

SKRIPSI

***ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN
METODE SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING
PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV
REGION JAWA TIMUR-BALI***



Disusun oleh :
VENDY TRI PURWANTORO
NIM : 01.12.076

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

SEPTEMBER 2007

LEMBAR PERSETUJUAN

ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV REGION JAWA TIMUR - BALI

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

VENDY TRI PURWANTORO

01.12.076

Diperiksa dan disetujui



**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

**Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing**

Ir. F. YUDI LIMPRAPTONO, MT
NIP. P.103 950 0274

Ir. DJOJO PRIATMONO, MT
NIP. P.101 850 0107



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

8. Rekan Mahasiswa Teknik Elektro Energi Listrik yang telah membantu atas terselesaikannya skripsi ini.

Dengan bantuan dari semua pihak, penulis berusaha menyusun skripsi ini dengan sebaik-baiknya, namun penulis menyadari bahwa kekurangan akan selalu ada dan masih jauh dari kesempurnaan. Maka penulis minta maaf jika terjadi kekurangan dan kesempurnaan.

Akhir kata, semoga skripsi ini bermanfaat bagi penulis sendiri khususnya dan pembaca pada umumnya.

Malang, Agustus 2006

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN.....	i
ABSTRAKSI	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GRAFIK.....	xii

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	2
1.3. Tujuan	2
1.4. Batasan Masalah	3
1.5. Metodologi Penelitian.....	3
1.6. Sistematika Penulisan	4
1.7. Kontribusi Penelitian	6

BAB II SISTEM OPERASI, OPERASI EKONOMIS DAN

KARAKTERISTIK UNIT PEMBANGKIT

2.1. Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.2. Saluran Transmisi	7
2.2.1. Saluran Transmisi Pendek.....	7

2.2.2.	Saluran Transmisi Menengah	8
2.2.3.	Saluran Transmisi Panjang	9
2.3.	Daya Dalam Sistem Tenaga Listrik	11
2.4.	Sistem Per-Unit.....	12
2.4.1.	Mengubah Dasar Sistem Per-Unit	14
2.5.	Sistem Operasi Pada Sistem Tenaga Listrik	15
2.6.	Karakteristik Unit Pembangkit	18
2.6.1.	Karakteristik <i>Input-Output</i>	18
2.6.2.	Karakteristik <i>Heat-Rate</i>	20
2.6.3.	Karakteristik <i>Incremental Heat Rate</i> dan <i>Incremental Fuel Cost</i>	21
2.7.	<i>Economic Dispatch</i>	22
2.7.1.	Fungsi Biaya Bahan Bakar.....	22
2.7.2.	<i>Economic Dispatch</i> Dengan Mengabaikan Rugi-Rugi Transmisi.....	23
2.7.3.	<i>Economic Dispatch</i> Dengan Memperhitungkan Rugi-Rugi Transmisi.....	26

BAB III ALIRAN DAYA *NEWTON - RAPHSON* DAN *SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING*

3.1.	Analisa Aliran Daya.....	28
3.1.1.	Klasifikasi Bus	28
3.1.2.	Metode <i>Newton - Raphson</i>	30
3.1.3.	Prosedur Aliran Daya <i>Newton - Raphson</i>	31

4.8.5.	Perbandingan Tingkat Rugi-rugi Daya Antar Saluran Sebelum dan Setelah Optimasi	83
4.9.	Perbandingan Hasil Perhitungan Dengan Hari Lain.....	87

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1.	Kesimpulan	89
5.2.	Saran	90

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

Gambar 4-8	Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Bahan Bakar Setelah Optimasi.....	59
Gambar 4-9	Tampilan Selisih Perhitungan Sebelum dan Setelah Optimasi.....	59
Gambar 4-10	Tampilan Grafik Perbandingan Tegangan dan Bus.....	60
Gambar 4-11	Perbandingan Tegangan Dengan Bus Hari Minggu, 26 Maret 2006.....	88
Gambar 4-12	Perbandingan Tegangan Dengan Bus Hari Rabu, 22 Maret 2006.....	88

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2-1	Rangkaian Setara Saluran Transmisi	7
Gambar 2-2	Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek	8
Gambar 2-3	Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah	9
Gambar 2-4	Diagram Skema Saluran Transmisi Panjang.....	11
Gambar 2-5	Unit Boiler – Turbin - Generator	19
Gambar 2-6	Kurva Karakteristik <i>Input – Output</i> Pembangkit Thermal	20
Gambar 2-7	Kurva Karakteristik <i>Heat Rate</i> Unit Pembangkit	20
Gambar 2-8	Kurva Karakteristik Incremental <i>Heat Rate/Fuel Cost</i>	21
Gambar 2-9	N Unit Pembangkit Thermal Melayani Beban P_R	24
Gambar 2-10	N Unit Pembangkit Thermal Melayani Beban P_R Melalui Saluran Transmisi	27
Gambar 4-1	Load Flow Sistem 150KV Region Jawa Timur – Bali Per Maret 2006	55
Gambar 4-2	Tampilan Utama Program.....	56
Gambar 4-3	Tampilan Data Pembebanan	56
Gambar 4-4	Tampilan Data Saluran	57
Gambar 4-5	Tampilan Hasil Perhitungan <i>Newton Raphson</i> Sebelum Optimasi.....	57
Gambar 4-6	Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Bahan Bakar Sebelum Optimasi.....	58
Gambar 4-7	Tampilan Hasil Perhitungan <i>Newton Raphson</i> Setelah Optimasi.....	58

DAFTAR TABEL

Tabel 4-1	Data Generator dan Konstanta Biaya IEEE 30 Bus.....	41
Tabel 4-2	Data Bus IEEE 30 Bus.....	42
Tabel 4-3	Data Saluran IEEE 30 Bus.....	42
Tabel 4-4	Perbandingan Nilai Tegangan dan Keluaran Daya Aktif Antara Hasil Program Dengan Hasil Referensi	44
Tabel 4-5	Parameter Unit Pembangkit Thermal.....	45
Tabel 4-6	Penomoran Bus	46
Tabel 4-7	Data Pembangkitan dan Pembebanan Transmisi 150KV Region IV Jawa Timur – Bali Hari Sabtu, 25 Maret 2006 Pukul 10,00 WIB.....	49
Tabel 4-8	Data Saluran Transmisi 150KV Region Jawa Timur - Bali	52
Tabel 4-9	Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan Sebelum Optimasi.....	61
Tabel 4-10	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Optimasi	63
Tabel 4-11	Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan dan Biaya Operasi Sebelum Optimasi.....	66
Tabel 4-12	Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan Setelah Optimasi	67
Tabel 4-13	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi	69
Tabel 4-14	Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan dan Biaya Operasi Setelah Optimasi	72
Tabel 4-15	Perbandingan Tingkat Optimum Biaya Pembangkitan.....	73

Tabel 4-16	Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus	74
Tabel 4-17	Perbandingan Pembangkitan Daya Aktif Sebelum dan Setelah Optimasi.....	79
Tabel 4-18	Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Daya Reaktif Sebelum dan Setelah Optimasi pada Tiap Bus	80
Tabel 4-19	Perbandingan Rugi Daya Antar Saluran Sebelum dan Setelah Optimasi Pada Tiap Bus	83
Tabel 4-20	Jadwal Operasi Pembangkit Thermal Di Area Region Jawa Timur - Bali.....	87
Tabel 4-21	Perbandingan data Sebelum Optimasi Dengan Hari Yang Lain.....	87
Tabel 4-22	Perbandingan Data Setelah Optimasi Dengan Hari Yang Lain.....	88

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sistem tenaga listrik secara garis besar dapat dibagi menjadi 3 bagian yaitu : sisi pembangkit tenaga listrik, jaringan transmisi dan beban. Adanya persoalan dalam menghadapi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu, sehingga menimbulkan permasalahan yaitu bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi permintaan daya pada setiap saat, dengan kualitas baik dan harga yang murah. Oleh karena itu pada suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal lain sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi, tegangan bus sesuai dengan ratingnya serta tidak adanya pembebanan lebih pada unit-unit pembangkit yang beroperasi.

Alokasi daya yang tepat dalam sistem bisa menghasilkan kondisi optimum, yaitu kondisi dengan rugi-rugi transmisi yang minimum dengan biaya investasi yang murah, sehingga mampu memperbaiki profil tegangan sistem. Permasalahan besarnya rugi-rugi di saluran telah menjadi perhatian utama khususnya pada saluran transmisi 150 KV.

Masalah-masalah diatas dapat diatasi dan dipecahkan salah satunya dengan menggunakan metode *Successive Linear Programming*. Dengan *Successive Linear Programming* ini akan mengoptimalkan pembebanan

ekonomis untuk mengurangi rugi daya dengan meminimalkan biaya pengoperasian pada jaringan transmisi 150 KV region Jawa Timur - Bali, sehingga didapat kualitas suatu sistem tenaga listrik yang baik.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah dijelaskan sebelumnya maka muncul permasalahan yaitu bagaimana mengoptimalkan pembebanan ekonomis dan mengurangi rugi-rugi daya yang terjadi pada saluran transmisi 150 kV region Jawa Timur - Bali. Salah satu metode yang dapat digunakan adalah metode *Successive Linear Programming*.

Dari permasalahan diatas maka makalah ini berjudul :

“Economic Load Dispatch Menggunakan Metode *Successive Linear Programming* pada Saluran Transmisi 150 kV Region Jawa Timur - Bali”

1.3 Tujuan

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

1. Menganalisa profil tegangan yang terjadi pada saluran Transmisi 150 kV Region Jawa Timur - Bali dengan menggunakan metode *Successive Linear Programming*.
 2. Mengoptimalkan biaya pembangkitan dari unit pembangkit yang beroperasi pada saluran transmisi 150 kV Region Jawa Timur – Bali.
-

3. Menganalisa rugi – rugi daya aktif pada saluran transmisi 150 KV Region Jawa Timur – Bali dengan adanya pengoptimalisasian biaya bahan bakar Pembangkit thermal.

1.4 Batasan Masalah

Agar permasalahan mengarah sesuai dengan tujuan, maka pembahasan skripsi ini dibatasi sebagai berikut:

1. Analisis aliran daya secara ekonomis pada saluran transmisi 150 KV Region Jawa Timur - Bali menggunakan aliran daya *Newton Raphson*.
2. Analisa dilakukan dengan asumsi bahwa sistem berada dalam operasi normal.
3. Analisa perhitungan pada pembangkit termal saja.
4. Tidak membahas masalah peralatan kompensasi dan penempatannya

1.5 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam pembahasan skripsi ini dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Studi literatur

Yaitu kajian pustaka yang mempelajari teori-teori yang terkait melalui literatur yang telah ada, yang berhubungan dengan permasalahan.

2. Pengumpulan data lapangan yang dipakai dalam obyek penelitian yakni data impedansi saluran transmisi dan data pembebanan 150 KV region Jawa Timur - Bali serta data pembangkit termal.
-

BAB IV : ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN *SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING*

Menguraikan data pada saluran transmisi 150 kV region Jawa Timur – Bali, yang meliputi data pembangkitan, pembebanan, saluran transmisi, menguraikan alur program, hasil validasi, serta hasil perhitungan menggunakan metode SLP.

