBOLINGGO	0	0	37,9	16,0
5	5	LUMAJANG	0	0	36,7	15,0
6	6	TANGGUL	0	0	27,0	10,0
7	7	JEMBER	0	40	65,5	28,0

8	8	GENTENG	0	0	40.5	20.0
9	9	SITUBONDO	0	0	23.0	4.5
10	10	BONDOWOSO	0	0	18.0	6.5
11	11	BANYUWANGI	0	0	36.0	14.0
12	12	GILIMANUK	99.9	200.262	6.2	2.0
13	13	NEGARA	0	0	10.8	4.5
14	14	ANTASARI	0	0	5.6	2.4
15	15	KAPAL	0	50	55.4	16.9
16	16	BATURITI	0	0	4.5	0.9
17	17	PEMARON	0	0	24.0	7.5
18	18	PDG SAMBLAN	0	0	31.2	12.5
19	19	PESANGGARAN	0	0	73.3	28.3
20	20	PLTD PSGRAN	22	11.331	0.0	0.0
21	21	PLTG PSGRAN	68	-7.372	0.0	0.0
22	22	NUSADUA	0	25	45.5	15.9
23	23	SANUR	0	25	46.8	14.8
24	24	GIANYAR	0	0	31.6	10.9
25	25	AMLAPURA	0	0	12.3	6.0
26	26	PANAYANGAN	0	0	11.7	3.1

**Tabel 4.3.**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Optimasi**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	218.678	30.552	2	1	-216.255	-23.060
2	1	9	349.718	-75.862	9	1	-343.975	114.576
3	2	3	19.269	17.311	3	2	-19.200	-18.348
4	2	4	182.985	1.421	4	2	-180.427	6.285
5	4	5	142.527	-21.309	5	4	-139.751	29.097
6	5	6	57.809	-18.649	6	5	-57.199	18.692
7	5	7	45.242	-23.803	7	5	-44.465	22.605
8	6	7	30.199	-26.649	7	6	-29.971	25.614
9	7	8	76.278	-3.300	8	7	-74.333	5.756
10	7	10	-142.023	-15.533	10	7	144.124	21.373
11	7	11	74.681	-11.617	11	7	-72.287	14.453
12	8	11	33.833	-21.758	11	8	-33.552	20.617
13	9	10	164.455	32.063	10	9	-162.124	-25.351
14	9	11	156.520	-148.382	11	9	-116.587	163.538
15	11	12	186.426	-201.992	12	11	-185.187	204.702
16	12	13	199.651	-10.341	13	12	-194.943	10.501



17	12	17	79.235	3.902	17	12	-76.658	-0.354
18	13	14	93.074	-6.402	14	13	-90.579	10.934
19	13	15	91.068	-7.434	15	13	-87.425	13.873
20	14	15	84.979	-10.739	15	14	-83.827	12.714
21	15	16	-12.621	-3.181	16	15	12.687	1.180
22	15	17	-19.648	-3.920	17	15	19.890	1.111
23	15	18	32.770	8.030	18	15	-32.634	-8.626
24	15	19	33.400	6.970	19	15	-33.260	-7.558
25	15	22	26.040	-3.960	22	15	-25.814	2.665
26	15	24	59.515	11.938	24	15	-59.269	-11.787
27	15	26	-3.604	-4.137	26	15	3.605	2.897
28	16	17	-32.539	-1.559	17	16	32.768	0.841
29	16	26	15.351	1.632	26	16	-15.305	-3.128
30	18	19	1.434	-2.896	19	18	-1.433	2.478
31	19	20	-21.986	-11.300	20	19	22.000	11.331
32	19	21	-67.893	7.671	21	19	68.000	-7.372
33	19	22	19.753	-9.477	22	19	-19.686	8.872
34	19	23	31.519	-8.715	23	19	-31.474	8.582
35	23	24	-15.326	1.836	24	23	15.348	-2.249
36	24	25	12.321	4.142	25	24	-12.300	-5.044

**Tabel 4.4.**  
**Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran**

No	Saluran		Losses P(MW)
	Dari	Ke	
1	1	2	2.423
2	1	9	5.743
3	2	3	0.069
4	2	4	2.558
5	4	5	2.776
6	5	6	0.610
7	5	7	0.777
8	6	7	0.228
9	7	8	1.945
10	7	10	2.101
11	7	11	2.394
12	8	11	0.281



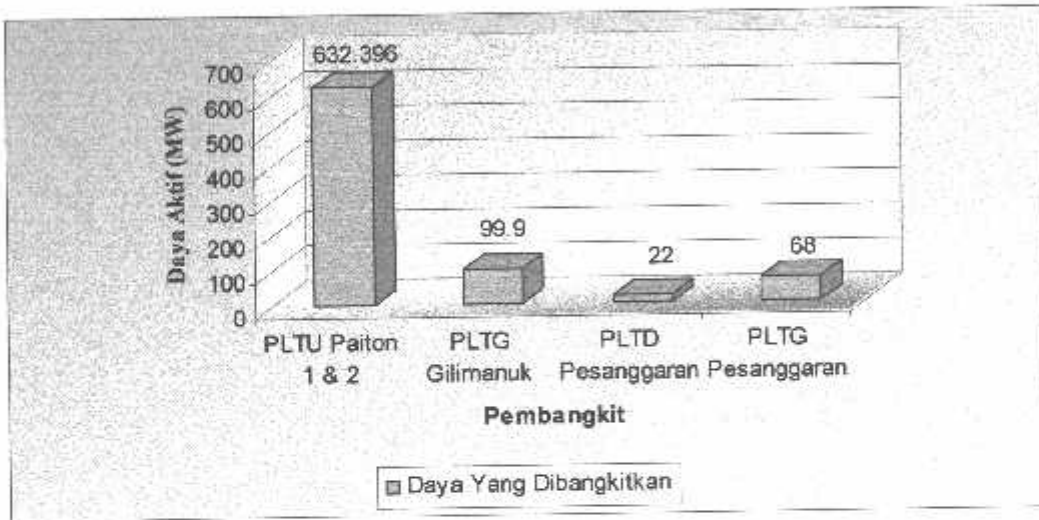
13	9	10	2.331
14	9	11	39.933
15	11	12	1.239
16	12	13	4.708
17	12	17	2.577
18	13	14	2.495
19	13	15	3.643
20	14	15	1.152
21	15	16	0.066
22	15	17	0.242
23	15	18	0.136
24	15	19	0.140
25	15	22	0.226
26	15	24	0.246
27	15	26	0.001
28	16	17	0.229
29	16	26	0.046
30	18	19	0.001
31	19	20	0.014
32	19	21	0.107
33	19	22	0.067
34	19	23	0.045
35	23	24	0.022
36	24	25	0.021

Keterangan:

- Total Pembangkitan : 822,946 + j 305,411 MVA
- Total Pembebanan : 740,700 + j 270,800 MVA
- Total Rugi-Rugi Saluran : 81,596 + j 34,611 MVA

**Tabel 4.5.**  
**Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	Biaya Operasi
		(MW)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	632.396	3.685.681
2	PLTG Gilimanuk	99.9	261.216
3	PLTD Pesanggaran	22	132.618
4	PLTG Pesanggaran	68	1.026.430
<b>Total</b>		<b>822.296</b>	<b>5.105.945</b>



**Grafik 4.1**  
**Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit**

#### 4.4.1.2. Hasil Perhitungan Setelah Optimasi

**Tabel 4.6.**  
**Hasil Perhitungan**  
**Pembangkitan Dan Pembebanan**

No	No Bus	Nama Bus	Pembangkitan		Pembebanan	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	PAITON	519.91	-11.531	64.0	6.5
2	2	KRAKSAN	0	0	14.0	5.0
3	3	GENDING	0	0	19.2	19.6
4	4	PROBOLINGGO	0	0	37.9	16.0
5	5	LUMAJANG	0	0	36.7	15.0
6	6	TANGGUL	0	0	27.0	10.0
7	7	JEMBER	0	40	65.5	28.0
8	8	GENTENG	0	0	40.5	20.0
9	9	SIUBONDO	0	0	23.0	4.5
10	10	BONDOWOSO	0	0	18.0	6.5
11	11	BANYUWANGI	0	0	36.0	14.0
12	12	GILIMANUK	133	130.273	6.2	2.0
13	13	NEGARA	0	0	10.8	4.5
14	14	ANTASARI	0	0	5.6	2.4
15	15	KAPAL	0	50	55.4	16.9
16	16	BATURITI	0	0	4.5	0.9
17	17	PEMARON	0	0	24.0	7.5
18	18	PDG SAMBIAN	0	0	31.2	12.5
19	19	PESANGGARAN	0	0	73.3	28.3
20	20	PLTD PSGRAN	75	-14.864	0.0	0.0
21	21	PLTG PSGRAN	57	-5.271	0.0	0.0
22	22	NUSADUA	0	25	45.5	15.9
23	23	SANUR	0	25	46.8	14.8
24	24	GLANYAR	0	0	31.6	10.9
25	25	AMLAPURA	0	0	12.3	6.0
26	26	PANAYANGAN	0	0	11.7	3.1

**Tabel 4.7.**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	187.950	31.818	2	1	-186.143	-26.408
2	1	9	267.959	-49.849	9	1	-264.629	71.174
3	2	3	19.269	17.305	3	2	-19.200	-18.345
4	2	4	152.874	4.777	4	2	-151.091	0.290
5	4	5	113.191	-15.309	5	4	-111.456	19.543
6	5	6	43.680	-13.923	6	5	-43.337	13.045
7	5	7	31.075	-18.966	7	5	-30.698	16.382
8	6	7	16.337	-20.994	7	6	-16.242	19.494
9	7	8	49.917	1.176	8	7	-49.076	-2.499
10	7	10	-111.455	-13.558	10	7	112.749	16.656
11	7	11	42.979	-5.712	11	7	-42.193	3.041
12	8	11	8.576	-13.483	11	8	-8.539	11.499
13	9	10	132.276	24.640	10	9	-130.749	-20.650
14	9	11	109.353	-97.597	11	9	-90.811	102.689
15	11	12	105.542	-120.578	12	11	-105.123	121.496
16	12	13	165.942	0.624	13	12	-162.696	-0.893
17	12	17	65.981	6.153	17	12	-64.166	-5.116
18	13	14	76.949	-0.716	14	13	-75.258	2.897
19	13	15	74.947	-1.719	15	13	-72.497	4.665
20	14	15	69.658	-2.689	15	14	-68.896	3.525
21	15	16	-8.924	-5.231	16	15	8.961	3.170
22	15	17	-14.676	-6.308	17	15	14.817	3.299
23	15	18	22.021	13.507	18	15	-21.938	-14.263
24	15	19	18.020	14.843	19	15	-17.952	-15.641
25	15	22	21.056	-0.457	22	15	-20.909	-0.993
26	15	24	48.517	18.772	24	15	-48.335	-18.809
27	15	26	-0.019	-4.978	26	15	0.019	3.732
28	16	17	-25.209	-4.318	17	16	25.348	3.426
29	16	26	11.748	2.405	26	16	-11.719	-3.955
30	18	19	-9.262	2.742	19	18	9.266	-3.148
31	19	20	-74.867	15.157	20	19	75.000	-14.864
32	19	21	-56.925	5.481	21	19	57.000	-5.271
33	19	22	24.701	-13.055	22	19	-24.591	12.532

34	19	23	42.476	-15.696	23	19	-42.389	15.641
35	23	24	-4.411	-5.222	24	23	4.414	4.775
36	24	25	12.321	4.140	25	24	-12.300	-5.043

**Tabel 4.8.**  
**Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran**

No	Saluran		Losses
	Dari	Kc	P(MW)
1	1	2	1.807
2	1	9	3.330
3	2	3	0.069
4	2	4	1.783
5	4	5	1.735
6	5	6	0.343
7	5	7	0.377
8	6	7	0.095
9	7	8	0.841
10	7	10	1.294
11	7	11	0.786
12	8	11	0.037
13	9	10	1.527
14	9	11	18.542
15	11	12	0.419
16	12	13	3.246
17	12	17	1.815
18	13	14	1.691
19	13	15	2.450
20	14	15	0.762
21	15	16	0.037
22	15	17	0.141
23	15	18	0.083
24	15	19	0.068
25	15	22	0.147
26	15	24	0.182
27	15	26	0.000
28	16	17	0.139
29	16	26	0.029

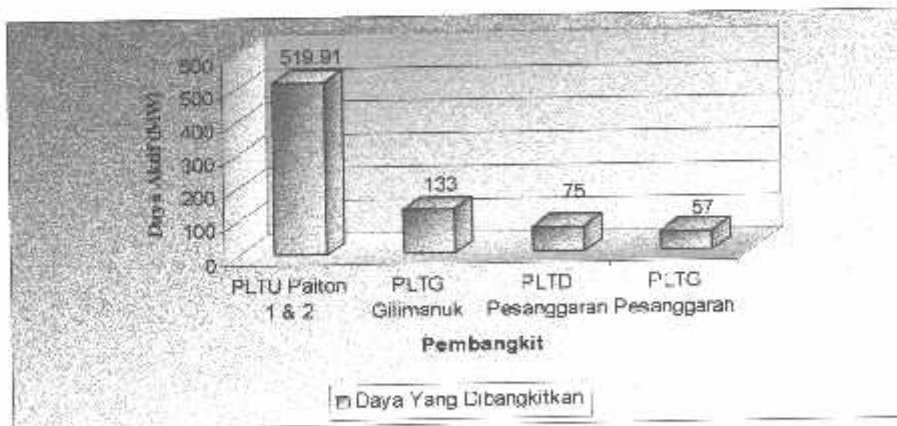
30	18	19	0.004
31	19	20	0.133
32	19	21	0.075
33	19	22	0.110
34	19	23	0.087
35	23	24	0.003
36	24	25	0.021

Keterangan:

Total Pembangkitan : 784,910 + j 238,607 MVA  
 Total Pembebanan : 740,700 + j 270,800 MVA  
 Total Rugi-Rugi Saluran : 44,210 - j 32,193 MVA

**Tabel 4.9.**  
**Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	Biaya Operasi
		(MW)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	519.91	2.737.715
2	PLTG Gilimanuk	133	324.99
3	PLTD Pesanggaran	75	294.61
4	PLTG Pesanggaran	57	811.55
<b>Total</b>		784.910	4.168.863



**Grafik 4.2**  
**Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit**

#### 4.4.2. Hasil Perhitungan Hari Minggu, 8 Januari 2006

##### 4.4.2.1. Hasil Perhitungan Kondisi Awal

**Tabel 4.10.**  
**Hasil Perhitungan**  
**Pembangkitan dan Pembebanan**

No	No Bus	Nama Bus	Pembangkitan		Pembebanan	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	PAITON	606.448	-46.082	51.0	11.0
2	2	KRAKSAN	0	0	6.1	1.7
3	3	GENDING	0	0	19.0	9.6
4	4	PROBOLINGGO	0	0	39.0	18.0
5	5	LUMAJANG	0	0	37.0	15.0
6	6	TANGGUL	0	0	27.0	9.5
7	7	JEMBER	0	40	64.0	28.0
8	8	GENTENG	0	0	41.0	12.0
9	9	SITUBONDO	0	0	23.0	4.7
10	10	BONDOWOSO	0	0	18.0	7.3
11	11	BANYUWANGI	0	0	38.0	15.0
12	12	GILIMANUK	99.9	191.814	6.0	2.0
13	13	NEGARA	0	0	10.9	4.5
14	14	ANTASARI	0	0	5.7	2.7
15	15	KAPAL	0	50	56.1	16.9
16	16	BATURITI	0	0	4.5	0.9
17	17	PEMARON	0	0	24.5	7.4
18	18	PDG SAMBIAN	0	0	30.4	11.7
19	19	PESANGGARAN	0	0	71.2	27.9
20	20	PLTD PSGRAN	22.7	10.225	0.0	0.0
21	21	PLTG PSGRAN	67.3	-7.744	0.0	0.0
22	22	NUSADUA	0	25	44.1	16.6
23	23	SANUR	0	25	45.1	15.0
24	24	GIANYAR	0	0	31.7	12.4
25	25	AMLAPURA	0	0	12.6	4.4
26	26	PANAYANGAN	0	0	11.7	5.1



**Tabel 4.11.**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	210.568	18.650	2	1	-208.348	-11.843
2	1	9	344.879	-75.732	9	1	-339.289	113.350
3	2	3	19.042	7.197	3	2	-19.000	-8.333
4	2	4	183.206	3.621	4	2	-180.653	4.064
5	4	5	141.653	-21.084	5	4	-138.922	28.713
6	5	6	57.249	-18.575	6	5	-56.653	18.564
7	5	7	44.672	-23.487	7	5	-43.919	22.195
8	6	7	29.653	-26.013	7	6	-29.435	24.935
9	7	8	75.690	-5.213	8	7	-73.781	7.532
10	7	10	-139.844	-13.600	10	7	141.870	19.180
11	7	11	73.508	-10.530	11	7	-71.200	13.052
12	8	11	32.781	-15.502	11	8	-32.553	14.164
13	9	10	162.130	30.424	10	9	-159.870	-23.955
14	9	11	154.160	-145.716	11	9	-115.543	160.249
15	11	12	181.296	-191.842	12	11	-180.154	194.340
16	12	13	196.123	-8.872	13	12	-191.582	8.983
17	12	17	77.930	4.346	17	12	-75.433	-1.062
18	13	14	91.358	-5.590	14	13	-88.957	9.846
19	13	15	89.325	-6.728	15	13	-85.824	12.750
20	14	15	83.257	-9.951	15	14	-82.153	11.786
21	15	16	-12.020	-3.156	16	15	12.079	1.144
22	15	17	-18.921	-4.139	17	15	19.146	1.297
23	15	18	31.297	7.983	18	15	-31.171	-8.611
24	15	19	31.636	7.258	19	15	-31.510	-7.884
25	15	22	25.004	-3.571	22	15	-24.796	2.242
26	15	24	58.126	12.229	24	15	-57.890	-12.107
27	15	26	-3.246	-2.814	26	15	3.246	1.570
28	16	17	-31.571	-2.200	17	16	31.787	1.457
29	16	26	14.992	-2.306	26	16	-14.946	-3.805
30	18	19	0.771	-2.110	19	18	-0.771	1.691
31	19	20	-22.686	-10.194	20	19	22.700	10.225
32	19	21	-67.195	8.038	21	19	67.300	-7.744
33	19	22	19.369	-9.206	22	19	-19.304	8.595



34	19	23	31.593	-8.947	23	19	-31.547	8.814
35	23	24	-13.553	1.404	24	23	13.569	-1.826
36	24	25	12.620	2.539	25	24	-12.600	-3.443

**Tabel 4.12.**  
**Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran**

No	Saluran		Losses P(MW)
	Dari	Ke	
1	1	2	2.220
2	1	9	5.590
3	2	3	0.042
4	2	4	2.553
5	4	5	2.731
6	5	6	0.596
7	5	7	0.753
8	6	7	0.218
9	7	8	1.909
10	7	10	2.026
11	7	11	2.308
12	8	11	0.228
13	9	10	2.260
14	9	11	38.617
15	11	12	1.142
16	12	13	4.541
17	12	17	2.497
18	13	14	2.401
19	13	15	3.501
20	14	15	1.104
21	15	16	0.059
22	15	17	0.225
23	15	18	0.126
24	15	19	0.126
25	15	22	0.208
26	15	24	0.236
27	15	26	0.000
28	16	17	0.216
29	16	26	0.046

30	18	19	0.000
31	19	20	0.014
32	19	21	0.105
33	19	22	0.065
34	19	23	0.046
35	23	24	0.016
36	24	25	0.020

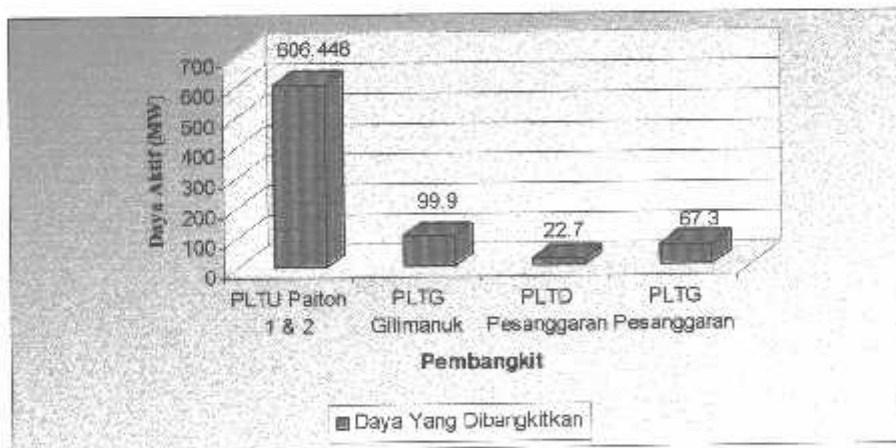
Keterangan:

Total Pembangkitan : 796,348 + j 288,212 MVA  
 Total Pembebanan : 717,600 + j 259,300 MVA  
 Total Rugi-Rugi Saluran : 78,748 + j 28,912 MVA

**Tabel 4.13.**

**Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	Biaya Operasi
		(MW)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	606.448	3.453.130
2	PLTG Gilimanuk	99.9	261.216
3	PLTD Pesanggaran	22.7	134.234
4	PLTG Pesanggaran	67.3	1.011.934
<b>Total</b>		<b>796.348</b>	<b>4.860.515</b>



**Grafik 4.3**

**Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit**

#### 4.4.2.2. Hasil Perhitungan Setelah Optimasi

**Tabel 4.14.**  
**Hasil Perhitungan**  
**Pembangkitan Dan Pembebanan**

No	No Bus	Nama Bus	Pembangkitan		Pembebanan	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	PAITON	497.877	-19.313	51.0	11.0
2	2	KRAKSAN	0	0	6.1	1.7
3	3	GENDING	0	0	19.0	9.6
4	4	PROBOLINGGO	0	0	39.0	18.0
5	5	LUMAJANG	0	0	37.0	15.0
6	6	TANGGUL	0	0	27.0	9.5
7	7	JEMBER	0	40	64.0	28.0
8	8	GENTENG	0	0	41.0	12.0
9	9	SITUBONDO	0	0	23.0	4.7
10	10	BONDOWOSO	0	0	18.0	7.3
11	11	BANYUWANGI	0	0	38.0	15.0
12	12	GILIMANUK	133	124.485	6.0	2.0
13	13	NEGARA	0	0	10.9	4.5
14	14	ANTASARI	0	0	5.7	2.7
15	15	KAPAL	0	50	56.1	16.9
16	16	BATURITI	0	0	4.5	0.9
17	17	PEMARON	0	0	24.5	7.4
18	18	PDG SAMBIAN	0	0	30.4	11.7
19	19	PESANGGARAN	0	0	71.2	27.9
20	20	PLTD PSGRAN	75	-15.369	0.0	0.0
21	21	PI.TG PSGRAN	55	-4.963	0.0	0.0
22	22	NUSADUA	0	25	44.1	16.6
23	23	SANUR	0	25	45.1	15.0
24	24	GIANYAR	0	0	31.7	12.4
25	25	AMLAPURA	0	0	12.6	4.4
26	26	PANAYANGAN	0	0	11.7	5.1

**Tabel 4.15.**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	180.841	20.023	2	1	-179.196	-15.159
2	1	9	266.035	-50.337	9	1	-262.750	71.343
3	2	3	19.042	7.191	3	2	-19.000	-8.331
4	2	4	154.054	6.945	4	2	-152.249	-1.810
5	4	5	113.249	-15.206	5	4	-111.519	19.418
6	5	6	43.565	-13.976	6	5	-43.224	13.082
7	5	7	30.954	-18.783	7	5	-30.582	16.166
8	6	7	16.224	-20.524	7	6	-16.133	19.005
9	7	8	50.123	-0.884	8	7	-49.284	-0.457
10	7	10	-110.276	-11.675	10	7	111.535	14.650
11	7	11	42.868	-4.813	11	7	-42.089	2.105
12	8	11	8.284	-7.494	11	8	-8.267	5.427
13	9	10	131.028	23.315	10	9	-129.535	-19.441
14	9	11	108.721	-96.641	11	9	-90.468	101.594
15	11	12	102.823	-113.470	12	11	-102.440	114.308
16	12	13	164.104	1.653	13	12	-160.928	-1.943
17	12	17	65.337	6.524	17	12	-63.552	-5.588
18	13	14	76.029	-0.137	14	13	-74.378	2.201
19	13	15	73.999	-1.247	15	13	-71.611	4.013
20	14	15	68.678	-2.294	15	14	-67.938	3.069
21	15	16	-8.500	-5.100	16	15	8.533	3.033
22	15	17	-14.188	-6.401	17	15	14.320	3.377
23	15	18	21.063	13.175	18	15	-20.987	-13.949
24	15	19	16.997	14.722	19	15	-16.934	-15.532
25	15	22	20.258	-0.245	22	15	-20.122	-1.225
26	15	24	47.654	18.711	24	15	-47.478	-18.764
27	15	26	0.164	-3.608	26	15	-0.164	2.359
28	16	17	-24.599	-4.816	17	16	24.732	3.913
29	16	26	11.566	3.038	26	16	-11.536	-4.586
30	18	19	-9.413	3.228	19	18	9.418	-3.633
31	19	20	-74.866	15.663	20	19	75.000	-15.369
32	19	21	-54.930	5.157	21	19	55.000	-4.963
33	19	22	24.083	-12.598	22	19	-23.978	12.064

34	19	23	42.029	-15.559	23	19	-41.945	15.500
35	23	24	-3.155	-5.282	24	23	3.158	4.833
36	24	25	12.620	2.538	25	24	-12.600	-3.442

**Tabel 4.16.**  
**Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran**

No	Saluran		Losses
	Dari	Ke	P(MW)
1	1	2	1.645
2	1	9	3.285
3	2	3	0.042
4	2	4	1.805
5	4	5	1.73
6	5	6	0.341
7	5	7	0.372
8	6	7	0.091
9	7	8	0.839
10	7	10	1.259
11	7	11	0.779
12	8	11	0.017
13	9	10	1.493
14	9	11	18.253
15	11	12	0.383
16	12	13	3.176
17	12	17	1.785
18	13	14	1.651
19	13	15	2.388
20	14	15	0.74
21	15	16	0.033
22	15	17	0.132
23	15	18	0.076
24	15	19	0.063
25	15	22	0.136
26	15	24	0.176
27	15	26	0
28	16	17	0.133
29	16	26	0.03

30	18	19	0.005
31	19	20	0.134
32	19	21	0.07
33	19	22	0.105
34	19	23	0.084
35	23	24	0.003
36	24	25	0.02

Keterangan:

Total Pembangkitan : 760,877 + j 224,840 MVA  
 Total Pembebanan : 717,600 + j 259,300 MVA  
 Total Rugi-Rugi Saluran : 43,277 – j 34,460 MVA

**Tabel 4.17.**  
**Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	Biaya Operasi
		(MW)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	497.877	2.570.352
2	PLTG Gilimanuk	133	324.989
3	PLTD Pesanggaran	75	294.609
4	PLTG Pesanggaran	55	775.443
<b>Total</b>		<b>760.877</b>	<b>3.965.393</b>



**Grafik 4.4**  
**Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit**

#### 4.4.3. Hasil Perhitungan Hari Senin, 9 Januari 2006

##### 4.4.3.1. Hasil Perhitungan Kondisi Awal

Tabel 4.18.  
Hasil Perhitungan  
Pembangkitan dan Pembebanan

No	No Bus	Nama Bus	Pembangkitan		Pembebanan	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	PAITON	636.983	-46.292	50	11
2	2	KRAKSAN	0	0	16	9.3
3	3	GENDING	0	0	19	9.5
4	4	PROBOLINGGO	0	0	36	16
5	5	LUMAJANG	0	0	38	14
6	6	TANGGUL	0	0	27	9.3
7	7	JEMBER	0	48	65	28
8	8	GENTENG	0	0	41	22
9	9	SITUBONDO	0	0	24	5
10	10	BONDOWOSO	0	0	19	7.4
11	11	BANYUWANGI	0	0	38	15
12	12	GILIMANUK	79.9	213.789	6.2	2.0
13	13	NEGARA	0	0	10.8	4.5
14	14	ANTASARI	0	0	5.4	2.6
15	15	KAPAL	0	50	54.1	21.1
16	16	BATURITI	0	0	4.5	0.3
17	17	PEMARON	0	0	24.9	7.4
18	18	PDG SAMBIAN	0	0	30.4	12.8
19	19	PESANGGARAN	0	0	69.9	55.6
20	20	PLTD PSGRAN	22.7	21.675	0	0
21	21	PLTG PSGRAN	67.7	1.101	0	0
22	22	NUSADUA	0	25	44.6	16.2
23	23	SANUR	0	25	46.5	14.7
24	24	GIANYAR	0	0	31.5	7.4
25	25	AMLAPURA	0	0	12.7	4.4
26	26	PANAYANGAN	0	0	7.4	2



**Tabel 4.19.**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	224.248	22.903	2	1	-221.723	-15.068
2	1	9	362.735	-80.195	9	1	-356.546	122.128
3	2	3	19.042	7.104	3	2	-19.000	-8.237
4	2	4	186.681	-0.662	4	2	-184.025	8.701
5	4	5	148.025	-23.722	5	4	-145.029	32.252
6	5	6	59.800	-19.882	6	5	-59.146	20.067
7	5	7	47.230	-24.719	7	5	-46.386	23.734
8	6	7	32.146	-27.314	7	6	-31.896	26.344
9	7	8	80.016	-1.661	8	7	-77.885	4.734
10	7	10	-145.732	-12.019	10	7	147.923	18.160
11	7	11	78.997	-10.601	11	7	-76.338	14.315
12	8	11	36.885	-22.739	11	8	-36.557	21.761
13	9	10	169.374	30.146	10	9	-166.923	-23.030
14	9	11	163.172	-154.509	11	9	-119.894	171.237
15	11	12	194.789	-211.701	12	11	-193.431	214.671
16	12	13	191.203	-7.310	13	12	186.889	7.354
17	12	17	75.928	4.428	17	12	-73.555	-1.553
18	13	14	89.010	-4.799	14	13	-86.734	8.688
19	13	15	87.080	-5.889	15	13	-83.757	11.388
20	14	15	81.334	-8.691	15	14	-80.284	10.370
21	15	16	-12.269	-4.001	16	15	12.332	1.995
22	15	17	-18.457	-4.703	17	15	18.672	1.841
23	15	18	31.128	9.710	18	15	-30.999	-10.330
24	15	19	31.391	9.250	19	15	-31.261	-9.868
25	15	22	25.182	-2.981	22	15	-24.972	1.656
26	15	24	58.490	10.790	24	15	-58.972	-10.667
27	15	26	-5.523	-5.696	26	15	5.524	4.468
28	16	17	-29.791	-2.203	17	16	29.983	1.412
29	16	26	12.959	2.062	26	16	-12.924	-3.595
30	18	19	0.599	-1.492	19	18	-0.599	1.073
31	19	20	-22.678	-21.626	20	19	22.700	21.675
32	19	21	-67.595	-0.808	21	19	67.700	1.101
33	19	22	19.697	-10.180	22	19	-19.628	9.579



34	19	23	32.536	-12.794	23	19	-32.485	12.673
35	23	24	-14.015	-2.155	24	23	14.033	1.735
36	24	25	12.720	2.539	25	24	-12.700	-3.442

**Tabel 4.20.**  
**Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran**

No	Saluran		Losses
	Dari	Ke	P(MW)
1	1	2	2.525
2	1	9	6.189
3	2	3	0.042
4	2	4	2.656
5	4	5	2.996
6	5	6	0.654
7	5	7	0.844
8	6	7	0.250
9	7	8	2.131
10	7	10	2.191
11	7	11	2.659
12	8	11	0.328
13	9	10	2.451
14	9	11	43.278
15	11	12	1.358
16	12	13	4.314
17	12	17	2.373
18	13	14	2.276
19	13	15	3.323
20	14	15	1.050
21	15	16	0.063
22	15	17	0.215
23	15	18	0.129
24	15	19	0.130
25	15	22	0.210
26	15	24	0.482
27	15	26	0.001
28	16	17	0.192
29	16	26	0.035

30	18	19	0.000
31	19	20	0.022
32	19	21	0.105
33	19	22	0.069
34	19	23	0.051
35	23	24	0.018
36	24	25	0.020

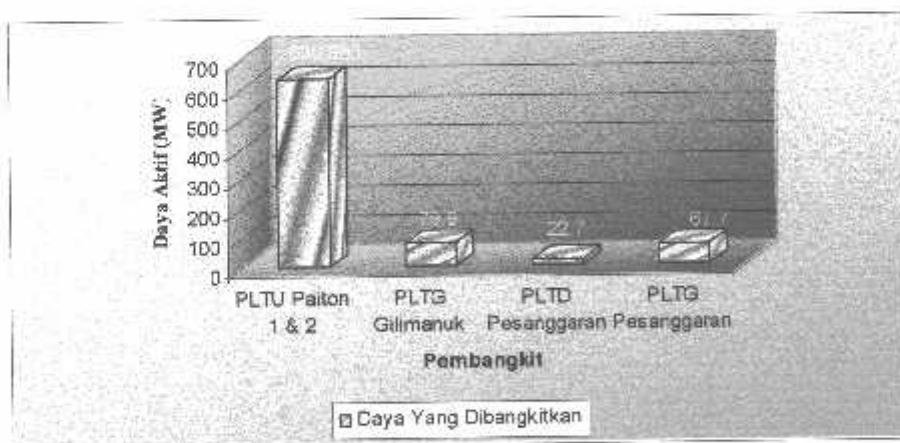
Keterangan:

Total Pembangkitan : 807,283 + j 338,273 MVA  
 Total Pembebanan : 721,900 + j 297,500 MVA  
 Total Rugi-Rugi Saluran : 85,383 + j 40,773 MVA

**Tabel 4.21.**

**Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	Biaya Operasi
		(MW)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	636.983	3.727.657
2	PLTG Gilimanuk	79.9	224.177
3	PLTD Pesanggaran	22.7	134.234
4	PLTG Pesanggaran	67.7	1.020.204
<b>Total</b>		<b>807.283</b>	<b>5.106.271</b>



**Grafik 4.5**

**Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit**

#### 4.4.3.2. Hasil Perhitungan Setelah Optimasi

**Tabel 4.22.**  
**Hasil Perhitungan**  
**Pembangkitan Dan Pembebanan**

No	No Bus	Nama Bus	Pembangkitan		Pembebanan	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	PAITON	501.613	-14.098	50	11
2	2	KRAKSAN	0	0	16	9.3
3	3	GENDING	0	0	19	9.5
4	4	PROBOLINGGO	0	0	36	16
5	5	LUMAJANG	0	0	38	14
6	6	TANGGUL	0	0	27	9.3
7	7	JEMBER	0	48	65	28
8	8	GENTENG	0	0	41	22
9	9	SITUBONDO	0	0	24	5
10	10	BONDOWOSO	0	0	19	7.4
11	11	BANYUWANGI	0	0	38	15
12	12	GILIMANUK	133	126.011	6.2	2,0
13	13	NEGARA	0	0	10.8	4.5
14	14	ANTASARI	0	0	5.4	2.6
15	15	KAPAL	0	50	54.1	21.1
16	16	BATURITI	0	0	4.5	0.3
17	17	PEMARON	0	0	24.9	7.4
18	18	PDG SAMBIAN	0	0	30.4	12.8
19	19	PESANGGARAN	0	0	69.9	55.6
20	20	PLTD PSGRAN	75	-3.692	0	0
21	21	PLTG PSGRAN	54	4.571	0	0
22	22	NUSADUA	0	25	44.6	16.2
23	23	SANUR	0	25	46.5	14.7
24	24	GIANYAR	0	0	31.5	7.4
25	25	AMLAPURA	0	0	12.7	4.4
26	26	PANAYANGAN	0	0	7.4	2

**Tabel 4.23.**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	187.204	24.274	2	1	-185.433	-18.985
2	1	9	264.408	-49.372	9	1	-261.166	70.069
3	2	3	19.042	7.096	3	2	-19.000	-8.233
4	2	4	150.391	3.264	4	2	-148.671	1.585
5	4	5	112.671	-16.601	5	4	-110.953	20.769
6	5	6	42.782	-14.201	6	5	-42.453	13.266
7	5	7	30.170	-18.906	7	5	-29.813	16.232
8	6	7	15.453	-20.502	7	6	-15.366	18.966
9	7	8	48.321	3.741	8	7	-47.526	-5.241
10	7	10	-108.988	-9.657	10	7	110.211	12.507
11	7	11	40.846	-3.470	11	7	-40.138	0.502
12	8	11	6.526	-12.739	11	8	-6.497	10.725
13	9	10	130.690	21.220	10	9	-129.211	-17.396
14	9	11	106.476	-93.573	11	9	-89.144	98.093
15	11	12	97.780	-113.666	12	11	-97.413	114.470
16	12	13	160.409	2.960	13	12	-157.374	-3.291
17	12	17	63.803	6.581	17	12	-62.099	-5.908
18	13	14	74.251	-0.515	14	13	-72.676	1.325
19	13	15	72.323	-0.550	15	13	-70.042	3.004
20	14	15	67.276	-1.317	15	14	-66.566	2.003
21	15	16	-8.872	-5.866	16	15	8.909	3.808
22	15	17	-13.891	-6.870	17	15	14.020	3.840
23	15	18	21.256	14.690	18	15	-21.173	-15.445
24	15	19	17.267	16.409	19	15	-17.196	-17.197
25	15	22	20.601	0.212	22	15	-20.460	-1.672
26	15	24	48.377	17.010	24	15	-48.201	-17.062
27	15	26	-2.230	-6.456	26	15	2.231	5.218
28	16	17	-23.062	-4.713	17	16	23.179	3.778
29	16	26	9.652	2.763	26	16	-9.631	-4.338
30	18	19	-9.227	3.624	19	18	9.232	-4.028
31	19	20	-74.871	3.975	20	19	75.000	-3.692
32	19	21	-53.933	-4.383	21	19	54.000	4.571
33	19	22	24.249	-13.435	22	19	-24.140	12.910

34	19	23	42.619	-19.134	23	19	-42.526	19.090
35	23	24	-3.974	-8.572	24	23	3.981	8.132
36	24	25	12.720	2.537	25	24	-12.700	-3.442

Tabel 4.24.  
**Hasil Perhitungan Rugi Daya Aktif Antar Saluran**

No	Saluran		Losses
	Dari	Ke	P(MW)
1	1	2	1.771
2	1	9	3.242
3	2	3	0.042
4	2	4	1.72
5	4	5	1.718
6	5	6	0.329
7	5	7	0.357
8	6	7	0.087
9	7	8	0.795
10	7	10	1.223
11	7	11	0.708
12	8	11	0.029
13	9	10	1.479
14	9	11	17.332
15	11	12	0.367
16	12	13	3.035
17	12	17	1.704
18	13	14	1.575
19	13	15	2.281
20	14	15	0.71
21	15	16	0.037
22	15	17	0.129
23	15	18	0.083
24	15	19	0.071
25	15	22	0.141
26	15	24	0.176
27	15	26	0.001
28	16	17	0.117
29	16	26	0.021

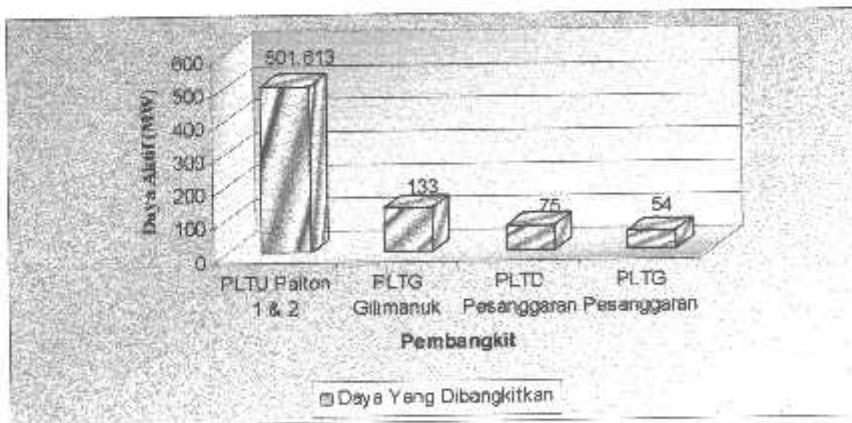
30	18	19	0.005
31	19	20	0.129
32	19	21	0.067
33	19	22	0.109
34	19	23	0.093
35	23	24	0.007
36	24	25	0.02

Keterangan:

Total Pembangkitan : 763,616 + j 260,792 MVA  
 Total Pembebanan : 721,900 + j 297,500 MVA  
 Total Rugi-Rugi Saluran : 41,713 - j 36,708 MVA

**Tabel 4.25.**  
**Hasil Perhitungan Daya Aktif Yang Dibangkitkan dan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	Biaya Operasi
		(MW)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	501.613	2.598.309
2	PLTG Gilimanuk	133	324.989
3	PLTD Pesanggaran	75	294.609
4	PLTG Pesanggaran	54	757.609
<b>Total</b>		<b>763.613</b>	<b>3.975.637</b>



**Grafik 4.6**  
**Daya Aktif Yang Dibangkitkan Oleh Tiap Unit Pembangkit**

**4.5. Perbandingan Hasil Perhitungan *Economic Dispatch* Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Sebelum dan Setelah Menggunakan Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming***

**4.5.1 Perbandingan Kondisi Awal**

**4.5.1.1. Biaya Pembangkitan**

Berikut ini adalah tabel yang berisi perbandingan biaya pembangkitan pada kondisi awal :

**Tabel 4.26.  
Perbandingan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	7 Januari 2006	8 Januari 2006	9 Januari 2006
		(Rupiah/jam)	(Rupiah/jam)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	3.685.681	3.453.130	3.727.657
2	PLTG Gilimanuk	261.216	261.216	224.177
3	PLTD Pesanggaran	132.618	134.234	134.234
4	PLTG Pesanggaran	1.026.430	1.011.934	1.020.204
	<b>Total</b>	<b>5.105.945</b>	<b>4.860.515</b>	<b>5.106.271</b>

Dari tabel tingkat biaya pembangkitan diatas dapat dilihat bahwa besarnya total biaya pembangkitan pada hari Sabtu, 7 Januari sebesar Rp 5.105.945,00 / jam; hari Minggu, 8 Januari 2006 sebesar Rp. 4.860.515,00 / jam dan untuk hari Senin, 9 Januari 2006 sebesar Rp. 5.106.271,00 / jam.

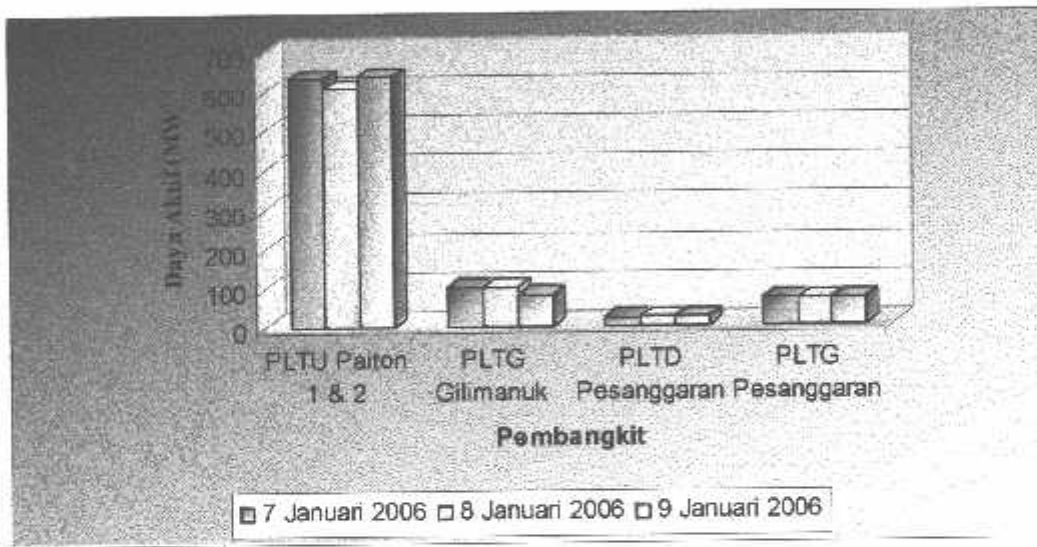


#### 4.5.1.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif Tiap Pembangkit

Berikut ini adalah tabel perbandingan pembangkitan daya aktif :

**Tabel 4.27.**  
**Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif**

No	Nama Pembangkit	7 Januari 2006	8 Januari 2006	9 Januari 2006
		P ( MW )	P ( MW )	P ( MW )
1	PLTU Paiton 1 & 2	632.396	606.448	636.983
2	PLTG Gilimanuk	99.9	99.9	79.9
3	PLTD Pesanggaran	22	22.7	22.7
4	PLTG Pesanggaran	68	67.3	67.7
<b>Total</b>		<b>822.296</b>	<b>796.348</b>	<b>807.283</b>



**Grafik 4.7.**  
**Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit**



#### 4.5.1.3. Perbandingan Tingkat Aliran Daya

Berikut ini adalah tabel perbandingan aliran daya aktif dan reaktif:

**Tabel 4.28.**  
**Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Daya Reaktif Pada Tiap Bus**

No	Saluran		7 Januari 2006		8 Januari 2006		9 Januari 2006	
			Daya		Daya		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	218.678	30.552	210.568	18.650	224.248	22.903
2	1	9	349.718	-75.862	344.879	-75.732	362.735	-80.195
3	2	3	19.269	17.311	19.042	7.197	19.042	7.104
4	2	4	182.985	1.421	183.206	3.621	186.681	-0.662
5	4	5	142.527	-21.309	141.653	-21.084	148.025	-23.722
6	5	6	57.809	-18.649	57.249	-18.575	59.800	-19.882
7	5	7	45.242	-23.803	44.672	-23.487	47.230	-24.719
8	6	7	30.199	-26.649	29.653	-26.013	32.146	-27.314
9	7	8	76.278	-3.300	75.690	-5.213	80.016	-1.661
10	7	10	-142.023	-15.533	-139.844	-13.600	-145.732	-12.019
11	7	11	74.681	-11.617	73.508	-10.530	78.997	-10.601
12	8	11	33.833	-21.758	32.781	-15.502	36.885	-22.739
13	9	10	164.455	32.063	162.130	30.424	169.374	30.146
14	9	11	156.520	-148.382	154.160	-145.716	163.172	-154.509
15	11	12	186.426	-201.992	181.296	-191.842	194.789	-211.701
16	12	13	199.651	-10.341	196.123	-8.872	191.203	-7.310
17	12	17	79.235	3.902	77.930	4.346	75.928	4.428
18	13	14	93.074	-6.402	91.358	-5.590	89.010	-4.799
19	13	15	91.068	-7.434	89.325	-6.728	87.080	-5.889
20	14	15	84.979	-10.739	83.257	-9.951	81.334	-8.691
21	15	16	-12.621	-3.181	-12.020	-3.156	-12.269	-4.001
22	15	17	-19.648	-3.920	-18.921	-4.139	-18.457	-4.703
23	15	18	32.770	8.030	31.297	7.983	31.128	9.710
24	15	19	33.400	6.970	31.636	7.258	31.391	9.250
25	15	22	26.040	-3.960	25.004	-3.571	25.182	-2.981
26	15	24	59.515	11.938	58.126	12.229	58.490	10.790
27	15	26	-3.604	-4.137	-3.246	-2.814	-5.523	-5.696
28	16	17	-32.539	-1.559	-31.571	-2.200	-29.791	-2.203
29	16	26	15.351	1.632	14.992	-2.306	12.959	2.062
30	18	19	1.434	-2.896	0.771	-2.110	0.599	-1.492
31	19	20	-21.986	-11.300	-22.686	-10.194	-22.678	-21.626
32	19	21	-67.893	7.671	-67.195	8.038	-67.595	-0.808
33	19	22	19.753	-9.477	19.369	-9.206	19.697	-10.180
34	19	23	31.519	-8.715	31.593	-8.947	32.536	-12.794
35	23	24	-15.326	1.836	-13.553	1.404	-14.015	-2.155
36	24	25	12.321	4.142	12.620	2.539	12.720	2.539

#### 4.5.1.5. Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran Transmisi

Tabel 4.29.  
Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran

No	Saluran		7 Januari 2006	8 Januari 2006	9 Januari 2006
			Losses	Losses	Losses
	Dari	Ke	P(MW)	P(MW)	P(MW)
1	1	2	2.423	2.220	2.525
2	1	9	5.743	5.590	6.189
3	2	3	0.069	0.042	0.042
4	2	4	2.558	2.553	2.656
5	4	5	2.776	2.731	2.996
6	5	6	0.610	0.596	0.654
7	5	7	0.777	0.753	0.844
8	6	7	0.228	0.218	0.250
9	7	8	1.945	1.909	2.131
10	7	10	2.101	2.026	2.191
11	7	11	2.394	2.308	2.659
12	8	11	0.281	0.228	0.328
13	9	10	2.331	2.260	2.451
14	9	11	39.933	38.617	43.278
15	11	12	1.239	1.142	1.358
16	12	13	4.708	4.541	4.314
17	12	17	2.577	2.497	2.373
18	13	14	2.495	2.401	2.276
19	13	15	3.643	3.501	3.323
20	14	15	1.152	1.104	1.050
21	15	16	0.066	0.059	0.063
22	15	17	0.242	0.225	0.215
23	15	18	0.136	0.126	0.129
24	15	19	0.140	0.126	0.130
25	15	22	0.226	0.208	0.210
26	15	24	0.246	0.236	0.482
27	15	26	0.001	0.000	0.001
28	16	17	0.229	0.216	0.192
29	16	26	0.046	0.046	0.035
30	18	19	0.001	0.000	0.000
31	19	20	0.014	0.014	0.022
32	19	21	0.107	0.105	0.105

33	19	22	0.067	0.065	0.069
34	19	23	0.045	0.046	0.051
35	23	24	0.022	0.016	0.018
36	24	25	0.021	0.020	0.020

#### 4.5.2 Perbandingan Setelah Optimasi

##### 4.5.2.1. Biaya Pembangkitan

Berikut ini adalah tabel yang berisi perbandingan biaya pembangkitan setelah optimasi :

**Tabel 4.30.**  
**Perbandingan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	7 Januari 2006	8 Januari 2006	9 Januari 2006
		(Rupiah/jam)	(Rupiah/jam)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	2.737.715	2.570.352	2.598.309
2	PLTG Gilimanuk	324.99	324.989	324.989
3	PLTD Pesanggaran	294.61	294.609	294.609
4	PLTG Pesanggaran	811.55	775.443	757.609
<b>Total</b>		<b>4.168.863</b>	<b>3.965.393</b>	<b>3.975.637</b>

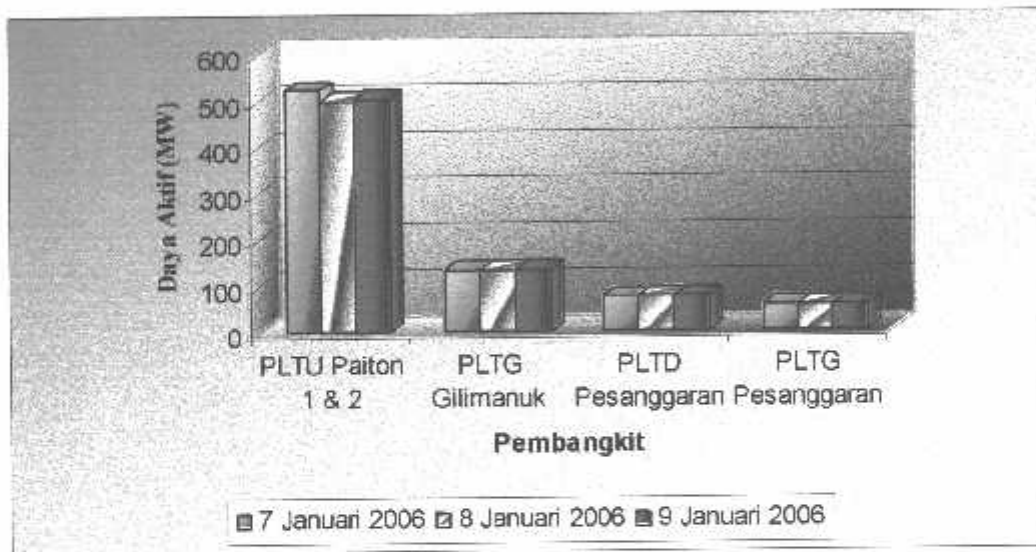
Dari tabel tingkat biaya pembangkitan diatas dapat dilihat bahwa besarnya total biaya pembangkitan pada hari Sabtu, 7 Januari sebesar Rp 4.168.863,00 / jam; hari Minggu, 8 Januari 2006 sebesar Rp. 3.965.393,00 / jam dan untuk hari Senin, 9 Januari 2006 sebesar Rp. 3.975.637,00 / jam.

**4.5.2.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif Tiap Pembangkit**

Berikut ini adalah tabel perbandingan pembangkitan daya aktif:

**Tabel 4.31.**  
**Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif**

No	Nama Pembangkit	7 Januari 2006	8 Januari 2006	9 Januari 2006
		P ( MW )	P ( MW )	P ( MW )
1	PLTU Paiton 1 & 2	519.91	497.877	501.613
2	PLTG Gilimanuk	133	133	133
3	PLTD Pesanggaran	75	75	75
4	PLTG Pesanggaran	57	55	54
<b>Total</b>		<b>784.910</b>	<b>760.877</b>	<b>763.613</b>



**Grafik 4.8.**  
**Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit**

#### 4.5.2.3. Perbandingan Tingkat Aliran Daya

Berikut ini adalah tabel perbandingan aliran daya aktif dan reaktif :

**Tabel 4.32.**  
**Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Daya Reaktif Pada Tiap Bus**

No	Saluran		7 Januari 2006		8 Januari 2006		9 Januari 2006	
			Daya		Daya		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	187.950	31.818	180.841	20.023	187.204	24.274
2	1	9	267.959	-49.849	266.035	-50.337	264.408	-49.372
3	2	3	19.269	17.305	19.042	7.191	19.042	7.096
4	2	4	152.874	4.777	154.054	6.945	150.391	3.264
5	4	5	113.191	-15.309	113.249	-15.206	112.671	-16.601
6	5	6	43.680	-13.923	43.565	-13.976	42.782	-14.201
7	5	7	31.075	-18.966	30.954	-18.783	30.170	-18.906
8	6	7	16.337	-20.994	16.224	-20.524	15.453	-20.502
9	7	8	49.917	1.176	50.123	-0.884	48.321	3.741
10	7	10	-111.455	-13.558	-110.276	-11.675	-108.988	-9.657
11	7	11	42.979	-5.712	42.868	-4.813	40.846	-3.470
12	8	11	8.576	-13.483	8.284	-7.494	6.526	-12.739
13	9	10	132.276	24.640	131.028	23.315	130.690	21.220
14	9	11	109.353	-97.597	108.721	-96.641	106.476	-93.573
15	11	12	105.542	-120.578	102.823	-113.470	97.780	-113.666
16	12	13	165.942	0.624	164.104	1.653	160.409	2.960
17	12	17	65.981	6.153	65.337	6.524	63.803	6.581
18	13	14	76.949	-0.716	76.029	-0.137	74.251	-0.515
19	13	15	74.947	-1.719	73.999	-1.247	72.323	-0.550
20	14	15	69.658	-2.689	68.678	-2.294	67.276	-1.317
21	15	16	-8.924	-5.231	-8.500	-5.100	-8.872	-5.866
22	15	17	-14.676	-6.308	-14.188	-6.401	-13.891	-6.870
23	15	18	22.021	13.507	21.063	13.175	21.256	14.690
24	15	19	18.020	14.843	16.997	14.722	17.267	16.409
25	15	22	21.056	-0.457	20.258	-0.245	20.601	0.212
26	15	24	48.517	18.772	47.654	18.711	48.377	17.010
27	15	26	-0.019	-4.978	0.164	-3.608	-2.230	-6.456
28	16	17	-25.209	-4.318	-24.599	-4.816	-23.062	-4.713
29	16	26	11.748	2.405	11.566	3.038	9.652	2.763
30	18	19	-9.262	2.742	-9.413	3.228	-9.227	3.624
31	19	20	-74.867	15.157	-74.866	15.663	-74.871	3.975
32	19	21	-56.925	5.481	-54.930	5.157	-53.933	-4.383
33	19	22	24.701	-13.055	24.083	-12.598	24.249	-13.435
34	19	23	42.476	-15.696	42.029	-15.559	42.619	-19.134
35	23	24	-4.411	-5.222	-3.155	-5.282	-3.974	-8.572
36	24	25	12.321	4.140	12.620	2.538	12.720	2.537

4.5.2.4. Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran Transmisi

Tabel 4.33.  
Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran

No	Saluran		7 Januari 2006	8 Januari 2006	9 Januari 2006
	Dari	Ke	Losses	Losses	Losses
			P(MW)	P(MW)	P(MW)
1	1	2	1.807	1.645	1.771
2	1	9	3.330	3.285	3.242
3	2	3	0.069	0.042	0.042
4	2	4	1.783	1.805	1.72
5	4	5	1.735	1.73	1.718
6	5	6	0.343	0.341	0.329
7	5	7	0.377	0.372	0.357
8	6	7	0.095	0.091	0.087
9	7	8	0.841	0.839	0.795
10	7	10	1.294	1.259	1.223
11	7	11	0.786	0.779	0.708
12	8	11	0.037	0.017	0.029
13	9	10	1.527	1.493	1.479
14	9	11	18.542	18.253	17.332
15	11	12	0.419	0.383	0.367
16	12	13	3.246	3.176	3.035
17	12	17	1.815	1.785	1.704
18	13	14	1.691	1.651	1.575
19	13	15	2.450	2.388	2.281
20	14	15	0.762	0.74	0.71
21	15	16	0.037	0.033	0.037
22	15	17	0.141	0.132	0.129
23	15	18	0.083	0.076	0.083
24	15	19	0.068	0.063	0.071
25	15	22	0.147	0.136	0.141
26	15	24	0.182	0.176	0.176
27	15	26	0.000	0	0.001
28	16	17	0.139	0.133	0.117
29	16	26	0.029	0.03	0.021
30	18	19	0.004	0.005	0.005
31	19	20	0.133	0.134	0.129
32	19	21	0.075	0.07	0.067



33	19	22	0.110	0.105	0.109
34	19	23	0.087	0.084	0.093
35	23	24	0.003	0.003	0.007
36	24	25	0.021	0.02	0.02

#### 4.6 Perbandingan Kondisi Awal dengan Setelah Optimasi Pada Hari Sabtu, 7 Januari 2006

##### 4.6.1. Biaya Pembangkitan

Berikut ini adalah tabel yang berisi perbandingan biaya pembangkitan setelah optimasi :

**Tabel 4.34.**  
**Perbandingan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Kondisi Awal	Setelah Optimasi
		(Rupiah/jam)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	3.685.681	2.737.715
2	PLTG Gilimanuk	261.216	324.99
3	PLTD Pesanggaran	132.618	294.61
4	PLTG Pesanggaran	1.026.430	811.55
<b>Total</b>		<b>5.105.945</b>	<b>4.168.863</b>

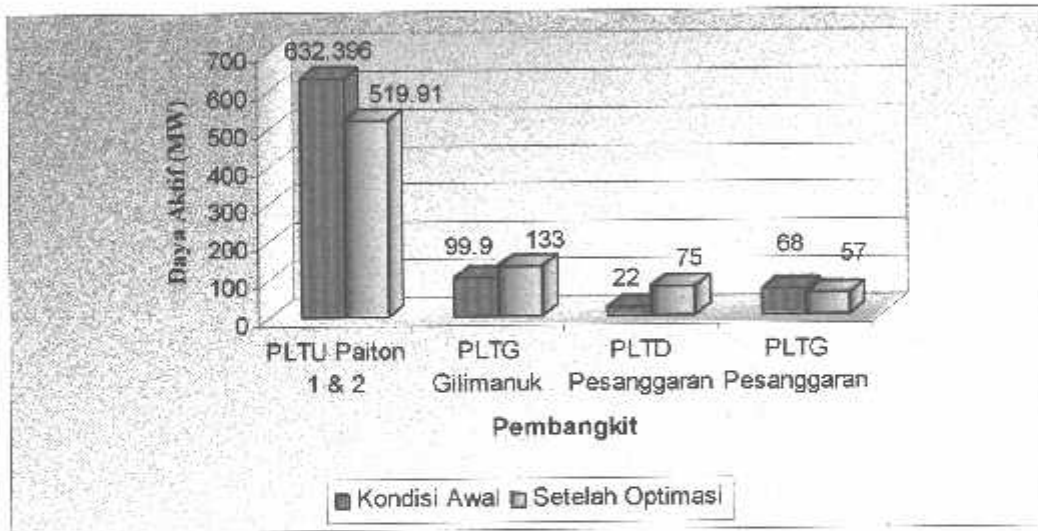
Dari tabel tingkat biaya pembangkitan diatas dapat dilihat bahwa besarnya total biaya pembangkitan hari Sabtu, 7 Januari 2006 pada kondisi awal sebesar Rp 5.105.945,00 per jam; sedangkan setelah optimasi biaya total pembangkitannya menjadi Rp. 4.168.863,00 per jam; sehingga terjadi penghematan sebesar Rp. 937.081,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 18,35 % per jam.