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 Kontribusi Penelitian

Adapun kontribusi dari skripsi ini adalah diharapkan penggunaan dari metode *Successive Linear Programming* dalam menganalisa pembebanan secara ekonomis sehingga dapat menekan rugi-rugi daya aktif dengan biaya operasional yang murah dalam sistem sehingga dapat diterapkan oleh pemerintah khususnya PT. PLN (Persero), yang nantinya akan berguna bagi PLN sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

BAB II

SISTEM TENAGA LISTRIK, OPERASI EKONOMIS DAN KARAKTERISTIK UNIT PEMBANGKIT

2.1. Sistem Tenaga Listrik^[3]

Sistem tenaga listrik ada tiga bagian utama yaitu : pusat pembangkit tenaga listrik, saluran transmisi serta sistem distribusi yang berhubungan langsung dengan konsumen. Saluran transmisi merupakan penghubung antara pusat pembangkit dengan sistem distribusi.

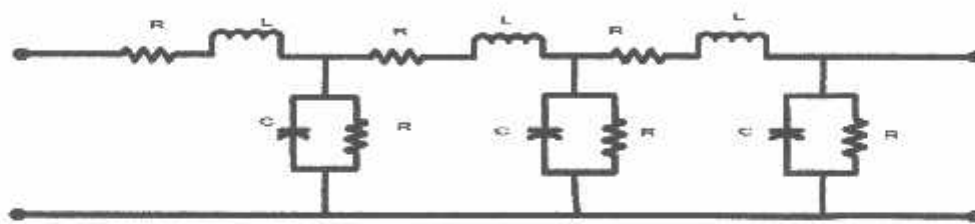
Saluran transmisi mempunyai empat parameter yang mempengaruhi kemampuannya dalam menyalurkan daya listrik. Keempat parameter tersebut yaitu : resistansi (R), induktansi (L), kapasitansi (C), serta konduktansi (G).

Resistansi umumnya tergantung pada jenis penghantar sedangkan konduktansi menyatakan besarnya arus bocor antar penghantar, antar penghantar dengan tanah, tetapi harganya relatif kecil maka dapat diabaikan. Induktansi adalah parameter rangkaian yang menghubungkan tegangan yang dipengaruhi oleh perubahan fluksi akibat perubahan arus, sedangkan kapasitansi suatu saluran transmisi timbul akibat adanya beda potensial antara penghantar dengan tanah, dalam hal ini kapasitansi menyebabkan penghantar bermuatan seperti yang terjadi pada pelat kapasitor.

Impedansi seri terbentuk dari resistansi dan induktansi yang terbagi merata sepanjang saluran. Sedangkan konduktansi dan kapasitansi terdapat diantara penghantar-penghantar dari saluran fasa tunggal atau diantara penghantar dengan netral dari suatu saluran berfasa tiga membentuk admitansi paralel.

2.2. Saluran Transmisi

Tenaga listrik yang dibangkitkan harus disalurkan melalui saluran transmisi. Saluran-saluran transmisi ini membawa tenaga listrik dari pusat-pusat tenaga listrik ke sistem distribusi. Suatu saluran transmisi tenaga listrik mempunyai empat parameter yang mempengaruhi kemampuan untuk berfungsi sebagai bagian dari sistem tenaga, yaitu resistansi, induktansi, kapasitansi, dan konduktansi. Keempat parameter saluran transmisi tersebut merata disepanjang saluran transmisi. Parameter-parameter tersebut sangat berpengaruh terhadap tegangan bus dan aliran daya yang mengalir pada saluran tersebut.



Gambar 2.1
Rangkaian Setara Saluran Transmisi^[3]

Menurut panjangnya, saluran transmisi dapat dikasifikasikan menjadi 3 golongan, yaitu :

1. Saluran transmisi pendek, adalah saluran yang panjangnya < 80 km.
2. Saluran transmisi menengah, adalah saluran transmisi yang panjangnya 80 - 240 km,
3. Saluran transmisi panjang, adalah saluran yang panjangnya > 240 km.

2.2.1. Saluran Transmisi Pendek

Rangkaian ekivalen untuk saluran transmisi pendek diperlihatkan pada gambar 2, dimana I_S dan I_R merupakan arus pada ujung pengirim dan ujung

penerima, sedangkan V_S dan V_R adalah tegangan saluran terhadap netral pada ujung pengirim dan ujung penerima.



Gambar 2.2.
Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek^[3]

Karena tidak ada cabang paralel (shunt), arus pada ujung – ujung pengirim (I_{Send}) dan penerima ($I_{Receive}$) akan sama besar :

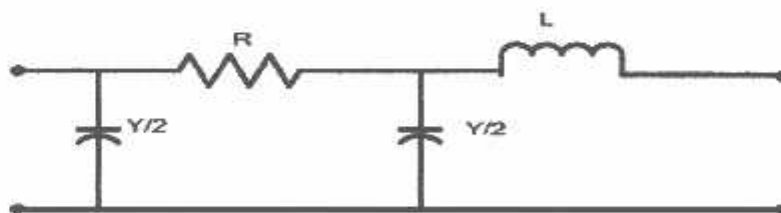
$$I_S = I_R \dots\dots\dots (2.1.)$$

Bila kondisi tegangan pada ujung penerima diketahui, maka tegangan pada ujung sisi kirim adalah :

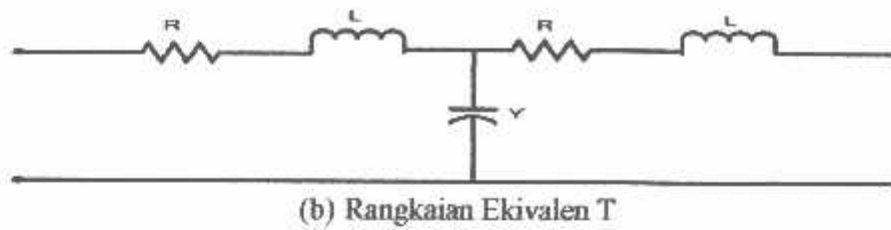
$$V_S = V_R + I_R Z \dots\dots\dots (2.2.)$$

2.2.2. Saluran Transmisi Menengah

Bertambahnya saluran menyebabkan kapasitansi shunt bertambah besar dan tidak dapat diabaikan. Saluran transmisi jarak menengah pada umumnya digambarkan dengan rangkaian π atau rangkaian T. Dari dua versi ini rangkaian π lebih umum dipakai dari pada rangkaian T.



(a) Rangkaian Ekuivalen π



Gambar 2.3.
Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah^[3]

Untuk rangkaian π berlaku :

$$V_s = \left[\frac{ZY}{2} + 1 \right] V_r + Z I_r \quad \dots\dots\dots (2.3.)$$

$$I_s = \left[\frac{ZY}{4} + 1 \right] Y V_r + \left[\frac{ZY}{2} + 1 \right] I_r \quad \dots\dots\dots (2.4.)$$

Untuk rangkaian T berlaku :

$$V_s = \left[\frac{ZY}{2} + 1 \right] V_r + \left[\frac{ZY}{4} + 1 \right] Z I_r \quad \dots\dots\dots (2.5.)$$

$$I_s = Y V_r + \left[\frac{ZY}{2} + 1 \right] I_r \quad \dots\dots\dots (2.6.)$$

Dimana :

V_s, I_s = Tegangan, Arus sisi kirim

V_r, I_r = Tegangan, Arus sisi terima

Z = Impedansi seri total saluran transmisi

Y = Admitansi shunt total saluran

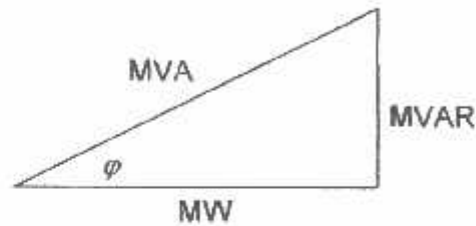
2.2.4. Saluran Transmisi Panjang

Pada saluran panjang parameter-parameter saluran tidak terpusat menjadi satu, melainkan tersebar merata diseluruh panjang saluran.

3. Daya Semu (*Apparent power*)

Daya semu merupakan penjumlahan secara vektoris antara daya aktif dan daya reaktif (MVA). Selain diatas dikenal juga istilah faktor daya / *power factor* adalah perbandingan antara daya aktif dan daya semu, sehingga dapat dirumuskan pada persamaan berikut :

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{MW}{MVA} \dots\dots\dots(2.13.)$$



Dimana :

$\cos \varphi$ = Faktor daya

MW = Daya aktif

MVA = Daya semu

MVAR = Daya reaktif

2.4. Sistem Per-Unit^[3]

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

$$\text{Besaran Per-Unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar}} \dots\dots\dots(2.14.)$$

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

2.5. Sistem Operasi Pada Sistem Tenaga Listrik

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

Ada beberapa kerja yang harus dilaksanakan untuk menjamin keandalan sistem operasi antara lain, pengaturan frekuensi dan tegangan sistem untuk berada pada harga normalnya karena adanya perubahan beban pada sistem. Dan seperti yang diketahui dan berulang kali disebutkan bahwa tenaga listrik tidak dapat disimpan sehingga dalam operasinya harus selalu dicapai keseimbangan antara penyediaan dengan pemenuhan kebutuhan daya serta perlu juga diingat bahwa sistem selalu berubah setiap saat. Maka sudah tentu jauh-jauh sebelumnya sudah harus diketahui atau diramalkan keadaan tersebut dengan tepat yaitu keadaan beban pada hari itu dari waktu ke waktu sampai selama 24 jam. Keadaan beban ini digambarkan sebagai kebutuhan daya sebagai fungsi dari waktu yang biasa disebut dengan lengkung beban harian. Lengkung beban harian ini adalah merupakan sesuatu yang sangat penting disamping karakteristik-karakteristik lainnya sehingga dalam operasi hariannya harus berdasarkan lengkung beban harian yang telah dibuat karena dengan lengkung beban harian ini dapat ditentukan perencanaan operasi pembangkit-pembangkit yang ada, baik itu unit pembangkit thermal maupun hidro. Tentu saja kebutuhan beban dalam suatu harinya tidak merata akan tetapi dari jam ke jam berbeda sesuai dengan kebutuhan

konsumen. Berdasarkan lengkung beban yang telah ada maka dapat ditentukan berapa unit pembangkit yang harus bekerja dan siap bekerja pada hari itu.

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

Akan tetapi dengan semakin berkembangnya sistem itu sendiri maka diperlukan suatu perencanaan pembangkitan yang optimum dengan biaya operasi yang ekonomis dan harus memperhitungkan rugi-rugi yang terjadi pada saluran transmisi. Mengingat bahwa beban sistem adalah selalu berubah-ubah dari waktu ke waktu maka perlu untuk membuat secara grafis perubahan beban terhadap waktu.

Oleh karena biaya operasi untuk memproduksi daya listrik, suatu pembangkit hidro (PLTA) sangat kecil jika dibandingkan dengan pembangkit thermal (PLTU, PLTG, PLTGU, PLTD) maka pembahasan selanjutnya untuk mendapatkan biaya operasi yang ekonomis sebagian besar ditekankan pada unit pembangkit thermal saja karena disini akan membutuhkan biaya operasi yang cukup tinggi sehingga usaha penghematan biaya bahan bakar akan sangat berarti.

Dengan kata lain dengan mengkoordinasikan operasi pembangkit-pembangkit yang tersedia dengan tepat dan sesuai dengan beban maka akan didapat suatu keadaan operasi yang ekonomis.

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

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

Ketiga karakteristik tersebut merupakan pedoman menganalisa penjadwalan selanjutnya. Kemudian yang juga perlu diperhitungkan adalah variabel-variabel yang terdapat pada saluran transmisi, karena variabel-variabel ini juga sangat menentukan ekonomis tidaknya penjadwalan pembangkit yang kita tentukan.

Maka untuk mencapai suatu operasi yang ekonomis pada suatu sistem tenaga listrik adalah dengan melakukan penjadwalan pada sistem pembangkit yang ada pada suatu sistem tenaga listrik yang ditinjau tersebut dengan memanfaatkan karakteristik dari setiap masing-masing unit pembangkit yang ada pada dasarnya bertujuan untuk menekan biaya produksi listrik agar harga dari

listrik yang dihasilkan dapat ditekan serendah mungkin sehingga dapat memuaskan pemakai listrik.

2.6. Karakteristik Unit Pembangkit^[4]

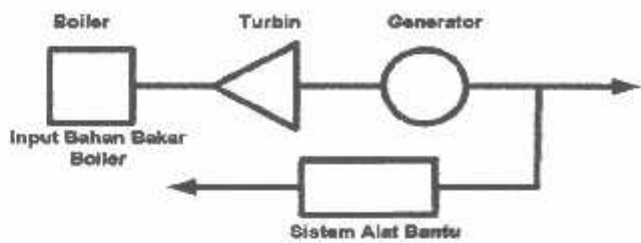
2.6.1. Karakteristik *Input-Output*

Hal yang paling mendasar dalam operasi pembangkitan yang ekonomis adalah dengan membuat karakteristik *input-output* dari unit pembangkit thermal. Karena ini diperoleh dari desain perencanaan atau melalui test pembangkit. Adapun definisi dari karakteristik *input-output* dari pembangkit itu sendiri adalah formula yang menyatakan hubungan antara *input* pembangkit sebagai fungsi dari *output* pembangkit. Sedangkan ciri dari unit boiler-turbin-generator dapat digambarkan dalam gambar 2.5., dimana unit ini memuat sebuah boiler yang menghasilkan uap untuk menjalankan turbin yang dikopel dengan rotor dari generator.

Pada pembangkit thermal input diberikan dalam satuan panas Btu/jam atau Kalori/jam dari bahan bakar yang diberikan boiler untuk menghasilkan *output* pembangkit. Sedangkan notasi yang digunakan adalah H (MBtu/h) atau dalam satuan yang lain H (MKal/h). Adapun dalam skripsi ini, perhitungan dilakukan adalah dalam satuan MKal/jam. Selain itu *input* dari pembangkit dapat pula dinyatakan dalam nilai uang yang menyatakan besarnya biaya yang diperlukan untuk bahan bakar. Notasi yang digunakan adalah F (Rp/h). Hubungan antara H dan F dapat dinyatakan dalam rumus sebagai berikut ini :

$$F = H \times \frac{\text{Rupiah}}{\text{MBtu}} \dots\dots\dots (2.24.)$$

Dimana $\frac{Rupiah}{MBtu}$ adalah nilai uang yang diperlukan per satuan panas dari bahan bakar.



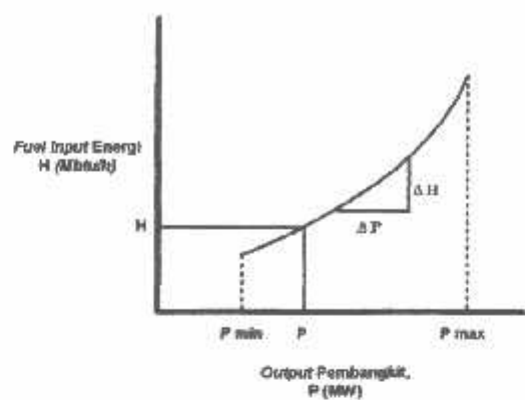
Gambar 2.5.
Unit Boiler-Turbin-Generator^[4]

Seperti digambarkan dalam gambar 2.5., maka *output* dari pembangkit tidak hanya dihubungkan dengan sistem saja akan tetapi juga untuk sistem peralatan bantu pembangkit didefinisikan sebagai daya yang dikeluarkan oleh generator karakteristik *input-output* , daya *output* adalah berupa daya netral dari pembangkit, notasi yang digunakan adalah P (MW).

Persamaan karakteristik *input-output* pembangkit dapat dilihat pada persamaan (2.22.) dan (2.23.) dibawah ini, sedangkan kurva dari karakteristik *input-output* pembangkit dapat dilihat pada gambar 2.6.

$H = f(P)$, atau (2.25.)

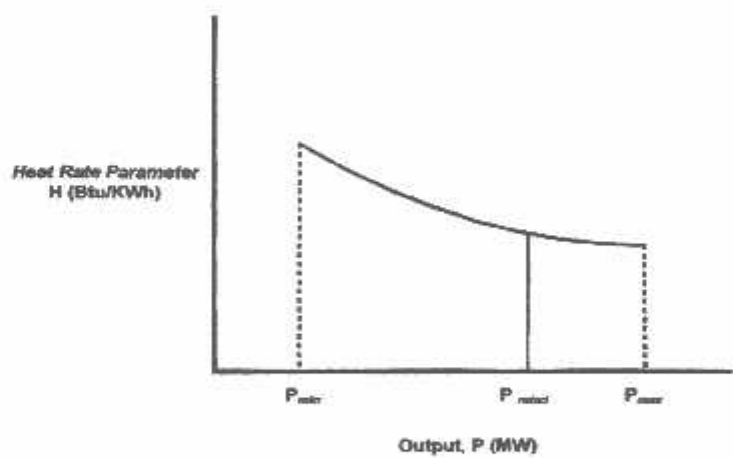
$F = f(P)$ (2.26.)



Gambar 2.6.
Kurva Karakteristik *Input-Output* Pembangkit Thermal^[4]

2.6.2. Karakteristik *Heat-Rate*^[4]

Karakteristik *heat-rate* merupakan karakteristik yang menunjukkan efisiensi dari sebuah mesin. Karakteristik *heat-rate* sebuah unit pembangkit menunjukkan *input* kalor yang diberikan untuk menghasilkan energi sebesar 1 kiloWatt jam pada MegaWatt *output* dari suatu unit. Kurva dari karakteristik *heat-rate* ini dapat dilihat pada gambar 2.7. di bawah ini.



Gambar 2.7.
Kurva Karakteristik *Heat-Rate* Unit Pembangkit^[4]

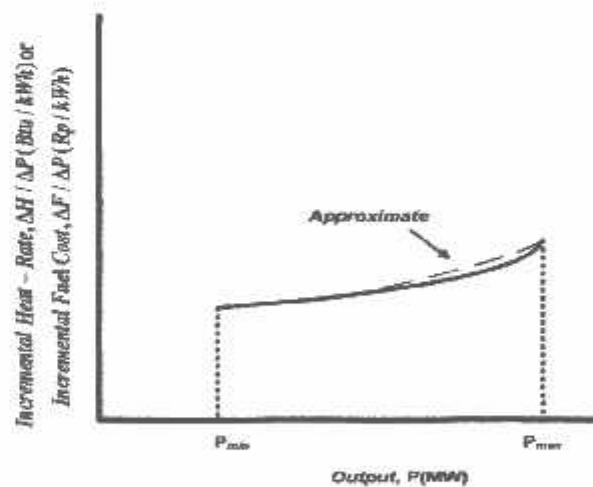
2.6.3 Karakteristik *Incremental Heat-Rate* dan *Incremental Fuel Cost*^[4]

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

Kurva dari karakteristik *Incremental Heat-Rate* atau *Incremental Fuel Cost* dapat dilihat pada gambar 2.8. Sedangkan persamaan *Incremental Heat-Rate* dan persamaan *Incremental Fuel Cost* dapat dilihat pada persamaan (2.24.) hingga persamaan (2.27.).

$$\text{Incremental Heat-Rate} = \frac{\Delta H}{\Delta P} \left(\frac{\text{MBtu}}{\text{kWh}} \right) \dots\dots\dots (2.27.)$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \left(\frac{\text{Rupiah}}{\text{kWh}} \right) \dots\dots\dots (2.28.)$$



Gambar 2.8.
Kurva Karakteristik *Incremental Heat-Rate/Fuel Cost*^[4]

Bila harga Δ sangat kecil maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini :

Incremental Heat-Rate = $\frac{dH}{dP} \left(\frac{MBtu}{kWh} \right)$ (2.29.)

Incremental Fuel Cost = $\frac{dF}{dP} \left(\frac{Rupiah}{kWh} \right)$ (2.30.)

2.7 Economic Dispatch^[4]

Economic dispatch adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam suatu sistem tenaga listrik, secara optimum dan ekonomis pada beban tertentu. Dengan dilakukan *economic dispatch* maka akan didapatkan biaya bahan bakar yang paling murah dalam suatu sistem pembangkit. Oleh karena beban yang harus ditanggung oleh sistem pembangkit selalu berubah setiap periode waktu tertentu, maka perhitungan *economic dispatch* ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu pula.

2.7.1 Fungsi Biaya Bahan Bakar^[4]

Persamaan dari biaya bahan bakar dari setiap unit pembangkit merupakan fungsi dari daya aktif saja. Hal ini bisa dilihat dari persamaan di bawah ini:

$F_T = \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + C_i)$ (2.31.)

Dimana:

- F_T = Biaya pembangkitan pada unit pembangkit- i
- P_{Gi} = Besar daya aktif yang terbangkit pada unit pembangkit i
- a, b, c = Koefisien persamaan kuadratik biaya operasional.

Untuk persamaan *constraint* yang seimbang :

$$\sum_{i=1}^{NG} (P_{Gi}) - P_D - P_L = 0 \dots\dots\dots(2.32.)$$

dan untuk *constraint* yang tidak seimbang :

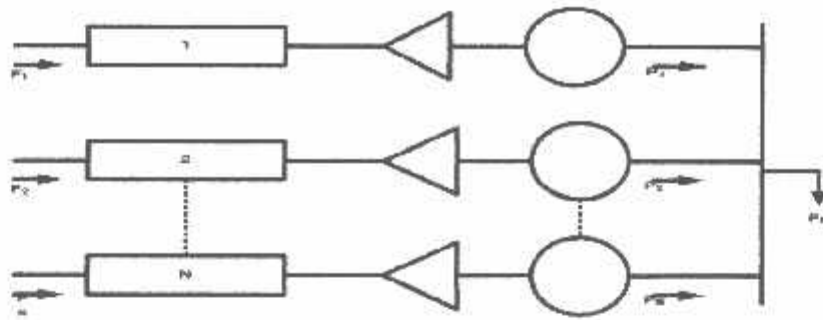
$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad , \quad V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max} \quad \text{dan} \quad I_j \leq I_j^{max} \dots\dots\dots(2.33.)$$

Akan tetapi sebenarnya dalam suatu sistem tenaga listrik, keberadaan daya reaktif yang terbangkit juga harus diperhitungkan, sehingga daya reaktif yang terbangkit ikut serta secara tak langsung mempengaruhi biaya operasi. Dengan demikian daya reaktif tidak hanya digunakan untuk perhitungan total rugi pada transmisi, akan tetapi juga harus digunakan untuk masalah optimasi

2.7.2. Economic Dispatch Dengan Mengabaikan Rugi-rugi Transmisi^[4]

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

Sistem dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.9. Sistem ini terdiri dari N buah pembangkit thermal yang dihubungkan pada *single bus bar* yang melayani beban P_R . *Input* dari masing-masing pembangkit 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 2.9.
N Unit Pembangkit Thermal Melayani Beban P_R ^[4]