#### 4.6.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif

Berikut ini adalah tabel perbandingan pembangkitan daya aktif:

**Tabel 4.35.**  
**Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif**

No	Nama Pembangkit	Kondisi Awal	Setelah Optimasi
		P ( MW )	P ( MW )
1	PLTU Paiton 1 & 2	632.396	519.91
2	PLTG Gilimanuk	99.9	133
3	PLTD Pesanggaran	22	75
4	PLTG Pesanggaran	68	57
<b>Total</b>		<b>822.296</b>	<b>784.910</b>



**Grafik 4.9.**  
**Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit**

Dari tabel perbandingan pembangkitan daya aktif dapat dilihat bahwa besarnya total daya aktif yang dibangkitkan pada kondisi awal untuk hari Sabtu, 7 Januari 2006 adalah sebesar 822,296 MW, sedangkan setelah dilakukan optimasi dengan algoritma SADC, total daya aktif pembangkitannya menjadi 784,910 MW yang berarti terjadi penghematan daya sebesar 37,386 MW atau sebesar 4,54 %.



4.6.3. Perbandingan Rugi Daya Aktif

Tabel 4.36.  
Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran

No	Saluran		Kondisi Awal	Setelah Optimasi
	Dari	Ke	Losses	Losses
			P(MW)	P(MW)
1	1	2	2.423	1.807
2	1	9	5.743	3.330
3	2	3	0.069	0.069
4	2	4	2.558	1.783
5	4	5	2.776	1.735
6	5	6	0.610	0.343
7	5	7	0.777	0.377
8	6	7	0.228	0.095
9	7	8	1.945	0.841
10	7	10	2.101	1.294
11	7	11	2.394	0.786
12	8	11	0.281	0.037
13	9	10	2.331	1.527
14	9	11	39.933	18.542
15	11	12	1.239	0.419
16	12	13	4.708	3.246
17	12	17	2.577	1.815
18	13	14	2.495	1.691
19	13	15	3.643	2.450
20	14	15	1.152	0.762
21	15	16	0.066	0.037
22	15	17	0.242	0.141
23	15	18	0.136	0.083
24	15	19	0.140	0.068
25	15	22	0.226	0.147
26	15	24	0.246	0.182
27	15	26	0.001	0.000
28	16	17	0.229	0.139
29	16	26	0.046	0.029
30	18	19	0.001	0.004
31	19	20	0.014	0.133
32	19	21	0.107	0.075
33	19	22	0.067	0.110

34	19	23	0.045	0.087
35	23	24	0.022	0.003
36	24	25	0.021	0.021

**Tabel 4.37.**  
**Perbandingan Total Rugi Daya Aktif**

	Kondisi Awal	Setelah Optimasi	Optimasi
	P ( MW )	P ( MW )	P ( MW )
<b>Rugi Daya</b>	81.596	44.21	37.386

Dari kedua tabel di atas dapat dilihat bahwa pada kondisi awal total rugi daya aktif sebesar 81,596 MW, namun setelah dilakukan optimasi menggunakan Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming* total rugi dayanya menjadi 44,21 MW atau turun sebesar 37,386 MW atau 45,82 % dari kondisi awalnya.

## 4.7 Perbandingan Kondisi Awal dengan Setelah Optimasi Pada Hari Minggu, 8 Januari 2006

### 4.7.1. Biaya Pembangkitan

Berikut ini adalah tabel yang berisi perbandingan biaya pembangkitan setelah optimasi :

**Tabel 4.38.**  
**Perbandingan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Kondisi Awal	Setelah Optimasi
		(Rupiah/jam)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	3.453.130	2.570.352
2	PLTG Gilimanuk	261.216	324.989
3	PLTD Pesanggaran	134.234	294.609
4	PLTG Pesanggaran	1.011.934	775.443
<b>Total</b>		<b>4.860.515</b>	<b>3.965.393</b>

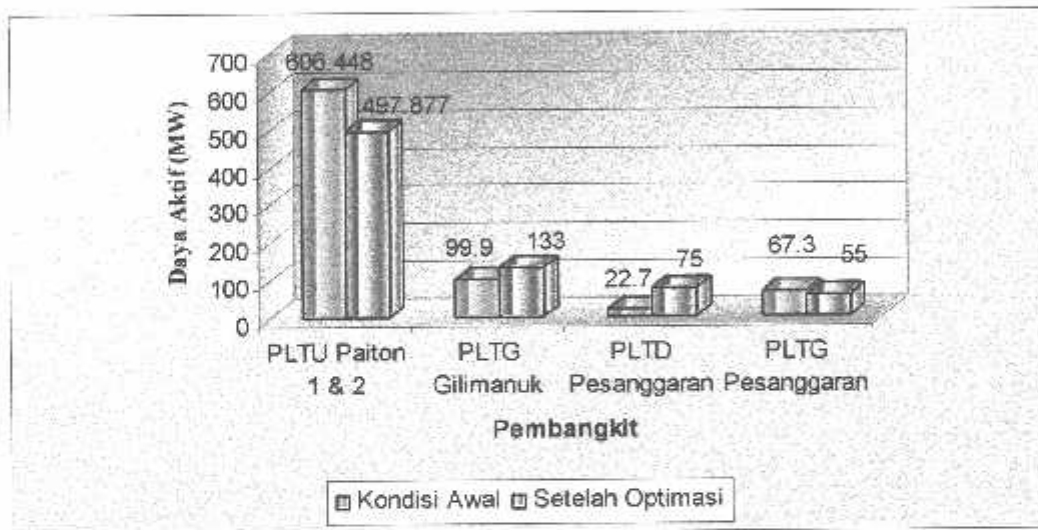
Dari tabel tingkat biaya pembangkitan diatas dapat dilihat bahwa besarnya total biaya pembangkitan hari Minggu, 8 Januari 2006 pada kondisi awal sebesar Rp 4.860.515,00 per jam; sedangkan setelah optimasi biaya total pembangkitannya menjadi Rp. 3.965.393,00 per jam; sehingga terjadi penghematan sebesar Rp. 895.122,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 18,42 % per jam.

#### 4.7.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif

Berikut ini adalah tabel perbandingan pembangkitan daya aktif :

**Tabel 4.39.**  
**Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif**

No	Nama Pembangkit	Kondisi Awal	Setelah Optimasi
		P ( MW )	P ( MW )
1	PLTU Paiton 1 & 2	606.448	497.877
2	PLTG Gilimanuk	99.9	133
3	PLTD Pesanggaran	22.7	75
4	PLTG Pesanggaran	67.3	55
Total		796.348	760.877



**Grafik 4.10.**  
**Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit**

Dari tabel perbandingan pembangkitan daya aktif dapat dilihat bahwa besarnya total daya aktif yang dibangkitkan pada kondisi awal untuk hari Minggu, 8 Januari 2006 adalah sebesar 796,348 MW, sedangkan setelah dilakukan optimasi dengan algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming*,

total daya aktif pembangkitannya menjadi 760,877 MW yang berarti terjadi penghematan daya sebesar 37,386 MW atau sebesar 4,45 %.

#### 4.7.3. Perbandingan Rugi Daya Aktif

Tabel 4.40.  
Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran

No	Saluran		Kondisi Awal	Setelah Optimasi
	Dari	Ke	Losses	Losses
			P(MW)	P(MW)
1	1	2	2.220	1.645
2	1	9	5.590	3.285
3	2	3	0.042	0.042
4	2	4	2.553	1.805
5	4	5	2.731	1.73
6	5	6	0.596	0.341
7	5	7	0.753	0.372
8	6	7	0.218	0.091
9	7	8	1.909	0.839
10	7	10	2.026	1.259
11	7	11	2.308	0.779
12	8	11	0.228	0.017
13	9	10	2.260	1.493
14	9	11	38.617	18.253
15	11	12	1.142	0.383
16	12	13	4.541	3.176
17	12	17	2.497	1.785
18	13	14	2.401	1.651
19	13	15	3.501	2.388
20	14	15	1.104	0.74
21	15	16	0.059	0.033
22	15	17	0.225	0.132
23	15	18	0.126	0.076
24	15	19	0.126	0.063
25	15	22	0.208	0.136
26	15	24	0.236	0.176
27	15	26	0.000	0
28	16	17	0.216	0.133

29	16	26	0.046	0.03
30	18	19	0.000	0.005
31	19	20	0.014	0.134
32	19	21	0.105	0.07
33	19	22	0.065	0.105
34	19	23	0.046	0.084
35	23	24	0.016	0.003
36	24	25	0.020	0.02

**Tabel 4.41.**  
**Perbandingan Total Rugi Daya Aktif**

	Kondisi Awal	Setelah Optimasi	Optimasi
	P ( MW )	P ( MW )	P ( MW )
Rugi Daya	78.748	43.277	35.471

Dari kedua tabel di atas dapat dilihat bahwa pada kondisi awal total rugi daya aktif sebesar 78,748 MW, namun setelah dilakukan optimasi menggunakan *Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming* total rugi dayanya menjadi 43,277 MW atau turun sebesar 35,471 MW atau 45,04 % dari kondisi awalnya.

#### 4.8 Perbandingan Kondisi Awal dengan Setelah Optimasi Pada Hari Senin, 9 Januari 2006

##### 4.8.1. Biaya Pembangkitan

Berikut ini adalah tabel yang berisi perbandingan biaya pembangkitan setelah optimasi :

**Tabel 4.42.**  
**Perbandingan Biaya Pembangkitan**

No	Nama Pembangkit	Kondisi Awal	Setelah Optimasi
		(Rupiah/jam)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	3.727.657	2.598.309
2	PLTG Gilimanuk	224.177	324.989
3	PLTD Pesanggaran	134.234	294.609
4	PLTG Pesanggaran	1.020.204	757.609
	<b>Total</b>	5.106.271	3.975.637

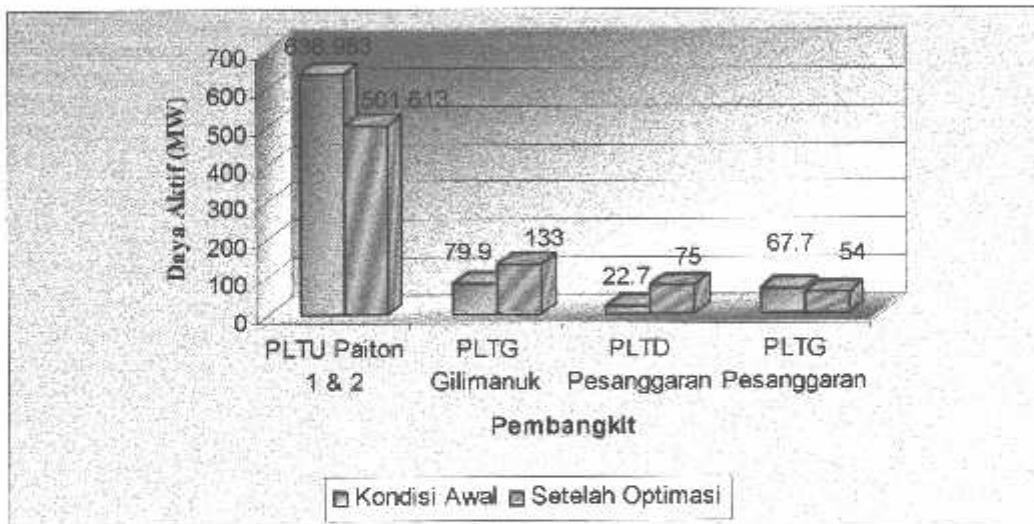
Dari tabel tingkat biaya pembangkitan diatas dapat dilihat bahwa besarnya total biaya pembangkitan hari Senin, 9 Januari 2006 pada kondisi awal sebesar Rp 5.106.271,00 per jam; sedangkan setelah optimasi biaya total pembangkitannya menjadi Rp. 3.975.637,00 per jam; sehingga terjadi penghematan sebesar Rp. 1.130.634,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 22,14 % per jam.

#### 4.8.2. Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif

Berikut ini adalah tabel perbandingan pembangkitan daya aktif.

**Tabel 4.43.**  
**Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif**

No	Nama Pembangkit	Kondisi Awal	Setelah Optimasi
		P ( MW )	P ( MW )
1	PLTU Paiton 1 & 2	636.983	501.613
2	PLTG Gilimanuk	79.9	133
3	PLTD Pesanggaran	22.7	75
4	PLTG Pesanggaran	67.7	54
Total		807.283	763.613



**Grafik 4.11.**  
**Perbandingan Daya yang Dibangkitkan Tiap Pembangkit**

Dari tabel perbandingan pembangkitan daya aktif dapat dilihat bahwa besarnya total daya aktif yang dibangkitkan pada kondisi awal untuk hari Senin, 9 Januari 2006 adalah sebesar 807,283 MW, sedangkan setelah dilakukan optimasi dengan algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming*, total daya



aktif pembangkitannya menjadi 763,613 MW yang berarti terjadi penghematan daya sebesar 43,67 MW atau sebesar 5,41 %.

#### 4.8.3. Perbandingan Rugi Daya Aktif

Tabel 4.44.  
Perbandingan Rugi Daya Aktif Antar Saluran

No	Saluran		Kondisi Awal	Setelah Optimasi
	Dari	Ke	Losses	Losses
			P(MW)	P(MW)
1	1	2	2.525	1.771
2	1	9	6.189	3.242
3	2	3	0.042	0.042
4	2	4	2.656	1.72
5	4	5	2.996	1.718
6	5	6	0.654	0.329
7	5	7	0.844	0.357
8	6	7	0.250	0.087
9	7	8	2.131	0.795
10	7	10	2.191	1.223
11	7	11	2.659	0.708
12	8	11	0.328	0.029
13	9	10	2.451	1.479
14	9	11	43.278	17.332
15	11	12	1.358	0.367
16	12	13	4.314	3.035
17	12	17	2.373	1.704
18	13	14	2.276	1.575
19	13	15	3.323	2.281
20	14	15	1.050	0.71
21	15	16	0.063	0.037
22	15	17	0.215	0.129
23	15	18	0.129	0.083
24	15	19	0.130	0.071
25	15	22	0.210	0.141
26	15	24	0.482	0.176
27	15	26	0.001	0.001
28	16	17	0.192	0.117

29	16	26	0.035	0.021
30	18	19	0.000	0.005
31	19	20	0.022	0.129
32	19	21	0.105	0.067
33	19	22	0.069	0.109
34	19	23	0.051	0.093
35	23	24	0.018	0.007
36	24	25	0.020	0.02

**Tabel 4.45.**  
**Perbandingan Total Rugi Daya Aktif**

	Kondisi Awal	Setelah Optimasi	Optimasi
	P ( MW )	P ( MW )	P ( MW )
Rugi Daya	85.383	41.713	43.67

Dari kedua tabel di atas dapat dilihat bahwa pada kondisi awal total rugi daya aktif sebesar 85,383 MW, namun setelah dilakukan optimasi menggunakan Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming* total rugi dayanya menjadi 41,713 MW atau turun sebesar 43,67 MW atau 51,15 % dari kondisi awalnya.

## BAB V PENUTUP

### 5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan analisa perhitungan *economic dispatch* pada Sub Sistem Paiton-Bali dengan menggunakan metode Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming* maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Total biaya pembangkitan hari Sabtu, 7 Januari 2006 terjadi penghematan sebesar Rp. 937.081,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 18,35 % per jam; total biaya pembangkitan hari Minggu, 8 Januari 2006 terjadi penghematan sebesar Rp. 895.122,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 18,42 % per jam; sedangkan total biaya pembangkitan hari Senin, 9 Januari 2006 terjadi penghematan sebesar Rp. 1.130.634,00 per jam atau terjadi optimasi sebesar 22,14 % per jam.
2. Total rugi daya aktif pada Sabtu, 7 Januari 2006 turun sebesar 37,386 MW atau 45,82 % yaitu menjadi 44,21MW dari kondisi awalnya 81,596 MW; pada Minggu, 8 Januari 2006 total rugi daya aktif turun sebesar 35,471 MW atau 45,04 % yaitu menjadi 43,277 MW dari kondisi awalnya 78,748 MW, pada Senin, 9 Januari 2006 total rugi daya aktif turun sebesar 43,67 MW atau 51,15 % menjadi 41,713 MW dari kondisi awal 85,383 MW.

## 5.2. Saran

Penggunaan metode Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming* untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* pada Sub Sistem Paiton – Bali masih perlu dikembangkan lagi terhadap sistem jaringan yang lebih luas sehingga nantinya dapat digunakan secara efektif dan efisien dalam pemecahan permasalahan *economic dispatch* dengan memperhitungkan rugi saluran transmisi.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Hansen, Pierre, “ *A Separable Approximation Dynamic Programming Algorithm For Economic Dispatch With Transmission Losses*”, Yugoslav Journal of Operation Research, Desember, 2002.
  - [2]. Djiteng Marsudi, Ir, “ *Operasi Sistem Tenaga Listrik* ”, Balai Penerbit dan Humas ISTN, 1990.
  - [3]. Wood, A.J and Wollenberg, B.F, “*Power generation, Operation, and Control* ”, 2<sup>nd</sup> ED, New York: Willey, 1996
  - [4]. Stevenson, William D, Jr, “*Analisa System Tenaga Listrik*”, Penerbit Erlangga edisi keempat, 1996.
  - [5]. Novianto, Slamet, “*Optimasi Daya Reaktif Secara Ekonomis Menggunakan Metode Genetic Algorithm-Evolutionary Strategy Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali*”, Institut Teknologi Nasional Malang, September, 2006
-

# LAMPIRAN

---



**PT PLN (PERSERO)**  
**PENYALURAN DAN PUSAT PENGATUR BEBAN JAWA BALI**  
**REGION JAWA TIMUR & BALI**

Jalan Suningrat No. 45 Taman Sidoarjo 61257

Telepon : (031) 7882113, 7882114

Facsimile : (031) 7882578, 7881024

Website : www.pln-jawa-bali.co.id

Lotak Pos : 4119 SBS

E-mail : region4@pln-jawa-bali.co.id

Nomor : *069* /330/RJTB/2006  
Surat Sdr. No. : ITN-742/III.TA/2/2006  
Lampiran : 1 (satu) lampiran.  
Perihal : Ijin Survey/ Pengambilan Data.

08 MAR 2006

Kepada

Yth. Dekan Fakultas Teknik,  
Institut Teknologi Nasional Malang  
Di  
MALANG

Menunjuk surat Saudara nomor : ITN-785/III.TA/2/2006 tanggal 06 Pebruari 2006 perihal : Survey/ Permintaan Data, dengan ini diberitahukan bahwa kami tidak keberatan untuk memberikan ijin kepada Mahasiswa Saudara, bernama :

• Bayu Christianto

Nim : 00.12.076

Untuk melakukan Pengambilan Data pada PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali Bidang Operasi & Pemeliharaan, dengan persyaratan sebagai berikut :

1. Mahasiswa tersebut diatas supaya mengisi dan menanda tangani Surat Pernyataan 1 (satu) lembar bernominal Rp. 6.000,-
2. Mahasiswa yang bersangkutan agar mematuhi peraturan/ketentuan yang berlaku di PT. PLN (PERSERO) sehingga faktor-faktor kerahasiaan harus benar-benar diutamakan.
3. Semua biaya perjalanan, penginapan, makan dan lain sebagainya tidak menjadi tanggungan PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali.
4. Buku Laporan Kerja Praktek Mahasiswa tersebut agar dikirimkan kepada PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali 1 (satu) buah
5. Untuk informasi lebih lanjut dapat menghubungi PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali Cq. Bidang SDM & ADMINISTRASI

Demikian harap maklum dan terima kasih atas perhatian saudara.