Total biaya rata-rata yang harus ditanggung oleh sistem adalah jumlah biaya dari masing-masing unit pembangkit. Dan pembatas yang paling penting adalah jumlah *output* dari masing-masing unit pembangkit sama dengan beban di konsumen. Yang menjadi permasalahan adalah meminimumkan total biaya F_T dengan memperhatikan pembatas ϕ bahwa daya yang dihasilkan oleh pembangkit sama dengan beban yang diterima. Secara matematika pernyataan yang tersebut di atas dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut :

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \dots\dots\dots (2.34.)$$

$$= \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$$

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots (2.35.)$$

Persamaan di atas adalah pembatas yang merupakan problem dari optimasi dan ini dapat dipecahkan dengan menggunakan kalkulus tingkat lanjut yang melibatkan fungsi La Grange. Dimana fungsi ini didapat dengan cara menambahkan pembatas ϕ yang telah dikalikan dengan faktor pengali La Grange

λ pada fungsi tujuan F_T . Fungsi La Grange dapat ditunjukkan dengan persamaan di bawah ini :

$$L = F_T + \lambda \cdot \phi \dots\dots\dots (2.36.)$$

Persamaan La Grange di atas merupakan fungsi *output* pembangkit P_i dan faktor pengali La Grange λ . Keadaan dari optimal dari fungsi tujuan F_T dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan La Grange sama dengan nol.

$$\nabla L = 0 \dots\dots\dots (2.37.)$$

$$\nabla F_T + \lambda \cdot \phi = 0 \dots\dots\dots (2.38.)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \cdot \left(\frac{\partial P_R}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0 \dots\dots\dots (2.39.)$$

$$\text{atau } \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \cdot (0 - 1) = 0 \dots\dots\dots (2.40.)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \dots\dots\dots (2.41.)$$

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

Dari N buah pembangkit yang ada dalam sistem tenaga yang telah dibahas dan beban sistem sebesar P_R , maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \text{ ada N buah persamaan} \dots\dots\dots (2.42.)$$

$$P_{i \text{ min}} \leq P_i \leq P_{i \text{ maks}} \text{ ada 2 N buah pertidaksamaan} \dots\dots\dots (2.43.)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R \dots\dots\dots (2.44.)$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatas di atas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{untuk} \quad P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \dots\dots\dots (2.45.)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \quad \text{untuk} \quad P_i = P_{i \max} \dots\dots\dots 2.46.)$$

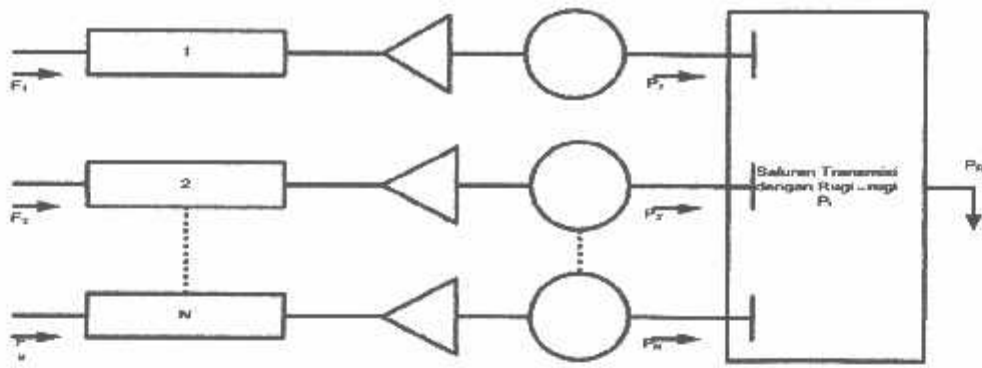
$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \geq \lambda \quad \text{untuk} \quad P_i = P_{i \min} \dots\dots\dots (2.47.)$$

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

2.7.3. *Economic Dispatch Dengan Memperhitungkan Rugi-Rugi Transmisi*^[4]

Sistem dengan memperhitungkan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.10. 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.

Total biaya rata rata yang harus ditanggung oleh sistem adalah jumlah dari biaya dari masing-masing unit pembangkit. Dan pembatas yang paling penting adalah bahwa jumlah output dari masing-masing unit pembangkit sama dengan beban di konsumen dan rugi-rugi transmisi.



Gambar 2.10.
N buah Pembangkit Thermal Melayani Beban P_R Melalui Saluran Transmisi^[4]

$$P_R + P_L - \sum_{i=1}^N P_i = \phi = 0 \quad (2.48.)$$

$$L = F_T + \lambda \phi \quad (2.49.)$$

$$\phi = \sum_{i=1}^N P_i - P_R - P_L = 0 \quad (2.50.)$$

Persamaan La Grange nya adalah :

$$L = \sum_{i=1}^N F_i - \lambda \left(\sum_{i=1}^N P_i - P_R - P_L \right) \quad (2.51.)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0 \quad (2.52.)$$

BAB III

ALIRAN DAYA *NEWTON – RAPHSON* DAN *SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING*

3.1 Analisa Aliran Daya

Pelayanan beban terhadap konsumen dan pengoperasian tenaga listrik perlu dilakukan analisa aliran daya, sehingga sistem yang dioperasikan dapat memenuhi persyaratan teknis maupun ekonomis. Analisa aliran daya melakukan 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 δ bus beban.
2. Mencari daya reaktif Q dan sudut fasa tegangan δ 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.

3.1.1 Klasifikasi Bus

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

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

1. Bus Beban (Load Bus)

Pada bus ini hanya terdapat kebutuhan daya untuk beban dimana P daya aktif dan Q daya reaktif diketahui, sementara $|v|$ dan δ berubah-ubah menurut kebutuhan. Oleh karena itu, $|v|$ dan δ harus ditentukan (dicari).

2. Bus Generator

Pada bus ini hanya terdapat daya pembangkitan dimana $|v|$ diatur menggunakan regulator tegangan dan P diatur dengan governor. Sehingga untuk bus ini P dan $|v|$ diketahui. Sementara Q (daya reaktif) dan δ (sudut fasa) dicari.

3. Bus Referensi (Slack Bus)

Pada bus ini $|v|$ dan δ sudah ditentukan besarnya sementara P dan Q dihitung. Biasanya nilai $|v|$ adalah 1 pu, sedangkan sudut fasa tegangan δ berharga nol, karena itu fasor tegangan dari bus dipakai sebagai referensi.

Daya total yang mengalir pada setiap bus dituliskan sebagai berikut :

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k^* I_k$$

Atau

$$P_k - jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \dots\dots\dots (3.1)$$

Dari persamaan $V_k = v_k + j\delta_k$ dan $Y_{k11} = G_{k11} - jB_{k11}$, maka persamaan 3.1. menjadi :

$$P_k - jQ_k - (v_k + j\delta_k) \sum_{n=1}^N (G_{k11} - jB_{k11})(V_n + j\delta_n) \dots\dots\dots (3.2)$$

dan sudut tegangan untuk iterasi pertama atau tegangan yang ditentukan paling akhir untuk iterasi berikutnya.

2. Hitung ΔP 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 (3.3) dan (3.4).
4. Balikkan jacobian itu dan hitung koreksi tegangan $\Delta \delta_k$ dan $\Delta |V_k|$ pada nilai sebelumnya.
5. Hitung nilai baru dari δ_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 ΔP dan ΔQ atau semua nilai $\Delta \delta$ dan $\Delta |V|$ lebi kecil dari suatu indeks ketepatan yang telah dipilih.

3.2. Successive Linear Programming^[1]

3.2.1. Teori Dasar

Successive Linear Programming adalah suatu teknik pemrograman sekuensial atau berurutan dengan menggunakan ekspansi Taylor pada titik operasi sekarang dan kemudian bergerak kepada titik optimal sampai solusi ditemukan. Sasarannya untuk meminimkan fungsi non linear yang merupakan total biaya bahan bakar pembangkit, sambil memperhitungkan batas aman pengoperasian (*security constraint*) yang berupa generasi daya, tegangan, dan aliran saluran.

Formulasi *Successive Linear Programming*:

$$\text{Minimize} \quad f(x) \dots\dots\dots (3)$$

$$\text{Subject to:} \quad g(x) = 0 \dots\dots\dots (4)$$

$$h(x) \leq 0 \dots\dots\dots (5)$$

3.2.2. Fungsi Sasaran

Fungsi sasaran ditujukan pada fungsi bahan bakar yaitu persamaan biaya bahan bakar dari setiap unit pembangkit merupakan fungsi dari daya aktif saja, sehingga dengan demikian biaya operasi tiap pembangkit hanya tergantung dari daya aktif saja. Hal ini bisa dilihat dari persamaan di bawah ini:

$$f(x) = \sum_{i=1}^{ng} a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i \quad [\$/\text{h}] \dots\dots\dots (6)$$

Dimana:

$f(x)$ = Biaya pembangkitan pada unit pembangkit i

P_{gi} = Besar daya aktif yang terbangkit pada unit pembangkit i

a_i, b_i, c_i = Koefisien biaya unit pembangkit i^{th}

ng = Jumlah unit pembangkit thermal

Fungsi biaya linear seputar operasi sekarang didasarkan pada:

$$\Delta f(x, u) = [J_r^{(k)}] [\Delta P_g] \dots\dots\dots (7)$$

Dimana:

- $[J_r^{(k)}]$ adalah vektor linear *Jacobian* dari $f(x)$
- $[\Delta P_g]$ adalah vektor kolom naik dari generasi daya aktif

Dari persamaan fungsi biaya linear diatas dapat dicari nilai elemen *Jacobian* dengan:

$$J_{fi}^{(k)} = \frac{\partial f}{\partial P_{gi}} = b_i + 2 \cdot c_i \cdot P_{gi}^{(k)}, \quad i = 1, \dots, ng$$

3.2.3. Persamaan *Constraint* yang Seimbang

Constraint yang seimbang $g(x)$ ditampilkan oleh *constraint* keseimbangan daya, total generasi daya harus mencakup total permintaan daya dan kerugian daya pada penyaluran.

Persamaan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q):

$$P_i = P_{gi} - P_{di}, Q_i = Q_{gi} - Q_{di} \dots \dots \dots (8)$$

3.2.4. Persamaan *Constraint* yang Tidak Seimbang

Constraint yang tidak seimbang $h(x)$ mencerminkan batas peralatan fisik dalam system daya yang diciptakan untuk memastikan keamanan system.

Batas atas dan bawah pada generasi Daya aktif dan Daya reaktif

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max}, Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \text{ dan } I_i \leq I_i^{\max} \dots \dots \dots (9)$$

Batas atas dan bawah pada Rasio Tap (t) dan Pergeseran Fase (α) dari transformator

$$t_{ij}^{\min} \leq t_{ij} \leq t_{ij}^{\max}, \alpha_{ij}^{\min} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ij}^{\max} \dots \dots \dots (10)$$

Batas atas dan bawah pada Aliran Daya Aktif (P_{ij}) dari Saluran $i-j$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{\max} \dots \dots \dots (11)$$

Batas atas dan bawah pada magnitude tegangan bus

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \dots \dots \dots (12)$$

Berdasarkan batas-batas diatas maka persamaan *constraint* tidak seimbang dapat ditulis dengan:

$$\begin{aligned} [J_{h\theta}] \cdot [B']^{-1} \cdot [\Delta P_g] + [J_{h\theta}] \cdot ([B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}])) + [P_B^{(k)}] - [P_{B\max}] \leq 0 \\ - [J_{h\theta}] \cdot [B']^{-1} \cdot [\Delta P_g] - [J_{h\theta}] \cdot ([B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}])) - [P_B^{(k)}] - [P_{B\max}] \leq 0 \end{aligned} \dots \dots (13)$$

Dimana:

- $[P_B]$ adalah vektor daya aktif saluran.
- $[P_B^{(k)}]$ adalah vektor daya aktif saluran pada titik operasi k.
- $[J_{h\theta}]$ dan $[J_{hv}]$ Jacobean sub matriks.

3.2.5. Penyelesaian *Economic Load Dispatch*

Aturan mendasar untuk menyelesaikan masalah *economic load dispatch* menggunakan metode *successive linear programming* dengan *constraints* ditulis dalam bentuk sebagai berikut :

Minimize

$$\Delta f(x, u) = [J_r^{(k)}] [\Delta P_g] \dots \dots \dots (14)$$

Subject to :

$$\begin{aligned} [J_{h\theta}] \cdot [B^*]^{-1} \cdot [\Delta P_g] + [J_{hd}] \cdot ([B^*]^{-1} \cdot [P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) + [P_B^{(k)}] - [P_{Bmax}] &\leq 0 \\ -[J_{h\theta}] \cdot [B^*]^{-1} \cdot [\Delta P_g] - [J_{hd}] \cdot ([B^*]^{-1} \cdot [P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) - [P_B^{(k)}] - [P_{Bmax}] &\leq 0 \\ \max (P_{gi\min} - P_{gi}^{(k)}, -\sigma) \leq \Delta P_{gi} \leq \min (P_{gi\max} - P_{gi}^{(k)}, \sigma), i = 1, \dots, ng \end{aligned}$$

Dimana :

- x dan u adalah vektor keadaan dan vektor kontrol.
- $x_{\min}$ dan $x_{\max}$ adalah batas bawah dan batas atas dari vektor keadaan.
- $u_{\min}$ dan $u_{\max}$ adalah batas bawah dan batas atas dari vektor kontrol.

3.3. Algoritma Program

3.3.1. Algoritma Program Dasar Permasalahan

Algoritma dasar permasalahan *economic load dispatch* adalah sebagai berikut :

1. Memasukkan data pembangkitan, saluran dan pembebanan.
2. Hitung *loadflow* menggunakan metode Newton Raphson.
3. Proses perhitungan *economic load dispatch* dengan metode *Successive Linear Programming*.
4. Hitung total rugi daya.

3.3.2. Algoritma Program 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 $[V(0), \delta(0)]$
 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 ϵ
 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.
-

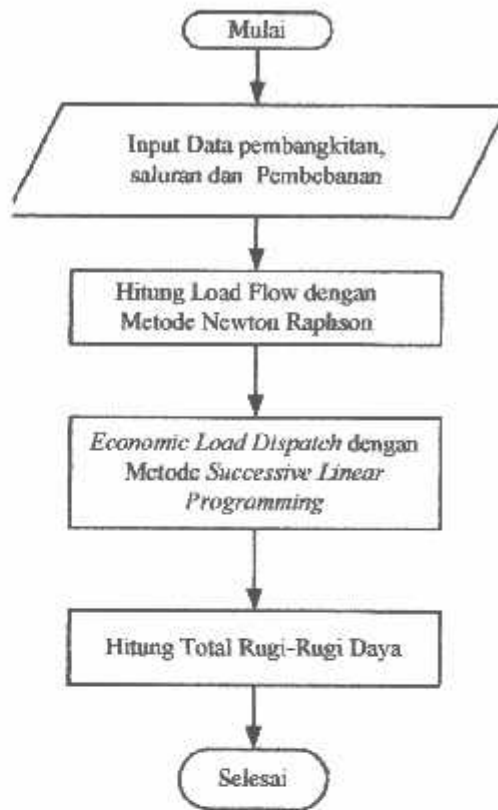
3.3.3. Algoritma Program *Economic Load Dispatch* Menggunakan Metode *Successive Linear Programming*.

1. Inisialisai parameter pembangkitan.
 2. Formulasikan masalah Linear Programming dengan:

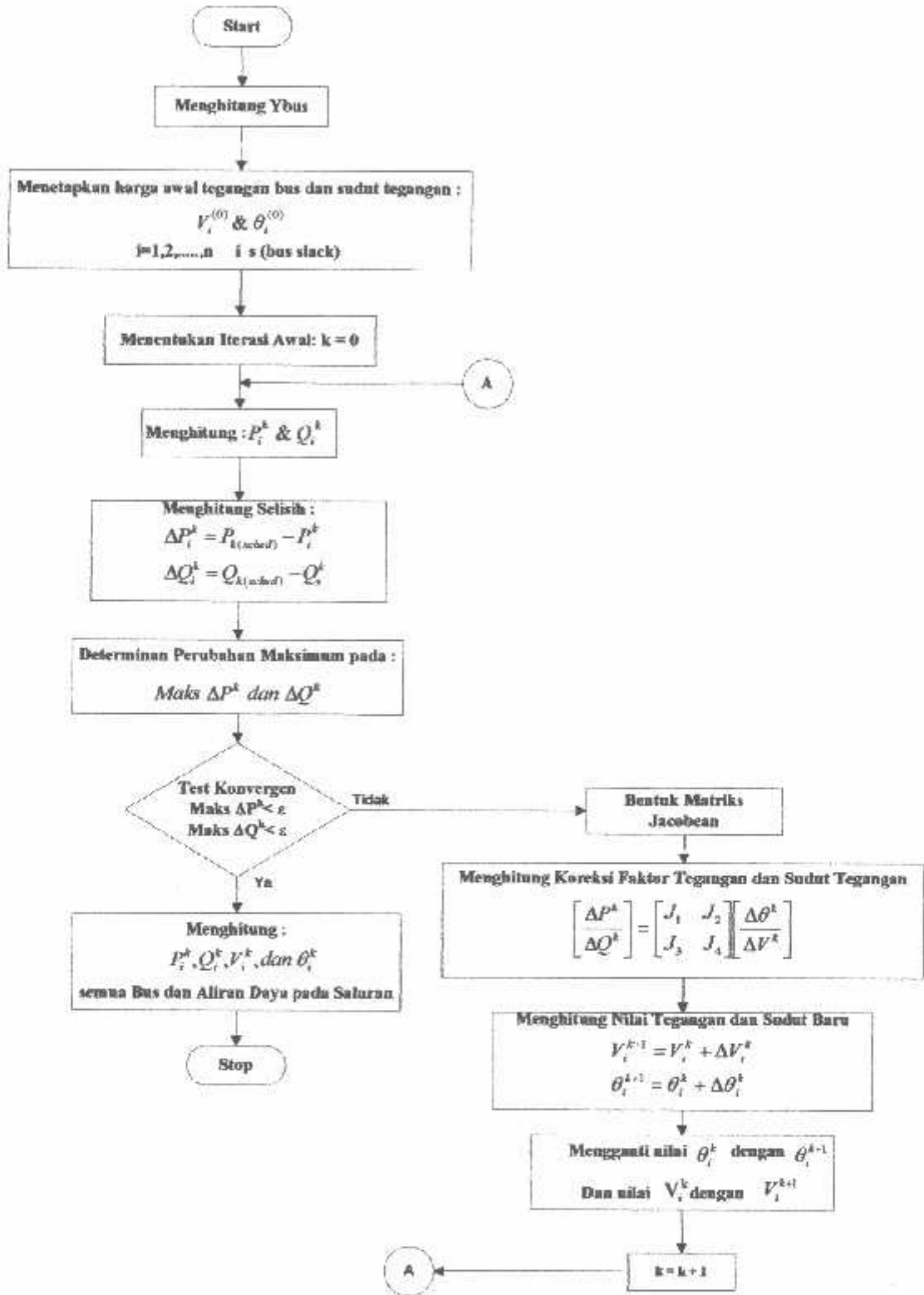
$$\Delta f(x, u) = \left[J_f^{(k)} \right] \cdot \left[\Delta P_g \right]$$
 3. Optimalkan kenaikan variabel kontrol.
 4. Apakah $\Delta P_g \leq Error$
 5. Jika “Ya” maka perhitungan berhenti.
 6. Jika “Tidak” maka dilanjutkan ke perhitungan berikutnya.
 7. Meng-update variabel control : $P_g^{(k+1)} = P_g^{(k)} + \Delta P_g$
 8. Kembali ke langkah ke 2
-

3.4. Diagram Alir Algoritma Program

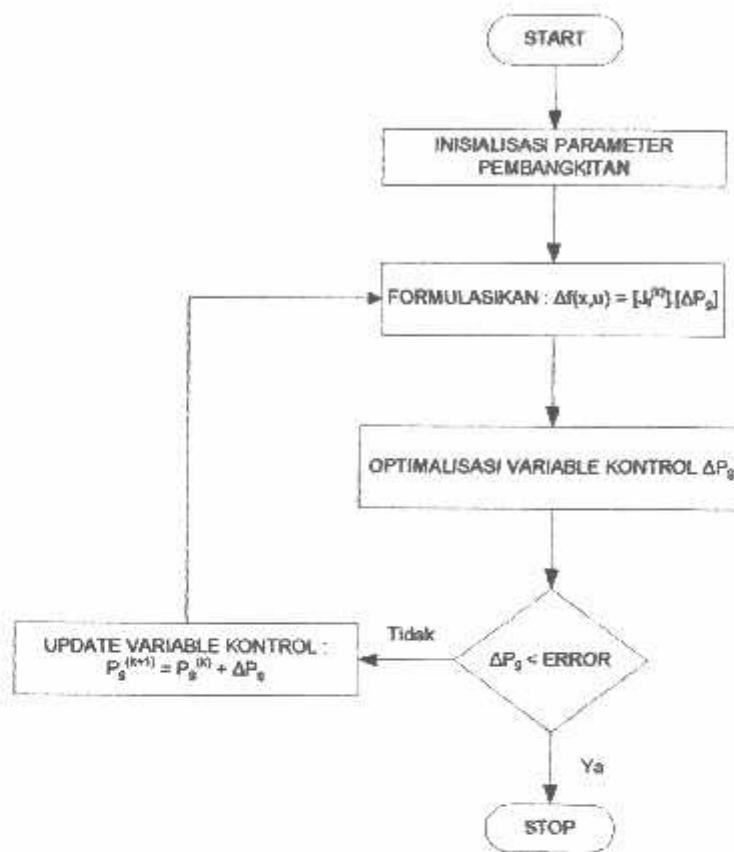
3.4.1. Diagram Alir Program Dasar Permasalahan



3.4.2. Diagram Alir Aliran Daya *Newton-Raphson*



3.4.3. Diagram Alir Program *Economic Load Dispatch* Menggunakan Metode *Successive Linear Programming*.



BAB IV

ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING*

4.1. Program Komputer *Economic Load Dispatch* Menggunakan Metode *Successive Linear 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 Matlab versi 6.5.1 dan diaplikasikan pada komputer *Pentium Dual Core*, dengan *Prosesor 3 GHz*, *Memori 1024 Mb*.