P.H MANAGER BIDANG SDM & ADMINISTRASI  
ASMAK SDM & ADMINISTRASI



Tembusan Yth. :

1. M.SDMO PLN P3B
2. MOPHAR PLN P3B RJTB.
3. Sdr. Bayu Christianto

## SURAT PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini, saya :

Nama : Bayu Christianto  
Pria/ Wanita : Pria  
Tempat / Tanggal lahir : Blitar , 27 Juni 1982  
Alamat / No. telepon : Jl. Kandang . 11 TIDAR MALANG  
(0341) 563267  
Pekerjaan : Mahasiswa.

Dengan ini saya menerangkan bahwa :

1. Saya bersedia dan setuju menanggung semua akibat yang ditimbulkan karena kesalahan maupun kelalaian saya dan semua akibat lainnya yang terjadi pada instalasi peralatan milik PLN selama melakukan Training/ Praktek Kerja/ Riset pada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, yang telah mendapat ijin dari PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali ;
2. Saya atas peringatan pertama akan membayar sepenuhnya, semua biaya yang langsung menimbulkan kerugian atau kecelakaan , karena kelalaian saya ;
3. Saya akan segera mematuhi semua petunjuk –petunjuk yang diberikan oleh Petugas PT PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali ;
4. Saya sanggup tidak membocorkan hal – hal yang bersifat rahasia perusahaan PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali dan bahan yang saya peroleh dalam Training/ Praktek Kerja/ Riset. dan tidak saya pergunakan untuk hal – hal yang dapat merugikan PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali
5. Saya sanggup menanggung sendiri segala sesuatu untuk keperluan Training/ Praktek Kerja/ Riset termasuk biaya perjalanan , penginapan makan dan sebagainya ;
6. Saya sanggup menyerahkan 1 (satu) buah buku laporan Training/ Praktek Kerja/ Riset kepada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, setelah saya presentasikan kepada Manager Bidang SDMAD PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali mengenai tugas Training/ Praktek Kerja/ Riset.
7. Saya tunduk dan akan mentaati semua peraturan yang berlaku di PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, dan saya sanggup tidak meninggalkan tugas kedinasan selama Training/ Praktek Kerja/ Riset.

Surabaya, 17 Februari 2006  
Yang membuat pernyataan



*Bayu Christianto*  
Bayu Christianto





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

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

PERSEROI MALANG  
SIAGA MALANG

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

Nomor : ITN- 742 /MIL TA/2/06  
Lampiran : -  
Perihal : Survey

Malang, 26 Januari 2006

Kepada : Yth. Pimpinan  
PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali  
Jl. Suningrat No. 45 Taman  
Di - Sidoarjo

Bersama ini dengan hormat kami mohon kebijaksanaan Saudara agar Mahasiswa kami dari Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Elektro S-1 Konsentrasi Teknik Energi Listrik dapat diijinkan untuk melaksanakan survey pada perusahaan yang saudara pimpin untuk mendapatkan data - data guna penyusunan Skripsi dengan Judul : Analisis Economic Dispatch Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming Pada Sub Sistem Paiton Bali

Mahasiswa tersebut Adalah :

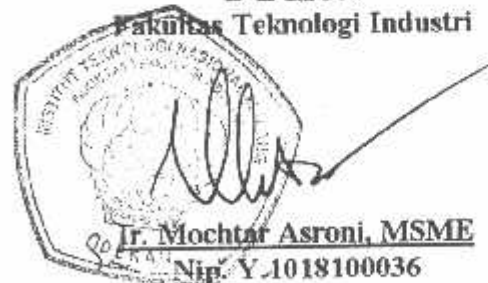
Bayu Christianto Nim. 00.12.076

Adapun lamanya Survey adalah : 15 Hari

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

DEKAN

Fakultas Teknologi Industri



*Pemohon spt dipinta.*

*Ir. Mochtar Asroni*



## PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama : Bayu Christiano  
 NIM : 0012076  
 Semester : XI  
 Fakultas : Teknologi Industri  
 Jurusan : Teknik Elektro S-1  
 Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
 Alamat : Jl. Kandang no 11 Tidar - Malang

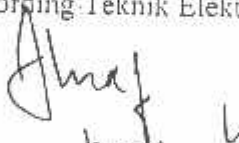
Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat **SKRIPSI Tingkat Sarjana**. Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi.

Adapun persyaratan-persyaratan pengambilan **SKRIPSI** adalah sebagai berikut :

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

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

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas  
 Recording Teknik Elektro

  
 (.....)

Malang, 1 Desember .....2005  
 Pemohon

  
 (Bayu Christiano.....)

Disetujui  
 Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Mengetahui  
 Dosen Wali

  
 (Ir. I Made Wartana, MT.....)  
 NIP. 131991182

Catatan :

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

1. IPK 3,48/138 = 2,527
2. ....
3. - 7 praktik yg baru



**FORMULIR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI**  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO/T. ENERGI LISTRIK S-1

1.	Nama Mahasiswa : Bayu Christianto	Nim : 00.12.076		
2.	Waktu Pengajuan :	Tanggal 31	Bulan 12	Tahun 2005
Spesifikasi Judul *)				
3.	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Mesin-Mesin Elektrik & Elda c. Sistem Pemb. Energi Elektrik		d. Sistem Kendali e. Teknik Tegangan Tinggi f. Lainnya .....	
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Kelompok Dosen Keahlian**  <i>I. H. Hanifa, Abdullah, NSE</i>		Ketua Jurusan  <i>[Signature]</i> Ir. F Yudi Limpraptono, MT Nip. 103 9500 274	
5.	Judul yang diajukan mahasiswa	Analisis Economic Dispath Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming		
6.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian			
7.	<b>Cacatan :</b>			
8.	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Kelompok Dosen Keahlian		Disetujui, <i>04-01-06</i> Kelompok Dosen Keahlian  <i>[Signature]</i> Tanggal :	

**Perhatian :**

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan ke Jurusan paling lambat *satu minggu* setelah disetujui Kelompok Dosen Keahlian dengan dilampirkan Proposal Skripsi beserta persyaratan Skripsi sesuai **Form. S-1**.
2. \*) dilingkari a, b, c, ... atau f, sesuai bidang Keahlian.
3. \*\*) diisi oleh Jurusan.

Form.S-2



**BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

**Konsentrasi :** Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika \*)

1	Nama Mahasiswa :	BAYU CHRISTIANTO	Nim :	0012076
2	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat
	Pelaksanaan	14 - 02 - 2006		Ruang :
3	Spesifikasi judul **):			
	a. Sistem Tenaga Elektrik	c. Elektronika & Komponen		
	b. Energi & Konversi Energi	f. Elektronika Digital & Komputer		
	c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	g. Elektronika Komunikasi		
	d. Sistem Kendali Industri	h. lainnya .....		
4	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<i>Analisis Economic Dispatch Dengan Mempertimbangkan Rugi Sakaran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming Pada Sub Sistem Panton - Bali</i>		
5	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian	.....		
6	Catatan : .....			
7	Persetujuan Judul Skripsi :			
	Disetujui, Dosen Keahlian	Disetujui, Dosen Keahlian II		
	<i>[Signature]</i> Ir. H. Abdul Hamid MT	<i>[Signature]</i> Ir. Eko Nurcahyo MT		
	Mengetahui, Ketua Jurusan.	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs.		
Ir. F. Yudi Limpraptono, MT Nip. Y. 1039500274	<i>[Signature]</i> Ir. H. Alimzan Abdullah, MSEE			




Perhatian :

- \*) coret yang tidak perlu
- \*\*\*) dilingkari a, b, c, ..... atau g. sesuai bidang keahlian.



**BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika <sup>\*)</sup>

1	Nama Mahasiswa : <i>BAYU CHRISTIANTO</i>	Nim : <i>0012026</i>		
2	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat
	Pelaksanaan	<i>14 - 02 - 2006</i>		Ruang :
Spesifikasi judul <sup>**)</sup> :				
3	a. Sistem Tenaga Elektrik	c. Elektronika & Komponen		
	b. Energi & Konversi Energi	f. Elektronika Digital & Komputer		
	c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	g. Elektronika Komunikasi		
	d. Sistem Kendali Industri	h. lainnya .....		
4	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<i>Analisis Economic Dispatch Dengan Mempertimbangkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic programming Pada Sub Sistem Patch - Bali</i>		
5	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian	..... ..... .....		
6	Catatan : .....			
Persetujuan Judul Skripsi :				
7	Disetujui, Dosen Keahlian I  Ir. M. Abul Hamid	Disetujui, Dosen Keahlian II  Ir. Eko Nurcahyo MT.		
	Mengetahui, Ketua Jurusan.  Ir. F. Yudi Limpraptono, MT Nip. Y. 1039500274	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs.  Ir. F. Yudi Limpraptono, ST MT		

Perhatian :

<sup>\*)</sup> coret yang tidak perlu

<sup>\*\*)</sup> dilingkari a, b, c, ..... atau g. sesuai bidang keahlian.

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

jumlah : 1 (satu) berkas  
Pembimbing Skripsi

kepada : Yth. Bapak/Ibu Ir. H. Almi Zain Abdullah, MSEE / Irmine Budi S, SMT  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Bayu Christianto  
Nim : 0012076  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama / Pendamping \*) untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir) : *Analisis Economic Dispatch Dengan Mempertimbangkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming* dari 1/2 dosen pembimbing  
Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.  
Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak/Ibu kami ucapkan terima kasih.

Malang, 5 - 01 - 2006

Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

Hormat kami,

F. Yudi Limpraptono, MT  
Nip. 1039500274

  
Bayu Christianto

catatan yang tidak perlu

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

Lampiran : 1 (satu) berkas  
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
MALANG

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Bayu Christianto  
Nim : 00.12.076  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Energi Listrik

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

***Analisis Economic Dispatch Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming***

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

Malang, 7 Januari 2006

Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

  
Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. 1039500274

Hormat kami,

  
Bayu Christianto

) Coret yang tidak perlu

Form.S-3a

Lampiran : 1 (satu) berkas  
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Ibu Iriane Budi S.ST MT  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
MALANG

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Bayu Christianto  
Nim : 00.12.076  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Energi Listrik


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

***Analisis Economic Dispatch Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming***

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

Malang, 7 Januari 2006

Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

  
Ir. F Yudi Limpraptono, MT  
NIP: 1039500274

Hormat kami,

  
Bayu Christianto

\*) Coret yang tidak perlu

Form.S-3a



**PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI**

Sesuai permohonan dari mahasiswa/i :

Nama : Bayu Christianto

Nim : 00.12.076

Semester : XI (Sebelas)

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

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

***Analisis Economic Dispatch Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming***

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat digunakan seperlunya.

Malang, 17 Januari 2006

Kami yang Membuat pernyataan,



**Ir. H. Almizan Abdullah, MSEF**  
NIP. 103.900.0208

Catatan:

Setelah disetujui agar formulir ini  
Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan  
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut.

\*) Coret yang tidak perlu

**PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI**

---

Sesuai permohonan dari mahasiswa/i :

Nama : Bayu Christianto

Nim : 00.12.076

Semester : XI (Sebelas)

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

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

***Analisis Economic Dispatch Dengan Memperhitungkan Rugi  
Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma  
Separable Approximation Dynamic Programming***

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat digunakan seperlunya.

Malang, 18 Januari 2006

Kami yang Membuat pernyataan,



**Irrine Budi S, ST MT**  
NIP. 132314.400

**Catatan:**

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



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

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

PERSERO 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, 21 Feb. 2006

Nomor : ITN-1138/I.TA/2/06  
 Lampiran : satu lembar  
 Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. H. **ALMIZAN ABDULLAH MSEE (Pemb. I)**  
 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 : BAYU CHRISTIANTO  
 Nim : 0012076  
 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:

15 Feb. 2006 s/d 15 Juli 2006

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



Ketua  
 Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Liatpraptono, MT  
 Nip. Y/1039500274

**Tindakan :**

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a



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  
VIAGA 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, 21 Feb. 2006

Nomor : ITN-1137/IT.A/2/06  
Lampiran : satu lembar  
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. **IRRINE BUDIS, ST, MT (Pemb. II)**  
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 : BAYU CHRISTIANTO  
Nim : 0012076  
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:

15 Feb. 2006 s/d 15 Juli 2006

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



Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi L. Praptono, MT  
Nip. 1039500274

Tindakan :

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a



### FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Bayu Christianto  
Nim : 00.12076  
Masa Bimbingan : 16 Februari 2006 s.d 15 Juli 2006  
Judul Skripsi : Analisis *Economic dispatch* Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma *Separable Approximation Dynamic Programming* Pada Sub Sistem Paiton-Bali

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	8/ Maret <sup>06</sup>	Matrik B bagaimana caranya menyusun?	ifs
2.	11/ Maret <sup>06</sup>	Bab I : Perbaiki batasan matrik	ifs
3.	22/ Maret <sup>06</sup>	Bab II : Perjelas tentang Dynamic programming	ifs
4.	28/ Maret <sup>06</sup>	Bab III : Uji Validasi jurnal dengan program	ifs
5.	20/ April <sup>06</sup>	Bab IV, V : Rangkai Analisa dengan jurnal dan buat kesimpulan sesuai rumus.	ifs
6.	14/ Sept <sup>06</sup>	Quesori	ifs
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang, 2006  
Dosen Pembimbing,

**Irrine Budi S, ST MT**  
NIP 132.314.400

Form.S-4b



**BERITA ACARA PELAKSANAAN SEMINAR SKRIPSI  
 JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika

1	Nama Mahasiswa : <u>PAYU CHRISTANTO</u>	Nim : <u>012076</u>
2	Keterangan	Tanggal : <u>12</u>
	Pelaksanaan	Waktu : Tempat : Ruang :
3	Spesifikasi judul **	
	a. Sistem Tenaga Elektrik	e. Elektronika & Komponen
	b. Energi & Konversi Energi	f. Elektronika Digital & Komputer
	c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	g. Elektronika Komunikasi
	d. Sistem Kendali Industri	h. lainnya .....
4	Judul Skripsi yang diseminarkan Mahasiswa	<u>ANALISIS EKONOMI DISPATCH DENGAN MEMPERTIMBANGKAN DUE SALURAN TRANSMISI MENGELOMPOKAN ALTERNATIF SEPARABLE ADAPTIF SYMBIOTIC PROGRAMING PADA SUB SISTEM TANPA-SALU</u>
5	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelempok Dosen Keahlian/Pengamat	..... ..... .....
6	Keputusan : Dari hasil penilaian sejumlah ..... orang dosen keahlian dan ..... orang dosen pengamat sesuai format penilaian terlampir, peserta seminar tersebut di atas (1) dengan judul Skripsi (4) dinyatakan : LULUS / TIDAK LULUS* dengan nilai kumulatif : ..... (angka) atau ..... (huruf)	
7	Persetujuan Seminar Skripsi :	
	Disetujui, Dosen Keahlian I  <u>Ir. I Made Wicakanto, MT</u>	Disetujui, Dosen Keahlian II  <u>Ir. Widodo Pudji M, MT</u>
	Disetujui, Dosen Pengamat I  .....	Disetujui, Dosen Pengamat II  .....
	Mengetahui, Ketua Jurusan.  <u>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</u> Nip. Y. 1039500274	Disetujui, Dosen Pembimbing,  <u>Ir. H. Almizan Abdulkah, MSEE</u>

Keterangan :  
 \* coret yang tidak perlu  
 \*\*ILINGKARI a, b, c, ..... atau f sesuai bidang keahlian.



**BERITA ACARA PELAKSANAAN SEMINAR SKRIPSI  
 JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika

1	Nama Mahasiswa : <i>BAYU CHRISTIANTO</i>	Nim : <i>0012076</i>
2	Keterangan Pelaksanaan	Tanggal : <i>/2</i> Waktu : Tempat : Ruang :
3	Spesifikasi judul **): a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri e. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya .....	
4	Judul Skripsi yang diseminarkan Mahasiswa	<i>Artistic Economic Dispatch Dengan Mempertimbangkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan algoritma Separable Approximation Dynamic Programming pada Sub System Perten - Bali</i>
5	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian/Pengamat	..... ..... .....
6	Keputusan : Dari hasil penilaian sejumlah ..... orang dosen keahlian dan ..... orang dosen pengamat sesuai format penilaian terlampir, peserta seminar tersebut di atas (1) dengan judul Skripsi (4) dinyatakan : LULUS / TIDAK LULUS *) dengan nilai kumulatif : ..... ( angka ) atau ..... (huruf)	
7	Persetujuan Seminar Skripsi :	
	Disetujui, Dosen Keahlian I <i>Ir. Widodo Pudji M, MT</i>	Disetujui, Dosen Keahlian II <i>Ir. I Made Wartana, MT</i>
	Disetujui, Dosen Pengamat I	Disetujui, Dosen Pengamat II
	Mengetahui, Ketua Jurusan <i>Ir. F. Yudi Limprapiono, MT Nip. Y. 1039500274</i>	Disetujui, Dosen Pembimbing <i>Irine Budi S, ST, MT</i>

Keterangan :  
 \*) coret yang tidak perlu  
 \*\*) diingkari a, b, c, ..... atau f sesuai bidang keahlian



**FORMULIR PENDAFTARAN UJIAN SKRIPSI**

	: Bayu Christiano
	: 0012076
	: Teknologi Industri
Spesialisasi	: Teknik Elektro / T. Energi Listrik / T. Elektronika
Strata	: Strata Satu ( S-1 )
Alamat	: Jl. Raya Cendhi IIIa no. 298
Pembimbing	: I: Ir. H. Almizan Abdullah, MEE II: Irine Budi S, ST MT
Judul	: Analisis Economic Dispatch Dengan Mempertimbangkan Rugi Solusi Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming Pada Sub Sistem Paitan - Bali

(yang harus dipenuhi \*\*)

Persyaratan	Paraf*)
Mengumpulkan 140 sks dengan IPK $\geq 2$	
Memiliki nilai E	
Menyelesaikan/mengumpulkan Laporan Praktek Kerja	
Menempuh semua praktikum yang di syaratkan Jurusan	- 2 Praktikum
Mempunyai Buku Skripsi yang telah ditandatangani Dosen pembimbing rangkap 3	
Mempunyai Surat Puas Bimbingan Skripsi dari pembimbing Ybs.	
Mempunyai kartu seminar yg di tanda tangani Jurusan	
Melunasi persyaratan administrasi (kwitansi warna kuning Rp. 100.000)	

Malang, September 2006

Diketahui  
 Dekan/Jur/Sekjur

L. W. PRAPTONO, MT  
 1039500274

Mahasiswa ybs,

( Bayu Christiano )


Paraf Sekretaris Jurusan  
 Lampirkan bukti persyaratan yang diperlukan

Revisi: Rangkaian logika Sistem Komunikasi  
 dan solusi soal ujian.





## LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama : BAYU CHRISTIANTO
2. NIM : 00.12.076
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISIS ECONOMIC DISPATCH  
DENGAN MEMPERHITUNGGAN RUGI  
SAIFURAN TRANSMISI MENGGUNAKAN  
ALGORITMA SEPARABLE  
APPROXIMATION DYNAMIC  
PROGRAMMING PADA SUB SISTEM  
PAITON - BALI
6. Tanggal Mengajukan Skripsi : 31 Desember 2005
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 13 September 2006
8. Dosen Pembimbing : Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
9. Telah dievaluasi dengan nilai : 85,00 (A) 

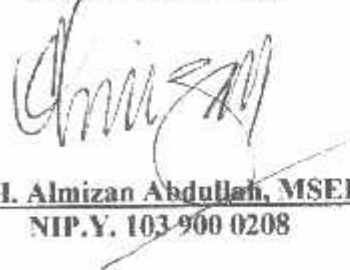
Malang, 23 September 2006

Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1



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

Disetujui,  
Dosen Pembimbing I



Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE.  
NIP. Y. 103 900 0208

---



## LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama : BAYU CHRISTIANTO
2. NIM : 00.12.076
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISIS ECONOMIC DISPATCH  
DENGAN MEMPERHITUNGAN  
RUGI SALURAN TRANSMISI  
MENGUNAKAN ALGORITMA  
SEPARABLE APPROXIMATION  
DYNAMIC PROGRAMMING PADA  
SUB SISTEM PAITON - BALI
6. Tanggal Mengajukan Skripsi : 31 Desember 2005
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 13 September 2006
8. Dosen Pembimbing : Irrine Budi S, ST MT
9. Telah dievaluasi dengan nilai : 80,00 (A)

Malang, 23 September 2006

Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Disetujui,  
Dosen Pembimbing II

Irrine Budi S, ST MT.  
NIP. 132 314 400



**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

Nama Mahasiswa : BAYU CHRISTIANTO  
N.I.M. : 00.12.076  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
Judul Skripsi : ANALISIS ECONOMIC DISPATCH DENGAN  
MEMPERHITUNGAN RUGI SALURAN  
TRANSMISI MENGGUNAKAN ALGORITMA  
SEPARABLE APPROXIMATION DYNAMIC  
PROGRAMMING PADA SUB SISTEM PAITON  
BALI

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

Hari : Kamis  
Tanggal : 21 September 2006  
Dengan Nilai : 78 (B+)



Ketua Majelis Penguji

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

Panitia Ujian Skripsi

Sekretaris Majelis Penguji

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. Y. 403 9500 274

Anggota Penguji

Penguji Pertama

Ir. H. TAUFIK HIDAYAT, MT  
NIP. 101 870 00151

Penguji Kedua

Ir. WIDODO PUJI M, MT  
NIP. 102 870 0171



## PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Kamis  
Tanggal : 21 September 2006

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : BAYU CHRISTIANTO
2. NIM : 00.12.076
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : Analisis Economic Dispatch Dengan Memperhitungkan Rugi Saluran Transmisi Menggunakan Algoritma Separable Approximation Dynamic Programming Pada Sub Sistem Paiton - Bali


Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Paraf
1.	Tambahkan rumus perhitungan (pu) dibab II, dan pustakanya	<i>Al</i>
2.	Lampirkan data-data PLN / MVA dasarnya	<i>Al</i>

Anggota Penguji I

  
Ir. H. Taufik Hidayat, MT  
NIP. 101 870 00151

Dosen Pembimbing I

  
Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE  
NIP.Y.101 880 0190

Dosen Pembimbing II

  
Irrine Budi S, ST MT  
NIP. 132 314 400



PT. PLN (PERSERO) PJB  
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI  
SUB REGION BALI

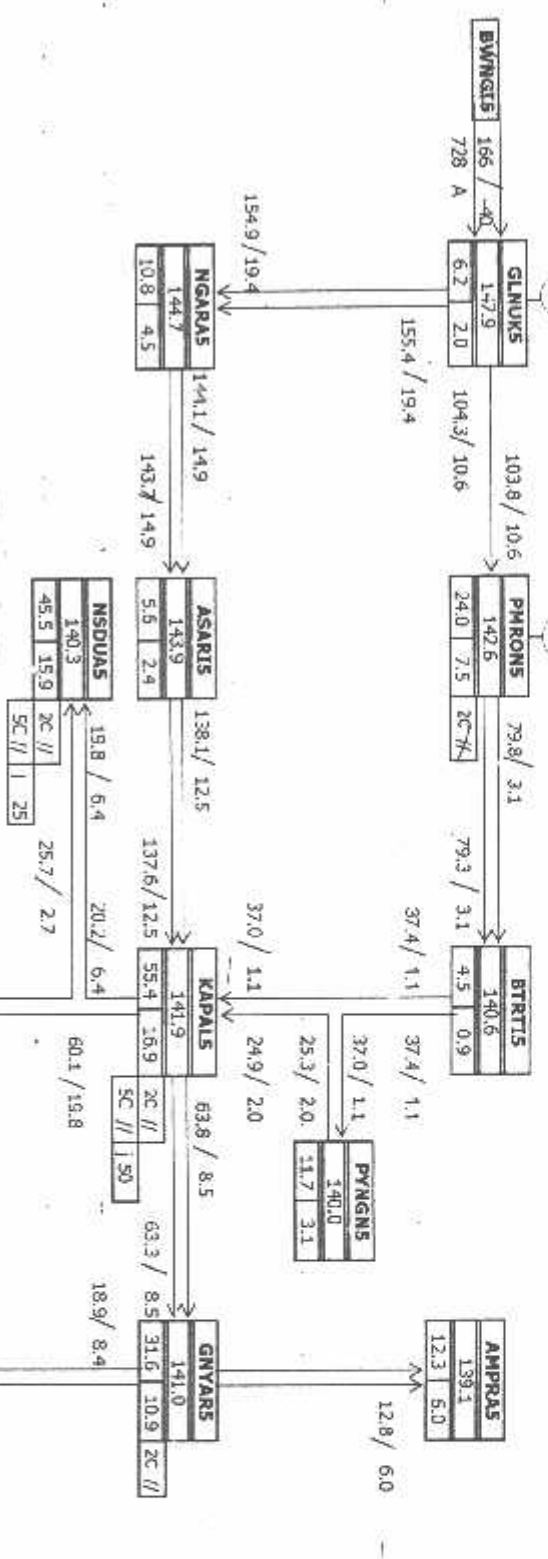
ISLAND GILNUK pk: 20.00		
f: 48.3 Hz		f: 48.1 Hz
142.7 MW		139.4 MW

PLTG 1 & 2 : 99.9 72.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

**LOAD FLOW SUB SYSTEM BALI**

SABTU, 07 JANUARI 2006  
PUKUL : 20.00 WITA



OAS 150KV GILNUK - BWNGIS				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
1 SEC KAPAL	1,026	30.7	1,073	32.1
1 SEC PHRON	280	8.4	304	9.1
1 SEC NGARA	0	0.0	0	0.0
1 SEC GNYAR	120	3.6	136	4.1
4 SEC KAPAL	140	4.2	148	4.4
4 SEC NSDUA	922	27.6	927	27.7
5 SEC PHRON	48	1.4	56	1.7
5 SEC PSGRN	1,635	48.9	1,649	49.3
SUB TOTAL1 SEC	1,426	42.6	1,513	45.2
SUB TOTAL4 SEC	1,062	31.8	1,075	32.1
SUB TOTALS SEC	1,683	50.3	1,705	51.0
TOTAL	4,171	124.7	4,293	128.4

UFR TERPACANG Island Gilnuk				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
FREK	AMP	MW	AMP	MW
48.6 Hz	414	12.4	451	13.5
48.4 Hz	330	9.9	341	10.2
48.3 Hz	2361	70.6	2,465	73.7
TOTAL	3,105	92.8	3,257	97.4

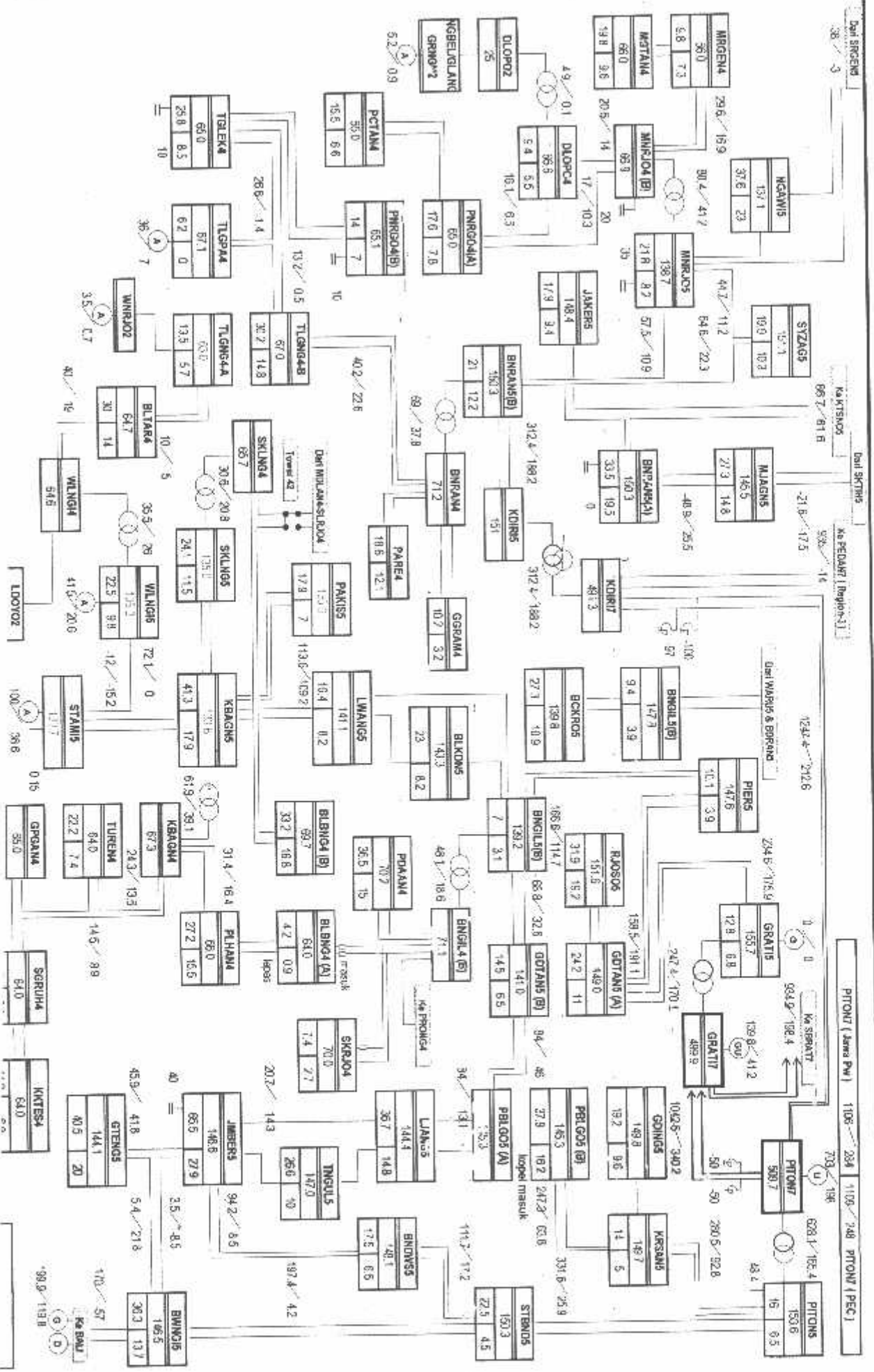
UFR 48.3 Hz terpacang Island PSGRN				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
PSGRN				
NSDUA	115	3.4	114	3.4

PUKUL : 20.00 WITA					PUKUL : 19.30 wita Trafio 150/20KV						
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	LOKASI	TRF	20KV-150KV	MW	MVAR	
GLNUK	1	20.5	14	6.2	2.0	GLNUK	1	20.5	147.9	5.0	2.0
NGARA	2	20.3	15	10.8	4.5	NGARA	2	20.3	144.7	10.7	4.5
ASARI	1	20.5	13	5.6	2.4	ASARI	1	20.5	143.6	5.7	2.5
PHRON	2	20.6	15	7.3	2.9	PHRON	2	20.5	142.4	7.4	2.9
BTRIT	1	20.5	14	4.5	0.9	BTRIT	1	20.4	140.5	4.7	1.0
KAPAL	2	20.0	17	10.3	4.3	KAPAL	2	20.0	141.9	10.3	4.3
GNYAR	1	20.3	15	16.0	5.9	GNYAR	1	20.5	140.6	12.9	4.2
AMPRA	2	20.5	15	18.8	6.6	AMPRA	2	20.5	140.6	18.9	6.5
AMPRA	2	20.5	15	7.4	3.6	AMPRA	2	20.5	138.9	7.4	3.6
SANUR	1	20.4	15	12.8	1.4	SANUR	1	20.3	142.1	13.5	1.4
SANUR	2	20.4	17	13.4	4.9	SANUR	2	20.3	142.1	13.4	4.9
SANUR	3	20.3	17	20.6	8.5	SANUR	3	20.3	142.1	20.6	8.5
SANUR	3	20.4	17	7.8	3.3	SANUR	3	20.3	142.1	7.8	3.3

BUS SECTION		92.0	25.3	46.0	A
BSBS	PLTG : 1-2-4			68.0	35.8
BSAS	PLTG : 2-4-5-6-7			22.0	7.2
BSAS	PLTD : 11			10.0	4.8
BSAS	TR-4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11			10.0	4.8

Pembangkit BALI & SC	199.9	219.8
Total Transfer	166.0	-40.0

7 Januari 2006



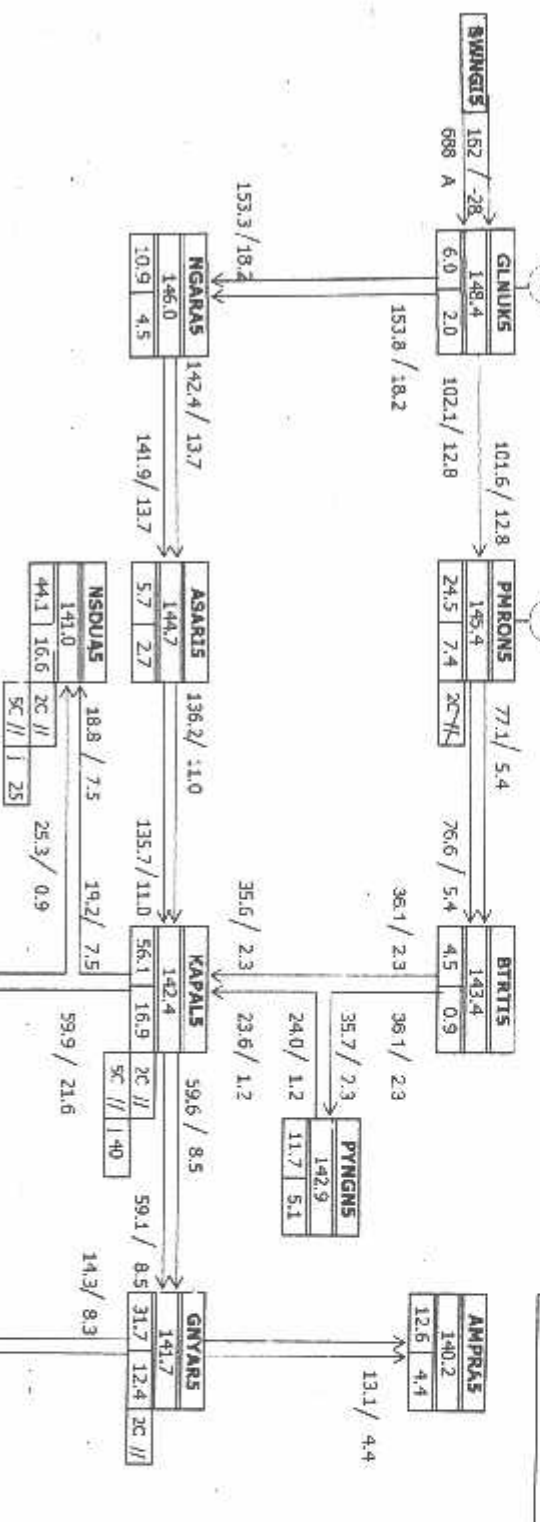


PLTG 1 & 2 : 90,9 61,0

PLTG 1 & 2 : 0,0 0,0

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

MINGGU, 08 DESEMBER 2006  
 PUKUL : 20.00 WITA



**OLS 150KV GLUK - BUNGGI**

WAKTU	PK 19.00	PK 20.00
G I	AMP	AMP
1 SEC KAPAL	979	1.085
1 SEC PHRON	276	308
1 SEC NGARA	0	0
1 SEC GNYAR	0	0
4 SEC KAPAL	170	136
4 SEC NSDUA	139	151
5 SEC PHRON	893	885
5 SEC PSGRN	48	60
SUB TOTAL 1 SEC	1.592	1.606
SUB TOTAL 4 SEC	1.032	1.036
SUB TOTALS SEC	1.640	1.666
TOTAL	4.047	4.231

**UFR TERPASANG Island Giluk**

WAKTU	PK 19.00	PK 20.00
FREK	AMP	AMP
48,6 Hz	411	456
48,4 Hz	323	330
48,3 Hz	284	2.477
TOTAL	3.018	3.263

**UFR 48,3 Hz terpasang Island PSGRN**

WAKTU	PK 19.00	PK 20.00
G I	AMP	AMP
PSGRN	115	114
NSDUA	3,4	3,4

**PUKUL : 20.00 WITA**

LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP GI
GLUK	1	20,5	13	6,0	2,0	ARSANA
NGARA	2	20,4	15	10,9	4,5	RAKA
ASARI	1	20,5	14	5,7	2,7	SUDASTRA
PHRON	2	20,4	14	7,5	2,8	SAKA
BTRTI	1	20,2	13	4,5	0,9	TANSI
KAPAL	2	20,1	17	10,6	4,3	OP GIPAT
GNYAR	1	20,5	15	12,6	4,7	ISWANTO
AMPRA	2	20,5	14	7,5	1,9	A. GANDHI
SANUR	2	20,3	16	13,1	5,8	OP APD
	3	20,4	16	19,9	7,8	
	3	20,5	17	8,0	3,3	

**PUKUL : 19.30 Wita Trako 150/20KV**

LOKASI	TRF	20KV-150KV	MW	MVAR
GLUK	1	20,5	148,4	6,2
NGARA	2	20,4	149,0	10,9
ASARI	1	20,5	144,7	5,8
PHRON	2	20,4	145,4	7,5
BTRTI	1	20,2	143,4	4,6
KAPAL	2	20,1	142,4	10,6
ASARI	1	20,5	144,7	5,8
PHRON	2	20,4	145,4	7,5
BTRTI	1	20,2	143,4	4,6
GNYAR	1	20,5	141,7	12,8
AMPRA	2	20,5	140,2	7,4
SANUR	2	20,3	141,2	19,1
	3	20,5	139,9	8,5
	3	20,4	140,8	8,0
	4	20,5	140,8	28,1

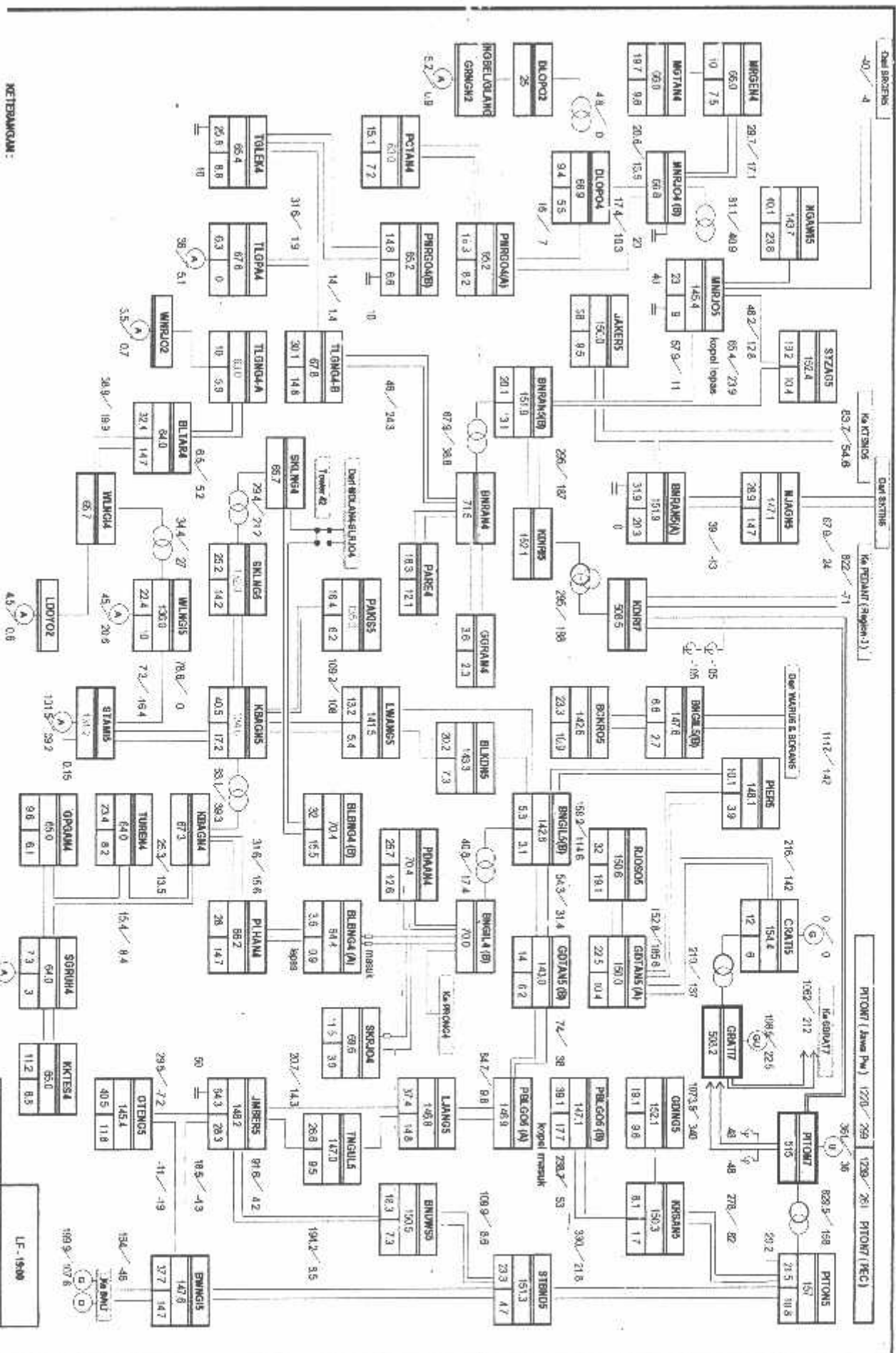
**BUS SECTION** 93,0 25,1 465 A

**BSBS PLTD :** 1-2-4 67,3 34,4  
 PLTD : 2-3-4-6-7 22,7 7,7

**BSAS PLTD :** 11 10,0 4,5  
 BSAS : Trak-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11

**Pembangkit BALI & SC** 199,9 197,6

**Total Transfer** 162,0 -28,0



NETERANGAN:

LF-1500

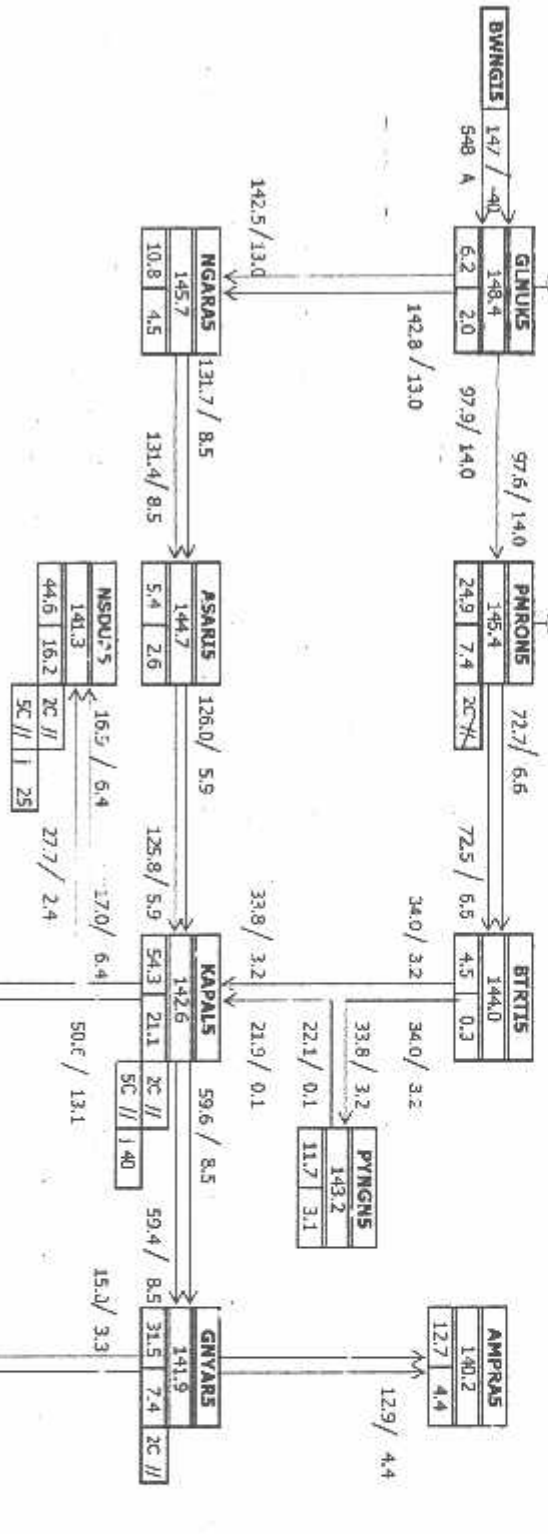


LOAD FLOW SUB SYSTEM BALI

SENIN, 09 JANUARI 2006  
PUKUL : 20.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 99.9 69.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0



Pukul : 20.00 WITA				Pukul : 19.30 Wita Trafo 150/20kV							
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	LOKASI	TRF	20kV-150kV	MW	MVAR	
GLNUK	1	20.5	13	6.2	2.0	GLNUK	1	20.5	148.1	6.2	2.0
NGARA	1	-	-	-	-	NGARA	1	-	-	-	-
ASARI	1	20.4	16	10.8	4.5	ASARI	2	20.4	145.5	10.8	4.5
PNROM	1	20.4	14	5.4	2.6	PNROM	1	20.5	144.2	5.4	2.6
PNROM	2	20.4	13	7.5	2.8	PNROM	2	20.4	145.1	7.5	2.8
BTRTI	1	20.3	13	4.5	0.3	BTRTI	1	20.2	143.8	4.5	0.3
BTRTI	1	20.5	17	14.6	4.7	BTRTI	1	20.2	146	4.7	4.7
KAPAL	2	20.1	17	10.6	4.3	KAPAL	2	20.0	142.4	10.6	4.3
KAPAL	3	20.5	15	12.6	5.7	KAPAL	3	20.4	128	5.7	5.7
GNVAR	1	20.4	15	16.5	6.4	GNVAR	4	20.4	165	6.4	6.4
GNVAR	2	20.5	15	12.6	3.1	GNVAR	1	20.5	141.4	12.6	3.1
AMPRA	1	20.5	14	7.5	1.9	AMPRA	1	20.5	139.7	7.5	1.9
AMPRA	2	20.5	14	5.2	2.5	AMPRA	2	20.4	128	1.4	1.4
SANUR	1	20.3	16	13.1	4.8	SANUR	2	20.2	141.0	13.1	4.8
SANUR	2	20.4	16	20.6	8.5	SANUR	3	20.3	206	9.2	9.2
SANUR	3	20.5	17	7.8	3.3	SANUR	3	20.5	7.8	3.3	3.3

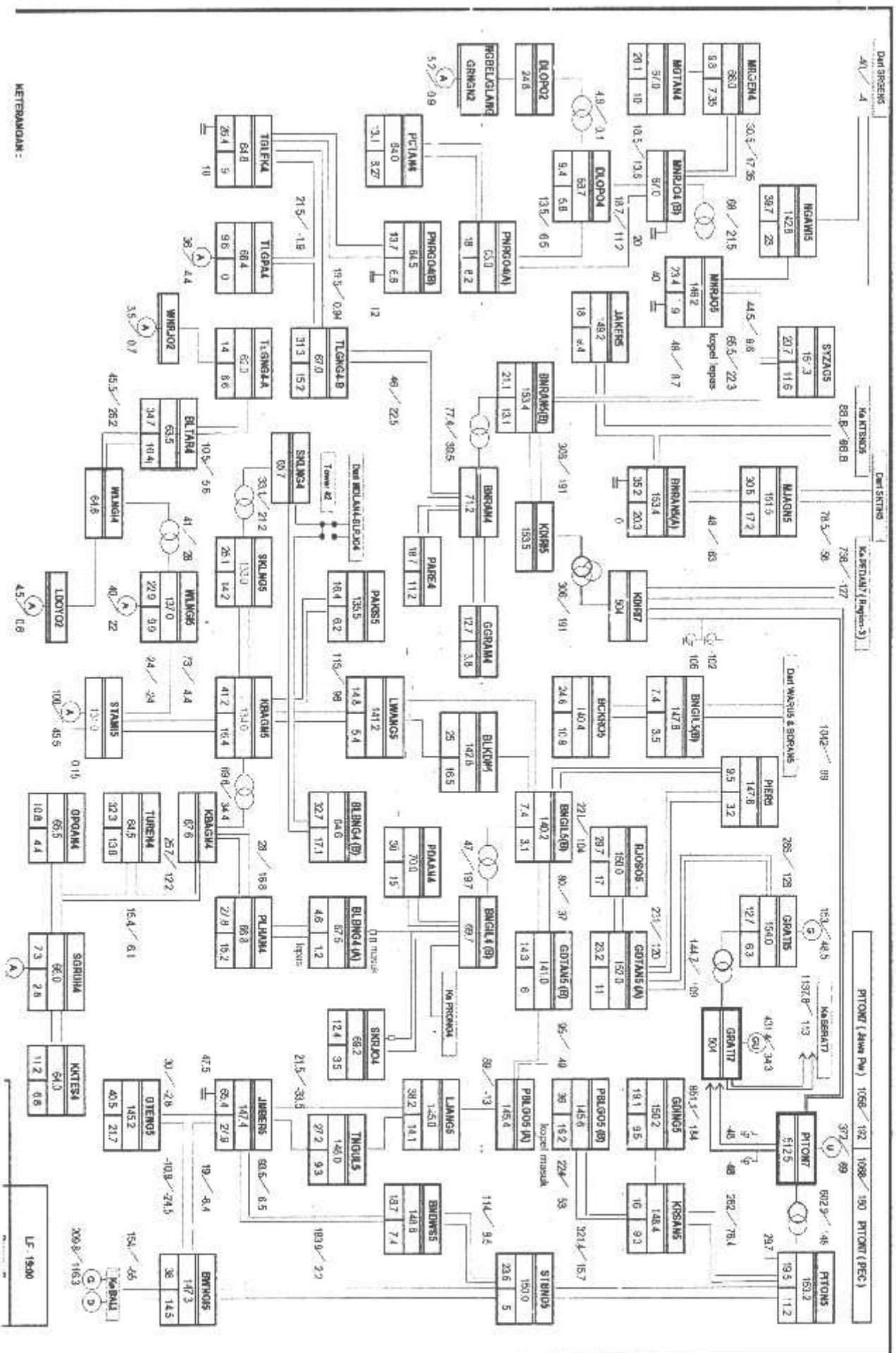
OIS 150kV GLNUK - BWNGI			
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00
G I	AMP	MW	AMP
1 SEC KAPAL	1,073	30.6	1,019
1 SEC PNROM	280	8.4	304
1 SEC NGARA	0	0.0	0
1 SEC GNVAR	128	3.8	136
4 SEC KAPAL	119	3.6	226
4 SEC NSDUJA	901	26.9	907
5 SEC PNROM	48	1.4	60
5 SEC PSGRN	1,549	46.3	1,596
SUB TOTAL 1 SEC	1,431	42.8	1,459
SUB TOTAL 4 SEC	1,020	30.5	1,133
SUB TOTALS SEC	1,597	47.8	1,616
TOTAL	4,048	121.0	4,208

UFR TERPASANG Island Giluk			
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00
FREK	AMP	MW	AMP
48.0 Hz	410	12.3	450
48.4 Hz	317	9.5	323
48.3 Hz	2326	69.5	2,383
TOTAL	3,053	91.3	3,156

UFR 48,3 Hz terpasang Island PSGRN			
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00
G I	AMP	MW	AMP
PSGRN	112	3.3	111
NSDUJA	112	3.3	111



BUS SECTION		BUS SECTION	
BSBS	PLTG : 1-2-4	BSAS	PLTD : 10-11
BSBS	PLTD : 2-3-4-6-7	BSAS	PLTD : 10-11
BSAS	PLTD : 10-11	BSAS	PLTD : 10-11
Total Transfer	147.0	Total Transfer	-40.0



DARI GRESIK  
40 / 4

DARI SURABAYA  
68.8 / 98.8

DARI MASUR & BOYANI  
79.8 / 127

DARI MELAK, BILISOKA  
77.6 / 30.5

PITONT (Jawa Pw) 1056 / 192 1088 / 190 PITONT (PEC)

WASSERBART  
1197.8 / 113

METERANJIAN:







```

unit uMenu;

interface

uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,
  Dialogs, ComCtrls, StdCtrls, ExtCtrls;

type
  TfrmMenu = class(TForm)
    Panel1: TPanel;
    btnNew: TButton;
    btnOpen: TButton;
    btnExit: TButton;
    StatusBar1: TStatusBar;
    Panel2: TPanel;
    OpenDialog1: TOpenDialog;
    procedure btnExitClick(Sender: TObject);
    procedure btnNewClick(Sender: TObject);
    procedure btnOpenClick(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;

var
  frmMenu: TfrmMenu;

implementation

uses uInputLFChild, uComplex, uUtils, uLoadflow, uHasil;

{$R *.dfm}

procedure TfrmMenu.btnExitClick(Sender: TObject);
begin
  Application.Terminate;
end;

procedure TfrmMenu.btnNewClick(Sender: TObject);
begin
  try
    if frmInput=nil then
      begin
        frmInput:=TfrmInputLFChild.Create(Application);
      end;
    frmInput.Caption:='Input Data';
    frmInput.btnNext.Caption:='&Save';
  end;
end;

```

---



```

    frmInput.ShowModal;
finally
    frmInput.Free;
end;
end;

procedure TfrmMenu.btnOpenClick(Sender: TObject);
var NamaFile,Nama:string;
    output:TextFile;
    i,j,Typ,dari,ke,Nbus,Nsal,Param,Ngen,NCable:integer;
    Cap,absV,sudV,Pg,Qg,PL,QL,CapSal,Pmin,Pmax,Harga,Length:double;
    R,X,Lc,Tr,Iu,Su,VKonst,PKonst,Pbase,Vbase,dia:double;
begin
    try
        if OpenFileDialog1.Execute then
            begin
                NamaFile:=OpenDialog1.FileName;
                AssignFile(output,NamaFile);
                Reset(output);
                Readln(output,Nbus);
                Readln(output,Nsal);
                Readln(output,Vbase);
                Readln(output,VKonst);
                Readln(output,Pbase);
                Readln(output,PKonst);
                Readln(output,param);
                gParamLF.Vbase:=Vbase;
                gParamLF.VKonst:=VKonst;
                gParamLF.Pbase:=Pbase;
                gParamLF.PKonst:=PKonst;
                if Param=1 then
                    begin
                        gParamLF.ParamBranch:='pbPu';
                    end
                else if Param=2 then
                    begin
                        gParamLF.ParamBranch:='pbOhm';
                    end;
                gParamLF.MaxIterasi:=15;
                gParamLF.Toleransi:=0.0001;
                try
                    frmInput:=TfrmInputLFChild.Create(Application);
                    frmInput.edtNbus.Text:=IntToStr(Nbus);
                    frmInput.edtNsal.Text:=IntToStr(Nsal);
                    frmInput.edtVbase.Text:=FloatToStr(Vbase);
                    if VKonst=1 then
                        begin
                            frmInput.cmbVKonst.Text:='V';
                        end
                    end
                end;
            end;
        end;
    end;
end;

```

---

```

else if VKonst=1000 then
begin
  frmInput.cmbVKonst.Text:='kV';
end
else if VKonst=1000000 then
begin
  frmInput.cmbVKonst.Text:='MV';
end;
frmInput.edtPbase.Text:=FloatToStr(Pbase);
if PKonst=1 then
begin
  frmInput.cmbPKonst.Text:='VA';
  frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (W)';
  frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (VAR)';
  frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (W)';
  frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (VAR)';
  frmInput.fgBranch.Cells[9,0] :='Kap (VA)';
end
else if PKonst=1000 then
begin
  frmInput.cmbPKonst.Text:='kVA';
  frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (kW)';
  frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (kVAR)';
  frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (kW)';
  frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (kVAR)';
  frmInput.fgBranch.Cells[9,0] :='Kap (kVA)';
end
else if PKonst=1000000 then
begin
  frmInput.cmbPKonst.Text:='MVA';
  frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (MW)';
  frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (MVAR)';
  frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (MW)';
  frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (MVAR)';
  frmInput.fgBranch.Cells[9,0] :='Kap (MVA)';
end;
if param=1 then
begin
  frmInput.cmbParam.Text:='pu';
  frmInput.fgBranch.Cells[3,0]:='R (pu)';
  frmInput.fgBranch.Cells[4,0]:='X (pu)';
  frmInput.fgBranch.Cells[5,0]:='Lc (pu)';
  frmInput.fgBus.Cells[7,0]:='Cap (pu)';
end
else if param=2 then
begin
  frmInput.cmbParam.Text:='ohm';
  frmInput.fgBranch.Cells[3,0]:='R (ohm)';
  frmInput.fgBranch.Cells[4,0]:='X (ohm)';

```

---



```

    frmInput.fgBranch.Cells[5,0]:='Lc (ohm)';
    frmInput.fgBus.Cells[7,0]:='Cap (ohm)';
end;
SetLength(gBus,Nbus);
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
    Readln(output,absV,sudV,Pg,Qg,PL,QL,Cap,Typ);
    gBus[i].absV:=absV;
    gBus[i].sudV:=sudV;
    gBus[i].Pgen:=-Pg;
    gBus[i].Qgen:=-Qg;
    gBus[i].PL:=PL;
    gBus[i].QL:=QL;
    gBus[i].Cap:=Cap;
    gBus[i].typeBus:=Typ;
    frmInput.fgBus.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
    frmInput.fgBus.Cells[1,i+1]:=FloatToStr(absV);
    frmInput.fgBus.Cells[2,i+1]:=FloatToStr(sudV);
    frmInput.fgBus.Cells[3,i+1]:=FloatToStr(Pg);
    frmInput.fgBus.Cells[4,i+1]:=FloatToStr(Qg);
    frmInput.fgBus.Cells[5,i+1]:=FloatToStr(PL);
    frmInput.fgBus.Cells[6,i+1]:=FloatToStr(QL);
    frmInput.fgBus.Cells[7,i+1]:=FloatToStr(Cap);
    frmInput.fgBus.Cells[8,i+1]:=IntToStr(typ);
end;
SetLength(gBranch,Nsal);
for i:=0 to Nsal-1 do
begin
    Readln(output,dari,ke,R,X,Lc,Tr,Tu,Su,CapSal);
    gBranch[i].dari:=dari;
    gBranch[i].ke:=ke;
    gBranch[i].R:=R;
    gBranch[i].X:=X;
    gBranch[i].Lc:=Lc;
    gBranch[i].Tr:=Tr;
    gBranch[i].Tu:=Tu;
    gBranch[i].Su:=Su;
    gBranch[i].KapSal:=CapSal;
    frmInput.fgBranch.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
    frmInput.fgBranch.Cells[1,i+1]:=IntToStr(dari);
    frmInput.fgBranch.Cells[2,i+1]:=IntToStr(ke);
    frmInput.fgBranch.Cells[3,i+1]:=FloatToStr(R);
    frmInput.fgBranch.Cells[4,i+1]:=FloatToStr(X);
    frmInput.fgBranch.Cells[5,i+1]:=FloatToStr(Lc);
    frmInput.fgBranch.Cells[6,i+1]:=FloatToStr(Tr);
    frmInput.fgBranch.Cells[7,i+1]:=FloatToStr(Tu);
    frmInput.fgBranch.Cells[8,i+1]:=FloatToStr(Su);
    frmInput.fgBranch.Cells[9,i+1]:=FloatToStr(CapSal);
end;

```

---

```

ReadIn(output,Ngen);
if Ngen<>0 then
begin
  frmInput.fgGen.RowCount:=Ngen+1;
  SetLength(gGenLF,Ngen);
  for i:=0 to Ngen-1 do
  begin
    ReadIn(output,dari,R,X,Lc,Tr,Tu,Su,CapSal,Pmin,Pmax>Nama);
    gGenLF[i].bus:=dari;
    gGenLF[i].Qmin:=R;
    gGenLF[i].Qmax:=X;
    gGenLF[i].a2:=Lc;
    gGenLF[i].a1:=Tr;
    gGenLF[i].a0:=Tu;
    gGenLF[i].FixCost:=Su;
    gGenLF[i].VarCost:=CapSal;
    gGenLF[i].Pmin:=-Pmin;
    gGenLF[i].Pmax:=-Pmax;
    gGenLF[i].nama:=Nama;
    frmInput.fgGen.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
    frmInput.fgGen.Cells[1,i+1]:=IntToStr(gGenLF[i].bus);
    frmInput.fgGen.Cells[2,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Qmin,2);
    frmInput.fgGen.Cells[3,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Qmax,2);
    frmInput.fgGen.Cells[4,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a2,5);
    frmInput.fgGen.Cells[5,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a1,5);
    frmInput.fgGen.Cells[6,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a0,5);
    frmInput.fgGen.Cells[7,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].FixCost,2);
    frmInput.fgGen.Cells[8,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].VarCost,2);
    frmInput.fgGen.Cells[9,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Pmin,2);
    frmInput.fgGen.Cells[10,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Pmax,2);
  end;
end
else
begin
  frmInput.fgGen.RowCount:=2;
end;
CloseFile(output);
frmInput.Caption:='Tampilan Data';
frmInput.btnNext.Caption:='&Next';
frmInput.ShowModal;
finally
  frmInput.Free;
end;
end;
except
  MessageDlg('File Corrupt atau Error Program!',mtWarning,[mbOK],0);
end;
end;