4.2. Validasi Program Menggunakan Data Sistem IEEE 30-Bus

4.2.1. Data Sistem IEEE 30-Bus

Tabel 4.1
Data Generator Dan Konstanta Biaya IEEE 30-Bus

No	No Bus	P^{Min}	P^{Max}	Q^{Min}	Q^{Max}	Konstanta Biaya		
		MW	MW	MVAR	MVAR	A	B	C
1	1	50	200	-20	150,0	0,06250	2,0000	0,0000
2	2	20	80	-20	60,0	0,01750	1,7500	0,0000
3	5	15	50	-15	62,5	0,00375	10,7500	0,0000
4	8	10	35	-15	50,0	0,00834	3,2500	0,0000
5	11	10	30	-10	40,0	0,02500	3,0000	0,0000
6	13	12	40	-15	45,0	0,02500	3,0000	0,0000

Tabel 4.2
Data Pembangkitan dan Pembebanan IEEE 30 Bus

No Bus	Tegangan (pu)	P _{Gen} (MW)	Q _{Gen} (MVAR)	P _{Load} (MW)	Q _{Load} (MVAR)	Tipe Bus
1	1,0500	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1
2	1,0300	57,5600	0,0000	21,7000	12,7000	2
3	1,0000	0,0000	0,0000	2,4000	1,2000	3
4	1,0000	0,0000	0,0000	7,6000	1,6000	3
5	1,0100	24,5600	0,0000	94,2000	19,0000	2
6	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3
7	1,0000	0,0000	0,0000	22,8000	10,9000	3
8	1,0200	35,0000	0,0000	30,0000	30,0000	2
9	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3
10	1,0000	0,0000	0,0000	5,8000	2,0000	3
11	1,0500	17,9300	0,0000	0,0000	0,0000	2
12	1,0000	0,0000	0,0000	11,2000	7,5000	3
13	1,0500	16,9100	0,0000	0,0000	0,0000	2
14	1,0000	0,0000	0,0000	6,2000	1,6000	3
15	1,0000	0,0000	0,0000	8,2000	2,5000	3
16	1,0000	0,0000	0,0000	3,5000	1,8000	3
17	1,0000	0,0000	0,0000	9,0000	5,8000	3
18	1,0000	0,0000	0,0000	3,2000	0,9000	3
19	1,0000	0,0000	0,0000	9,5000	3,4000	3
20	1,0000	0,0000	0,0000	2,2000	0,7000	3
21	1,0000	0,0000	0,0000	17,5000	11,2000	3
22	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3
23	1,0000	0,0000	0,0000	3,2000	1,6000	3
24	1,0000	0,0000	0,0000	8,7000	6,7000	3
25	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3
26	1,0000	0,0000	0,0000	3,5000	2,3000	3
27	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3
28	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3
29	1,0000	0,0000	0,0000	2,4000	0,9000	3
30	1,0000	0,0000	0,0000	10,6000	1,9000	3

4.2.2. Hasil Perhitungan Validasi Sistem IEEE 30-Bus Menggunakan Metode *Successive Linear Programming*.

Untuk perbandingan nilai tegangan dan keluaran daya aktif antara hasil program dengan hasil referensi dapat dilihat pada tabel 4.4 di bawah ini:

Tabel 4.4
Perbandingan Nilai Tegangan dan Keluaran Daya aktif
Antara Hasil Program Dengan Hasil Referensi

No	Bus	Hasil Referensi		Hasil program	
		P_G (MW/h)	Biaya (\$/h)	P_G (MW/h)	Biaya (\$/h)
1	1	66.997	414.53	66.964	414.19
2	2	80.000	252.00	80.000	252.00
3	5	35.979	391.63	35.984	391.69
4	8	35.000	123.97	35.000	123.97
5	11	30.000	112.50	30.000	112.50
6	13	40.000	160.00	40.000	160.00
TOTAL		287.976	1454.63	287.948	1454.35
Total Pembebanan		283.4 MW/h		283.4 MW/h	
Rugi Saluran		4.576 MW/h		4.549 MW/h	

Untuk mencari tingkat kesalahan perhitungan (*error*) dapat dicari dengan rumus:

$$Error = \frac{\text{Data hasil referensi} - \text{Data hasil program}}{\text{Data hasil referensi}} \times 100\%$$

Contoh:

Untuk mencari tingkat kesalahan dalam perhitungan dari rugi saluran adalah:

$$\begin{aligned}
 Error &= \frac{4.576 - 4.549}{4.576} \times 100\% \\
 &= 0.59\%
 \end{aligned}$$

Sedangkan perbandingan biaya total antara hasil program dengan hasil referensi, adalah biaya total hasil referensi sebesar 1454,63 \$/h, sedangkan biaya total hasil program sebesar 1454,35 \$/h. Perbandingan daya aktif yang dibangkitkan sesuai data hasil referensi sebesar 287.976 MW/h, sedangkan daya

aktif yang dibangkitkan sesuai data hasil program sebesar 287.948 MW/h. Untuk Rugi daya antar saluran sesuai data referensi sebesar 4.576 MW/h sedangkan rugi daya sesuai data hasil program sebesar 4.549 MW/h.

Sehingga kesalahan perhitungan untuk keluaran daya aktif sebesar 0,0097 %, rugi-rugi daya antar saluran sebesar 0.59 % dan untuk biaya pembangkitan sebesar 0.019 %.

4.3. Data Pembangkitan Thermal Pada Region IV Jawa Timur - Bali

Pada skripsi ini akan membahas pembangkit thermal yang berada pada Region Jawa Timur – Bali yang terdiri dari : PLTU Perak, PLTU Gresik, PLTU Paiton 1-2, PLTG Gilimanuk, PLTG Pasanggaran, PLTD Pasanggaran, PLTGU Gresik, PLTG Gilitimur, PLTG Pemaron dan PLTGU Grati.

Untuk data dan 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 4.5.
Parameter Unit Pembangkit Thermal

Nama Pembangkit	a	b	c	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)
PLTGU Gresik	1.1738	1097.72	3737.896	140.0	600.00	-480.00	480.00
PLTU Paiton 1 – 2	6.7800	130.00	388144.00	140.0	800.00	-640.00	640.00
PLTU Gresik	7.3680	4266.08	6240.00	150.0	600.00	-480.00	480.00
PLTGU Grati	0.3042	1855.00	148332.00	145.0	1052.00	-841.60	841.60
PLTU Perak	0.0800	235.00	16950.00	25.0	150.00	-120.00	120.00
PLTU Gilimanuk	1.4069	1599.00	87435.00	25.0	140.00	-112.00	112.00
PLTD Pesanggaran	14.2932	1670.00	88960.00	3.0	50.00	-40.00	40.00
PLTG Pesanggaran	113.9000	5297.00	139560.00	10.0	75.00	-60.00	60.00

Sumber : PT. PLN P3B dan PJB per Tahun 2005

39	TANDES	84	PESANGGARAN
40	PERAK	85	NUSADUA
41	DARMO GRANDE	86	SANUR
42	SAWAHAN	87	GIANYAR
43	UNDAAN	88	AMLAPURA
44	KUPANG	89	PLTD PESANGGARAN
45	WARU	90	PLTG PESANGGARAN

Sumber : PT.PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur- Bali

Sebelum memasukkan nilai data pada tabel 4.7, nilai-nilai tegangan pada data diubah satuannya menjadi satuan perunit. Berikut perhitungan konversi satuan dari KV menjadi pu:

• Pada Bus 1: $V_{(pu)} = \frac{V_{daridata}(KV)}{V_{dasar}(KV)} = \frac{151,5}{150} = 1,01 pu$

Pada bus-bus selanjutnya, dilakukan hal yang sama seperti di atas dan hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.7.

Tabel 4.7.
Data Pembangkitan dan Pembebanan Transmisi 150 KV
Region IV Jawa Timur - Bali
Hari Sabtu, 25 Maret 2006 Pukul 10.00 WIB

No.	Nama Bus	Tegangan	Pgenerator	Qgenerator	Pload	Qload	Tipe
		(pu)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
1	GRESIK BARU	1,01	0,00	-	0,00	0,00	1
2	PAITON	1,012	372,00	-	34,00	4,60	2
3	GONDANG WETAN	-	-	-	19,00	8,20	3
4	REJOSO	-	-	-	30,00	17,00	3
5	SITUBONDO	-	-	-	11,00	4,80	3
6	BANYUWANGI	-	-	-	19,00	5,10	3
7	KRAKSAAN	-	-	-	5,60	1,90	3
8	PROBOLINGGO	-	-	-	0,00	0,00	3
9	GENDING	-	-	-	19,00	9,80	3
10	LUMAJANG	-	-	-	15,00	4,60	3
11	BONDOWOSO	-	-	-	6,60	2,00	3
12	TANGGUL	-	-	-	9,10	2,80	3
13	JEMBER	-	-	-	26,00	11,00	3
14	GENTENG	-	-	-	19,00	9,80	3
15	PIER	-	-	-	14,00	4,70	3
16	BANGIL	-	-	-	6,20	2,70	3
17	BUMICOKRO	-	-	-	36,00	14,00	3
18	BULUKANDANG	-	-	-	26,00	9,70	3
19	LAWANG	-	-	-	19,00	8,20	3
20	KEBONAGUNG	-	-	-	23,00	9,40	3
21	SUTAMI	-	-	-	-19,80	-8,20	3
22	SENGKALING	-	-	-	13,00	6,40	3
23	PAKIS	-	-	-	2,10	1,20	3
24	WLINGI	-	-	-	-6,80	-3,80	3
25	JAYA KERTAS	-	-	-	8,60	3,10	3
26	SURABAYA BARAT	-	-	-	-585,0	-312,00	3
27	ALTA PRIMA	-	-	-	7,00	2,00	3
28	DRIYOREJO	-	-	-	40,00	13,00	3
29	BABADAN	-	-	-	32,00	10,00	3
30	KASIH JATIM	-	-	-	10,00	1,60	3
31	CERME	-	-	-	7,00	2,70	3
32	MANYAR	-	-	-	33,00	25,00	3
33	GRESIK LAMA	1,01066	209,00	-	0,00	0,0	2
34	BANGKALAN	-	-	-	8,40	3,10	3
35	SAMPANG	-	-	-	6,00	2,00	3
36	PAMEKASAN	-	-	-	8,60	3,30	3
37	SUMENEP	-	-	-	9,00	3,00	3
38	GRATI	1,014	226,00	-	7,60	5,20	2

39	TANDES	-	-	-	63,00	20,00	3
40	PERAK	1,00733	60,00	-	0,00	0,00	2
41	DARMO GRANDE	-	-	-	36,00	16,00	3
42	SAWAHAN	-	-	-	28,00	13,00	3
43	UNDAAN	-	-	-	13,00	5,70	3
44	KUPANG	-	-	-	17,00	8,60	3
45	WARU	-	-	-	103,00	43,00	3
46	KARANGPILANG	-	-	-	36,00	15,00	3
47	RUNGKUT	-	-	-	113,00	35,00	3
48	SUKOLILO	-	-	-	53,00	23,00	3
49	KENJERAN	-	-	-	37,00	15,00	3
50	UJUNG	-	-	-	22,00	13,00	3
51	NGAGEL	-	-	-	14,00	5,80	3
52	SIMPANG	-	-	-	27,00	13,00	3
53	WONOKROMO	-	-	-	27,00	10,00	3
54	KREMBANGAN	-	-	-	26,00	11,00	3
55	GILITIMUR	-	-	-	2,40	0,80	3
56	BUDURAN	-	-	-	68,00	36,00	3
57	SEGOROMADU	-	-	-	36,00	14,00	3
58	PETROKIMIA	-	-	-	33,00	20,00	3
59	LAMONGAN	-	-	-	9,90	7,50	3
60	BABAT	-	-	-	10,00	5,40	3
61	BOJONEGORO	-	-	-	13,00	6,30	3
62	TUBAN	-	-	50,00	18,00	8,60	3
63	KEREK	-	-	-	53,00	-11,00	3
64	MLIWANG	-	-	25,00	3,10	0,80	3
65	BALONGBENDO	-	-	-	13,00	9,40	3
66	SEKAR PUTIH	-	-	-	37,00	13,00	3
67	NGORO	-	-	-	26,00	12,00	3
68	KERTOSONO	-	-	-	38,00	11,00	3
69	BANARAN	-	-	-	10,30	5,10	3
70	MOJOAGUNG	-	-	-	13,00	6,20	3
71	SEMEN TUBAN	-	-	-	22,00	0,00	3
72	ISPAT INDO	-	-	-	37,00	-27,00	3
73	SURYA ZIGZAG	-	-	-	22,00	12,00	3
74	MANISREJO	-	-	-	13,00	6,90	3
75	NGAWI	-	-	-	11,00	5,50	3
76	GILIMANUK	0,969	79,90	-	3,60	1,40	2
77	PEMARON	-	-	-	12,80	3,90	3
78	BATURITI	-	-	-	2,20	0,40	3
79	PAYANGAN	-	-	-	7,80	2,00	3
80	KAPAL	-	-	-	42,70	14,00	3
81	ANTOSARI	-	-	-	0,00	0,00	3
82	NEGARA	-	-	-	7,20	3,00	3
83	PADANGSAMBIAN	-	-	-	27,30	9,40	3
84	PESANGGARAN	-	-	-	66,80	25,70	3

85	NUSADUA	-	-	25,00	44,60	17,30	3
86	SANUR	-	-	25,00	52,30	14,80	3
87	GIANYAR	-	-	-	17,80	5,70	3
88	AMLAPURA	-	-	-	5,70	2,60	3
89	PLTD PESANGGARAN	0,9333	4,40	-	0,00	0,00	2
90	PLTG PESANGGARAN	0,9333	55,70	-	0,00	0,00	2

Sumber : PT.PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur - Bali

Keterangan : 1. Bus Slack
2. Bus Generator
3. Bus Beban

4.5. Data Saluran Transmisi 150 KV Region IV Jawa Timur - Bali

Untuk data saluran, jika sirkuit berjumlah 2, maka R, X dan B dari 2 sirkuit tersebut diparalel.

Berikut adalah perhitungan data saluran dengan jumlah sirkuit 2 (hubungan bus 33-45):

$$R_{parallel} = \frac{R_1.R_2}{R_1 + R_2} = \frac{0,0064.0,0064}{0,0064 + 0,0064} = 0,0032$$

$$X_{parallel} = \frac{X_1.X_2}{X_1 + X_2}$$

$$B_{parallel} = \frac{B_1.xB_2}{B_1 + B_2}$$

hasil selengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.8.

Tabel 4.8.
Data Saluran Transmisi 150 kV
Region IV Jawa Timur-Bali

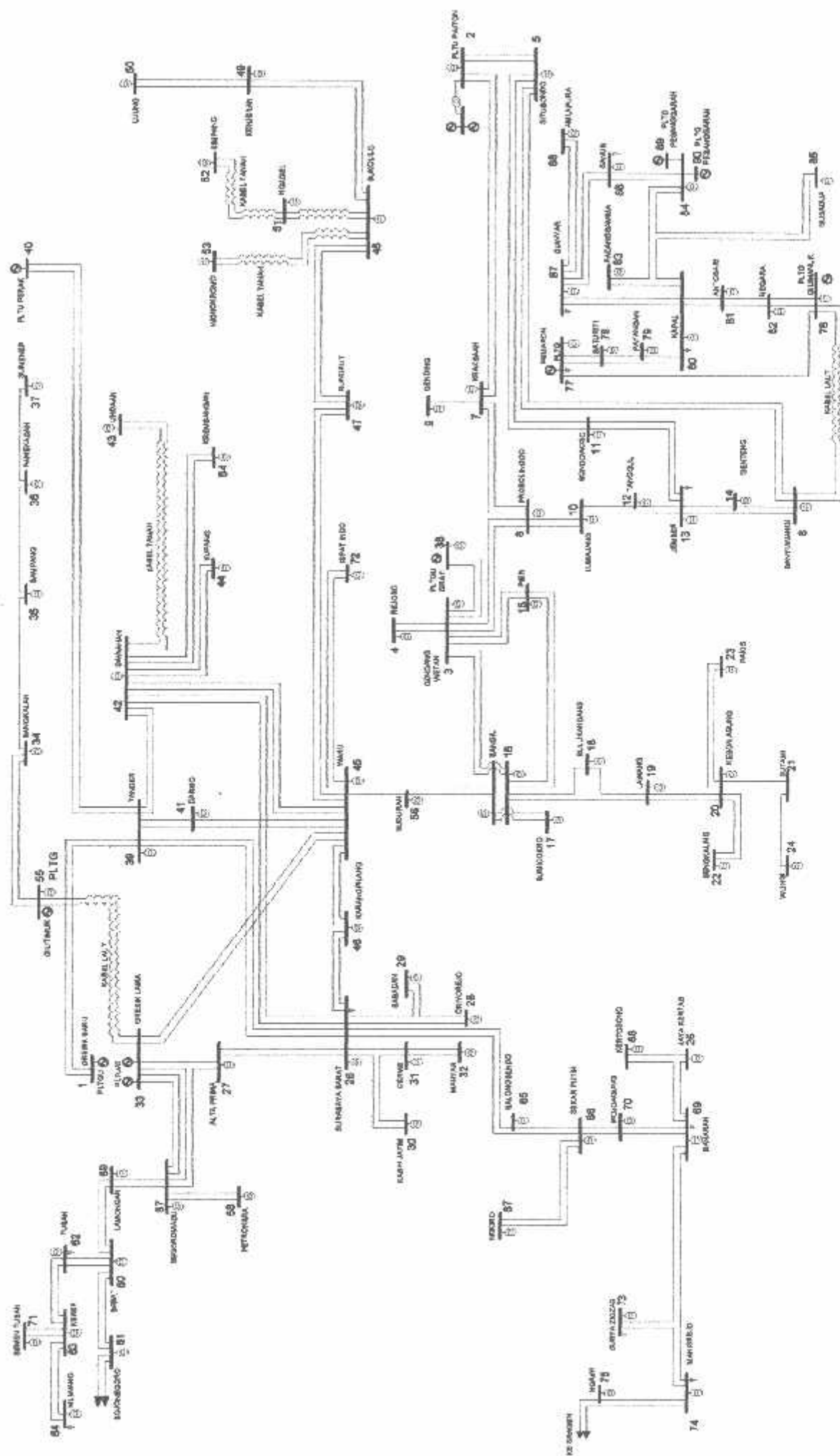
No	Hubungan Bus	Jumlah Sirkuit	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	1-39	2	0,0020	0,0079	0,0136
2	2-5	2	0,0477	0,0346	0,0502
3	2-7	2	0,0053	0,0180	0,0130
4	3-4	2	0,0028	0,0094	0,0067
5	3-8	2	0,0088	0,0301	0,0217
6	3-15	2	0,0099	0,0072	0,0104
7	3-16	2	0,0044	0,0150	0,0108
8	3-38	2	0,0156	0,0115	0,0167
9	5-6	2	0,0097	0,0464	0,0680
10	5-11	2	0,0091	0,0310	0,0223
11	6-13	1	0,0430	0,1469	0,0265
12	6-14	1	0,0177	0,0604	0,0106
13	6-76	2	0,0009	0,0013	0,0727
14	7-8	2	0,0079	0,0269	0,0194
15	7-9	1	0,0100	0,0340	0,0062
16	8-10	2	0,0135	0,0460	0,0332
17	10-12	1	0,0167	0,0571	0,0103
18	10-13	1	0,0315	0,1077	0,0195
19	11-13	2	0,0104	0,0353	0,0255
20	12-13	1	0,0148	0,0506	0,0091
21	13-14	1	0,0337	0,1151	0,0208
22	15-16	2	0,0045	0,0032	0,0047
23	16-17	2	0,0054	0,0039	0,0056
24	16-18	1	0,0145	0,0494	0,0089
25	16-19	1	0,0181	0,0617	0,0112
26	16-45	1	0,0051	0,0174	0,0032
27	16-56	1	0,0051	0,0174	0,0032
28	18-19	1	0,0091	0,0309	0,0028
29	19-20	2	0,0067	0,0230	0,0166
30	20-21	2	0,0073	0,0249	0,0179
31	20-22	2	0,0046	0,0133	0,0098
32	20-23	2	0,0011	0,0081	0,0117
33	21-24	1	0,0224	0,0428	0,0074
34	25-68	1	0,0048	0,0144	0,0193
35	25-69	1	0,0083	0,0274	0,0053
36	26-27	2	0,0010	0,0045	0,0066
37	26-28	1	0,0028	0,0094	0,0017
38	26-29	1	0,0054	0,0185	0,0010
39	26-30	1	0,0020	0,0095	0,0035
40	26-31	1	0,0053	0,0257	0,0094
41	26-39	2	0,0039	0,0132	0,0095
42	26-42	2	0,0021	0,0101	0,0147

43	26-46	2	0,0009	0,0043	0,0063
44	26-65	1	0,0031	0,0149	0,0055
45	26-66	1	0,0063	0,0301	0,0110
46	27-57	1	0,0003	0,0013	0,0004
47	28-29	1	0,0069	0,0235	0,0043
48	30-31	1	0,0061	0,0292	0,0107
49	31-32	2	0,0010	0,0048	0,0070
50	33-27	1	0,0013	0,0062	0,0023
51	33-45	2	0,0032	0,0154	0,0226
52	33-55	2	0,0008	0,0016	0,0372
53	33-57	2	0,0010	0,0035	0,0025
54	34-35	1	0,0290	0,0841	0,0154
55	34-55	2	0,0044	0,0144	0,0106
56	35-36	1	0,0161	0,0466	0,0086
57	36-37	1	0,0157	0,0454	0,0084
58	39-40	2	0,0023	0,0079	0,0054
59	39-41	2	0,0012	0,0041	0,0028
60	39-42	2	0,0004	0,0020	0,0028
61	41-45	2	0,0028	0,0095	0,0068
62	42-43	2	0,0003	0,0009	0,0991
63	42-44	2	0,0008	0,0012	0,0662
64	42-45	2	0,0014	0,0067	0,0098
65	42-54	2	0,0015	0,0051	0,0036
66	45-46	2	0,0014	0,0067	0,0098
67	45-47	2	0,0006	0,0030	0,0044
68	45-72	2	0,0003	0,0011	0,0008
69	47-48	2	0,0009	0,0043	0,0062
70	48-49	2	0,0012	0,0039	0,0008
71	48-51	2	0,0004	0,0007	0,0758
72	48-53	2	0,0004	0,0013	0,1380
73	49-50	2	0,0025	0,0073	0,0052
74	51-52	2	0,0005	0,0009	0,0982
75	57-58	2	0,0021	0,0071	0,0050
76	57-59	2	0,0086	0,0248	0,0182
77	59-60	2	0,0064	0,0185	0,0136
78	60-61	2	0,0108	0,0311	0,0228
79	60-62	2	0,0042	0,0200	0,0292
80	62-63	2	0,0037	0,0125	0,0090
81	63-64	2	0,0024	0,0080	0,0058
82	63-71	2	0,0006	0,0018	0,0012
83	65-66	1	0,0017	0,0083	0,0031
84	66-67	2	0,0066	0,0191	0,0142
85	66-70	2	0,0055	0,0187	0,0134
86	68-69	1	0,0083	0,0274	0,0053
87	69-70	2	0,0054	0,0182	0,0122
88	69-74	1	0,0064	0,0218	0,0037