```

---

```

end.

unit uInputLFChild;

interface

uses uInputLF,uHasil,SysUtils,Forms;

type
  TfrmInputLFChild=class(TfrmInputLF)
  protected
    procedure ShowHasil;override;
  end;

var frmInput:TfrmInputLFChild;

implementation

uses uLoadflow;

procedure TfrmInputLFChild.ShowHasil;
begin
  try
    if frmHasil=nil then
      begin
        frmHasil:=TfrmHasil.Create(Application);
      end;
      frmHasil.fgBus.Cells[0,0]:='Bus';
      frmHasil.fgBus.Cells[1,0]:='absV (pu)';
      frmHasil.fgBus.Cells[2,0]:='sudV (deg)';
      frmHasil.fgBus.Cells[7,0]:='Sups (pu)';
      frmHasil.fgBus.Cells[8,0]:='Type Bus';
      frmHasil.fgBranch.Cells[0,0]:='No';
      frmHasil.fgBranch.Cells[1,0]:='Dari';
      frmHasil.fgBranch.Cells[2,0]:='Ke';
      frmHasil.fgBranch.Cells[5,0]:='Arus re (A)';
      frmHasil.fgBranch.Cells[6,0]:='Arus im (A)';
      frmHasil.fgBranch.Cells[7,0]:='Dari';
      frmHasil.fgBranch.Cells[8,0]:='Ke';
      frmHasil.fgBranch.Cells[11,0]:='Arus re (A)';
      frmHasil.fgBranch.Cells[12,0]:='Arus im (A)';
      frmHasil.fgBus2.Cells[0,0]:='Bus';
      frmHasil.fgBus2.Cells[1,0]:='absV (pu)';
      frmHasil.fgBus2.Cells[2,0]:='sudV (deg)';
      frmHasil.fgBus2.Cells[7,0]:='Sups (pu)';
      frmHasil.fgBus2.Cells[8,0]:='Type Bus';
      frmHasil.fgBranch2.Cells[0,0]:='No';
      frmHasil.fgBranch2.Cells[1,0]:='Dari';
      frmHasil.fgBranch2.Cells[2,0]:='Ke';

```

---

```

frmHasil.fgBranch2.Cells[5,0]='Arus re (A)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[6,0]='Arus im (A)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[7,0]='Dari';
frmHasil.fgBranch2.Cells[8,0]='Ke';
frmHasil.fgBranch2.Cells[11,0]='Arus re (A)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[12,0]='Arus im (A)';
frmHasil.lblLoss1.Caption='Rp';
frmHasil.Label14.Caption='Rp';
frmHasil.lblLoss3.Caption='Rp';
if gParamLF.PKonst=1 then
begin
  frmHasil.fgBus.Cells[3,0]='Pg (W)';
  frmHasil.fgBus.Cells[4,0]='Qg (VAR)';
  frmHasil.fgBus.Cells[5,0]='PL (W)';
  frmHasil.fgBus.Cells[6,0]='QL (VAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[3,0]='P (W)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[4,0]='Q (VAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[9,0]='P (W)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[10,0]='Q (VAR)';
  frmHasil.lblGen.Caption='VA';
  frmHasil.lblLoad.Caption='VA';
  frmHasil.lblLoss.Caption='VA';
  //
  frmHasil.fgBus2.Cells[3,0]='Pg (W)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[4,0]='Qg (VAR)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[5,0]='PL (W)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[6,0]='QL (VAR)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[3,0]='P (W)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[4,0]='Q (VAR)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[9,0]='P (W)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[10,0]='Q (VAR)';
  frmHasil.lblGen2.Caption='VA';
  frmHasil.lblLoad2.Caption='VA';
  frmHasil.lblLoss2.Caption='VA';
  frmHasil.lblLoss21.Caption='W';
  frmHasil.lblLoss22.Caption='W';
  frmHasil.lblLoss23.Caption='W';
  //
end
else if gParamLF.PKonst=1000 then
begin
  frmHasil.fgBus.Cells[3,0]='Pg (kW)';
  frmHasil.fgBus.Cells[4,0]='Qg (kVAR)';
  frmHasil.fgBus.Cells[5,0]='PL (kW)';
  frmHasil.fgBus.Cells[6,0]='QL (kVAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[3,0]='P (kW)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[4,0]='Q (kVAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[9,0]='P (kW)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[10,0]='Q (kVAR)';

```

---

```

frmHasil.lblGen.Caption:='kVA';
frmHasil.lblLoad.Caption:='kVA';
frmHasil.lblLoss.Caption:='kVA';
//
frmHasil.fgBus2.Cells[3,0]='Pg (kW)';
frmHasil.fgBus2.Cells[4,0]='Qg (kVAR)';
frmHasil.fgBus2.Cells[5,0]='PL (kW)';
frmHasil.fgBus2.Cells[6,0]='QL (kVAR)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[3,0]='P (kW)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[4,0]='Q (kVAR)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[9,0]='P (kW)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[10,0]='Q (kVAR)';
frmHasil.lblGen2.Caption:='kVA';
frmHasil.lblLoad2.Caption:='kVA';
frmHasil.lblLoss2.Caption:='kVA';
frmHasil.lblLoss21.Caption:='kW';
frmHasil.lblLoss22.Caption:='kW';
frmHasil.lblLoss23.Caption:='kW';
//
end
else if gParamLF.PKonst=1000000 then
begin
frmHasil.fgBus.Cells[3,0]='Pg (MW)';
frmHasil.fgBus.Cells[4,0]='Qg (MVAR)';
frmHasil.fgBus.Cells[5,0]='PL (MW)';
frmHasil.fgBus.Cells[6,0]='QL (MVAR)';
frmHasil.fgBranch.Cells[3,0]='P (MW)';
frmHasil.fgBranch.Cells[4,0]='Q (MVAR)';
frmHasil.fgBranch.Cells[9,0]='P (MW)';
frmHasil.fgBranch.Cells[10,0]='Q (MVAR)';
frmHasil.lblGen.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoad.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoss.Caption:='MVA';
//
frmHasil.fgBus2.Cells[3,0]='Pg (MW)';
frmHasil.fgBus2.Cells[4,0]='Qg (MVAR)';
frmHasil.fgBus2.Cells[5,0]='PL (MW)';
frmHasil.fgBus2.Cells[6,0]='QL (MVAR)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[3,0]='P (MW)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[4,0]='Q (MVAR)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[9,0]='P (MW)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[10,0]='Q (MVAR)';
frmHasil.lblGen2.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoad2.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoss2.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoss21.Caption:='MW';
frmHasil.lblLoss22.Caption:='MW';
frmHasil.lblLoss23.Caption:='MW';
//

```

---

```
end;  
frmHasil.fgBus.RowCount:=StrToInt(edtNbus.Text)+1;  
frmHasil.fgBranch.RowCount:=StrToInt(edtNsal.Text)+1;  
frmHasil.fgBus2.RowCount:=StrToInt(edtNbus.Text)+1;  
frmHasil.fgBranch2.RowCount:=StrToInt(edtNsal.Text)+1;  
frmHasil.ShowModal;  
finally  
  frmHasil.Free;  
end;  
end;
```

```
end.
```

```
unit uHasil;
```

```
interface
```

```
uses
```

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

```
type
```

```
TfrmHasil = class(TForm)  
  PageControl1: TPageControl;  
  TabSheet3: TTabSheet;  
  TabSheet4: TTabSheet;  
  TabSheet9: TTabSheet;  
  Panel1: TPanel;  
  btnClose: TButton;  
  btnLFAwal: TButton;  
  GroupBox6: TGroupBox;  
  Label8: TLabel;  
  Label9: TLabel;  
  Label10: TLabel;  
  Label11: TLabel;  
  Label12: TLabel;  
  lblGen: TLabel;  
  lblLoad: TLabel;  
  lblLoss: TLabel;  
  edtSumGen: TEdit;  
  edtSumLoad: TEdit;  
  edtSumLoss: TEdit;  
  edtIterasi: TEdit;  
  edtTime: TEdit;  
  TabSheet2: TTabSheet;  
  btnHitung: TButton;  
  TabSheet5: TTabSheet;  
  TabSheet6: TTabSheet;
```

---

```
TabSheet7: TTabSheet;
fgBus2: TStringGrid;
fgBranch: TStringGrid;
fgBranch2: TStringGrid;
GroupBox1: TGroupBox;
Label1: TLabel;
Label2: TLabel;
Label3: TLabel;
Label4: TLabel;
Label5: TLabel;
lblGen2: TLabel;
lblLoad2: TLabel;
lblLoss2: TLabel;
edtSumGen2: TEdit;
edtSumLoad2: TEdit;
edtSumLoss2: TEdit;
edtIterasi2: TEdit;
edtTime2: TEdit;
fgBus: TStringGrid;
pbGen: TProgressBar;
PageControl2: TPageControl;
TabSheet8: TTabSheet;
TabSheet11: TTabSheet;
GroupBox5: TGroupBox;
Label6: TLabel;
Label7: TLabel;
Label13: TLabel;
lblLoss1: TLabel;
Label14: TLabel;
lblLoss3: TLabel;
edtSebelumOpt: TEdit;
edtSesudahOpt: TEdit;
edtSelisihOpt: TEdit;
GroupBox7: TGroupBox;
Label26: TLabel;
Label27: TLabel;
Label28: TLabel;
lblLoss21: TLabel;
lblLoss22: TLabel;
lblLoss23: TLabel;
edtBaseLoss: TEdit;
edtOptLoss: TEdit;
edtSelisihLoss: TEdit;
fgHasil: TStringGrid;
procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
procedure btnLFAwalClick(Sender: TObject);
procedure btnHitungClick(Sender: TObject);
procedure FormCreate(Sender: TObject);
private
```

```

    { Private declarations }
    function getCostGen(const rNo:integer;
        const rDaya:double):double;
public
    { Public declarations }
end;

var
    frmHasil: TfrmHasil;

implementation

uses uUtils, uLoadflow, uNewtonRaphson, uComplex,
    uSensitivitas, uObjFunc, uDinPro;

{$R *.dfm}

var CostP:dArr1;

function TfrmHasil.getCostGen(const rNo:integer;
    const rDaya:double):double;
begin
    result:=0;
    if rDaya<>0 then
    begin
        result:=gGenLF[rNo].a2*sqr(rDaya)+gGenLF[rNo].a1*rDaya+
            gGenLF[rNo].a0;
    end;
end;

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

procedure TfrmHasil.btnLFAwalClick(Sender: TObject);
var i,Nbus,Nsal,ia,ja,Ngen:integer;
    Cost:double;
    V,Sg,SL:CxArr1;
    Cap:dArr1;
    Lc,Tr:dArr2;
    TypBus:iArr1;
    Z,Tp,Alir,Arus:CxArr2;
    mulai,selesai,selang:TDateTime;
    jam,menit,detik,mdetik:word;
begin
    DccodeCommDataToLFData(gBus,Nbus,Nsal,V,Sg,SL,Cap,TypBus,
    gBranch,Z,Tp,Lc,Tr);
    mulai:=time;

```

---



```

NewtonRaphson(gParamLF, V, Sg, SL, Cap, TypBus, Z, Tp, Alir, Arus,
Lc, Tr);
selesai:=time;
selang:=selesai-mulai;
edtSebelumOpt.Text:=RealToStr(gParamLF.SumLoss.real,3);
for i:=0 to high(gBus) do
begin
  fgBus.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  fgBus.Cells[1,i+1]:=RealToStr(V[i].real,5);
  fgBus.Cells[2,i+1]:=RealToStr(V[i].imag,5);
  fgBus.Cells[3,i+1]:=-RealToStr(Sg[i].real,3);
  fgBus.Cells[4,i+1]:=RealToStr(Sg[i].imag,3);
  fgBus.Cells[5,i+1]:=RealToStr(SL[i].real,3);
  fgBus.Cells[6,i+1]:=RealToStr(SL[i].imag,3);
  fgBus.Cells[7,i+1]:=RealToStr(Cap[i],3);
  fgBus.Cells[8,i+1]:=IntToStr(TypBus[i]);
end;
for i:=0 to high(gBranch) do
begin
  ia:=gBranch[i].dari-1;
  ja:=gBranch[i].ke-1;
  fgBranch.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  fgBranch.Cells[1,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].dari);
  fgBranch.Cells[2,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
  fgBranch.Cells[3,i+1]:=RealToStr(Alir[ia,ja].real,3);
  fgBranch.Cells[4,i+1]:=RealToStr(Alir[ia,ja].imag,3);
  fgBranch.Cells[5,i+1]:=RealToStr(Arus[ia,ja].real,3);
  fgBranch.Cells[6,i+1]:=RealToStr(Arus[ia,ja].imag,3);
  fgBranch.Cells[7,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
  fgBranch.Cells[8,i+1]:=-IntToStr(gBranch[i].dari);
  fgBranch.Cells[9,i+1]:=-RealToStr(Alir[ja,ia].real,3);
  fgBranch.Cells[10,i+1]:=RealToStr(Alir[ja,ia].imag,3);
  fgBranch.Cells[11,i+1]:=RealToStr(Arus[ja,ia].real,3);
  fgBranch.Cells[12,i+1]:=RealToStr(Arus[ja,ia].imag,3);
end;
edtSumGen.Text:=toStringJ(gParamLF.SumGen,3);
edtSumLoad.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoad,3);
edtSumLoss.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoss,3);
edtBaseLoss.Text:=RealToStr(gParamLF.SumLoss.real,3);
edtIterasi.Text:=IntToStr(gParamLF.Iterasi);
DecodeTime(selang,jam,menit,detik,mdetik);
edtTime.Text:=IntToStr(jam)+'-'+IntToStr(menit)+'.'+
  IntToStr(detik)+'.'+IntToStr(mdetik);
Ngen:=0;
for i:=0 to high(gBus) do
begin
  if gBus[i].typeBus<>3 then
  begin
    inc(Ngen);
  end;
end;

```

```

    end;
end;
fgHasil.RowCount:=Ngen+1;
SetLength(CostP,Ngen);
Ngen:=0;
for i:=0 to high(gBus) do
begin
    if gBus[i].typeBus<>3 then
    begin
        fgHasil.Cells[0,Ngen+1]:=IntToStr(Ngen+1);
        fgHasil.Cells[1,Ngen+1]:=gGenLF[Ngen].nama;
        fgHasil.Cells[2,Ngen+1]:=RealToStr(Sg[i].real,3);
        Cost:=getCostGen(Ngen,Sg[i].real);
        CostP[Ngen]:=Cost;
        fgHasil.Cells[4,Ngen+1]:=FormatFloat('#,##0',Cost);
        inc(Ngen);
    end;
end;
end;

```

```

procedure TfrmHasil.btnHitungClick(Sender: TObject);
var sa,i:integer;
    Cost:double;
    BatasV:TBatas;
    mulai,selesai,selang:TDateTime;
    jam,menit,detik,mdetik:word;
    BestChrom:dArr1;
    LBus:TBusArr1;
    CostPLN,CostOpt,LamdaV,LamdaQ,LamdaS:double;
    BatasChrom:TBatasArr1;
begin
    BatasV.min:=0.95;
    BatasV.max:=1.05;
    LamdaV:=10000;
    LamdaQ:=10000;
    LamdaS:=10000;
    mulai:=time;
    NewtonRaphson(gBus,gBranch,gParamLF);
    gObjFunc:=TObjFunc.Create(LamdaV,LamdaQ,LamdaS,BatasV);
    BatasChrom:=gObjFunc.FindBatasChrom(BatasV);
    CostPLN:=gObjFunc.FindTotalCostGen(gBus);
    BestChrom:=doDinPro;
    fgHasil.RowCount:=high(BestChrom)+3;
    sa:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
    begin
        if gBus[i].typeBus=2 then
        begin
            fgHasil.Cells[0,sa+2]:=IntToStr(sa+1);

```

---

```

fgHasil.Cells[3,sa+2]:=RealToStr(BestChrom[sa],3);
Cost:=getCostGen(sa+1,BestChrom[sa]);
fgHasil.Cells[5,sa+2]:=FormatFloat('###0',Cost);
fgHasil.Cells[6,sa+2]:=FormatFloat('###0',CostP[sa+1]-Cost);
inc(sa);
end;
end;
gObjFunc.doHitungAkhir(BestChrom,LBus,CostOpt);
fgHasil.Cells[0,1]:=IntToStr(1);
fgHasil.Cells[3,1]:=RealToStr(LBus[0].Pgen,3);
Cost:=getCostGen(0,LBus[0].Pgen);
fgHasil.Cells[5,1]:=FormatFloat('###0',Cost);
fgHasil.Cells[6,1]:=FormatFloat('###0',CostP[0]-Cost);
gObjFunc.Free;
selesai:=time;
selang:=selesai-mulai;
edtSebelumOpt.Text:=FormatFloat('###0',CostPLN);
edtSesudahOpt.Text:=FormatFloat('###0',CostOpt);
edtSelisihOpt.Text:=FormatFloat('###0',CostPLN-CostOpt);
for i:=0 to high(gBus) do
begin
fgBus2.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
fgBus2.Cells[1,i+1]:=RealToStr(LBus[i].absV,5);
fgBus2.Cells[2,i+1]:=RealToStr(LBus[i].sudV,5);
fgBus2.Cells[3,i+1]:=RealToStr(LBus[i].Pgen,3);
fgBus2.Cells[4,i+1]:=RealToStr(LBus[i].Qgen,3);
fgBus2.Cells[5,i+1]:=RealToStr(LBus[i].PL,3);
fgBus2.Cells[6,i+1]:=RealToStr(LBus[i].QI,3);
fgBus2.Cells[7,i+1]:=RealToStr(LBus[i].Cap,3);
fgBus2.Cells[8,i+1]:=IntToStr(LBus[i].typeBus);
end;
for i:=0 to high(gBranch) do
begin
fgBranch2.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
fgBranch2.Cells[1,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].dari);
fgBranch2.Cells[2,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
fgBranch2.Cells[3,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sij.real,3);
fgBranch2.Cells[4,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sij.imag,3);
fgBranch2.Cells[5,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aij.real,3);
fgBranch2.Cells[6,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aij.imag,3);
fgBranch2.Cells[7,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
fgBranch2.Cells[8,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].dari);
fgBranch2.Cells[9,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sji.real,3);
fgBranch2.Cells[10,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sji.imag,3);
fgBranch2.Cells[11,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aji.real,3);
fgBranch2.Cells[12,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aji.imag,3);
end;
edtSumGen2.Text:=toStringJ(gParamLF.SumGen,3);
edtSumLoad2.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoad,3);

```

---

```

edtSumLoss2.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoss,3);
edtOptLoss.Text:=RealToStr(gParamLF.SumLoss.real,3);
edtSelisihLoss.Text:=RealToStr((strToFloat(edtBaseLoss.Text)-
    StrToFloat(edtOptLoss.Text)),3);
edtIterasi2.Text:=IntToStr(4);
DecodeTime(selang,jam,menit,detik,mdetik);
edtTime2.Text:=IntToStr(jam)+' '+IntToStr(menit)+' '+
    IntToStr(detik)+' '+IntToStr(mdetik);
//
end;

procedure TfrmHasil.FormCreate(Sender: TObject);
begin
    fgHasil.Cells[0,0]:='No';
    fgHasil.Cells[1,0]:='Nama';
    fgHasil.Cells[2,0]:='PLN (MW)';
    fgHasil.Cells[3,0]:='Prog (MW)';
    fgHasil.Cells[4,0]:='Cost PLN (Rp)';
    fgHasil.Cells[5,0]:='Cost Prog (Rp)';
    fgHasil.Cells[6,0]:='Selisih (Rp)';
end;

end.

```

---

---

Handwritten scribble or mark.

---