89	69-75	1	0,0247	0,0842	0,0152
90	73-74	1	0,0124	0,0425	0,0077
91	74-75	1	0,0270	0,0921	0,0166
92	76-77	1	0,0231	0,0690	0,0238
93	76-82	2	0,0116	0,0336	0,0248
94	77-78	2	0,0092	0,0175	0,0120
95	78-79	1	0,0171	0,0494	0,0091
96	78-80	1	0,0232	0,0673	0,0124
97	79-80	1	0,0132	0,0383	0,0071
98	80-81	2	0,0071	0,0206	0,0152
99	80-83	1	0,0056	0,0161	0,0030
100	80-85	1	0,0199	0,0379	0,0065
101	80-87	2	0,0059	0,0169	0,0126
102	81-82	2	0,0135	0,0392	0,0288
103	83-84	1	0,0046	0,0134	0,0025
104	84-85	1	0,0127	0,0243	0,0042
105	84-86	2	0,0028	0,0069	0,0048
106	86-87	2	0,0061	0,0147	0,0104
107	87-88	2	0,0103	0,0273	0,0220
108	89-84	2	0,0006	0,0008	0,0001
109	90-84	2	0,0006	0,0008	0,0001

Sumber : PT.PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur - Bali

LOAD FLOW SISTEM 150 KV REGION JAWA TIMUR - DALLER MAKEL 2000



4.6. Prosedur Pelaksanaan Program Perhitungan

Prosedur menjalankan program perhitungan dengan menggunakan Program Matlab versi 6.5.1 dapat dilakukan sebagai berikut :

1. Tampilan utama dari program



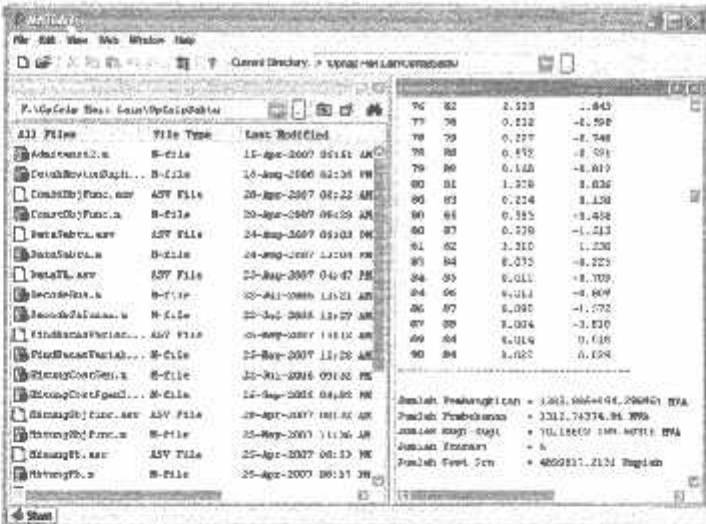
Gambar 4.2
Tampilan Utama Program

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

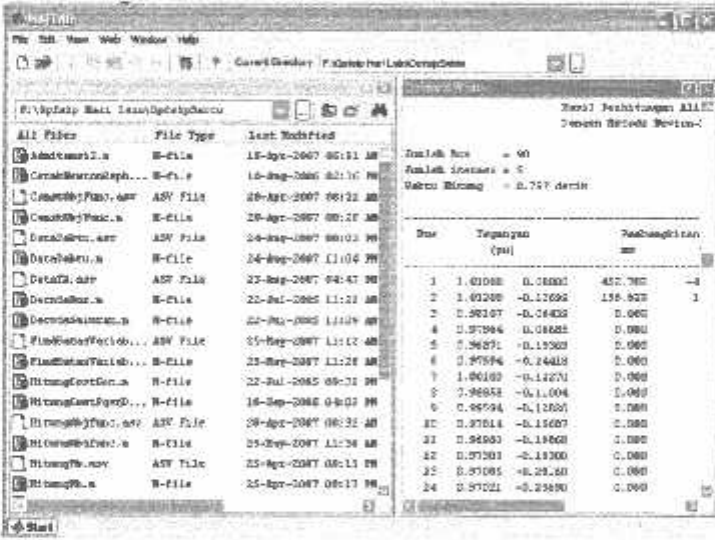
Hasil perhitungan dari program ini adalah hasil perhitungan aliran daya dan operasi pembangkit yang optimal, setelah data yang ada dimasukkan ke dalam program, maka hasil perhitungan dapat dilihat dalam tabel-tabel di bawah ini:

N	sdr1	sdr2	Pmax	Cost	Pmax	Qmax	Sdr	Type
1	1.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	1/1
2	2.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	2/1
3	3.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	3/1
4	4.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	4/1
5	5.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	5/1
6	6.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	6/1
7	7.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	7/1
8	8.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	8/1
9	9.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	9/1
10	10.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000	10/1

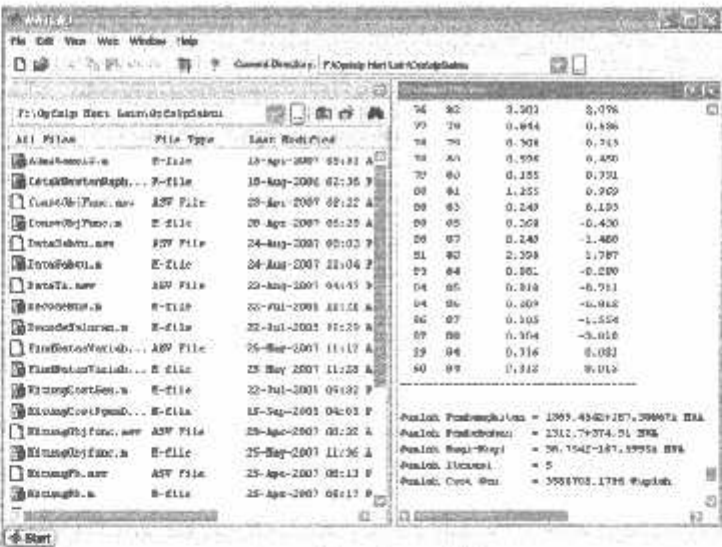
Gambar 4.3
Tampilan Data pembebanan



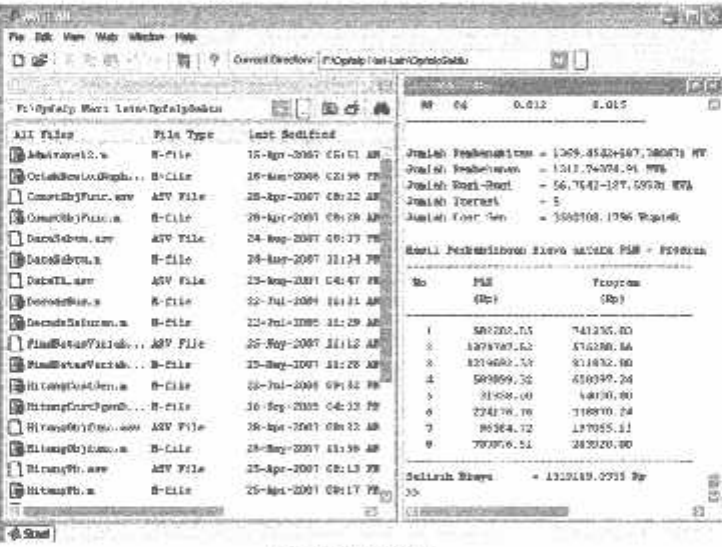
Gambar 4.6.
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Bahan Bakar
Sebelum Optimasi



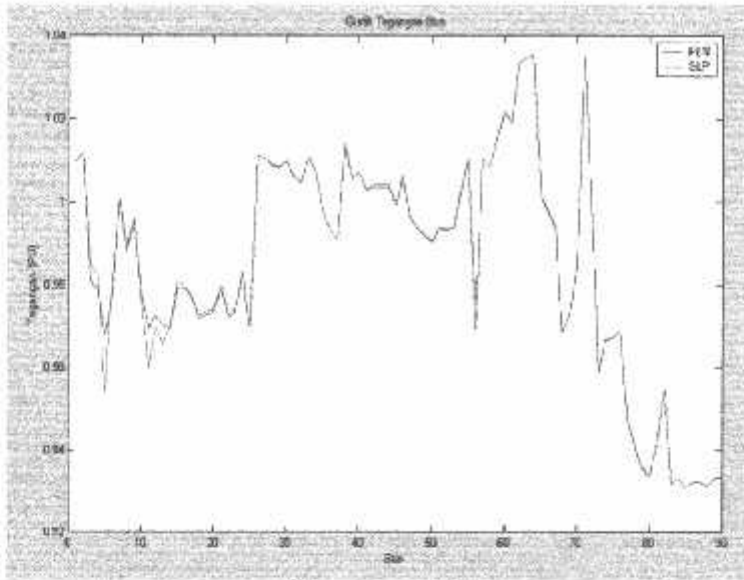
Gambar 4.7.
Tampilan Hasil Perhitungan Aliran Daya Newton Raphson
Setelah Optimasi



Gambar 4.8.
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Bahan Bakar
Setelah Optimasi



Gambar 4.9.
Tampilan Selisih Perhitungan Sebelum dan Sesudah
Optimasi



Gambar 4.10.
Tampilan Grafik Perbandingan Tegangan dan Bus

4.7. Hasil dan Analisis Hasil Perhitungan *Economic Load Dispatch* Menggunakan Metode *Successive Linear Programming* Pada Saluran Transmisi 150 KV Region IV Jawa Timur - Bali

Berdasarkan data saluran transmisi 150 KV Region IV Jawa Timur – Bali maka dilakukan pengolahan data untuk mengubah dasar tegangan ke dalam pu. Serta perhitungan P_{load} dan Q_{load} .

Pada bus nomor 2, maka :

$$\text{Tegangan Dasar} = 150 \text{ kV}$$

$$\text{Tegangan Sebenarnya} = 151,8 \text{ kV}$$

$$\text{Tegangan (pu)} = \frac{\text{Tegangan sebenarnya}}{\text{Tegangan dasar}}$$

$$\text{Tegangan (pu)} = \frac{151,8}{150} = 1,012 \text{ pu}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{beban}} &= P_{\text{Beban Pada Bus}} + P_{\text{Beban Pemakaian Sendiri Pembangkit}} \\ &= 7 + 27 = 34 \text{ MW} \end{aligned}$$

$Q_{\text{beban}} = 4,6 \text{ MVAR}$

Pada Area Region IV Jawa Timur - Bali terdiri dari 90 bus dan 109 saluran transmisi, dalam hal ini saluran transmisi yang dibahas adalah saluran transmisi 150 kV.

4.7.1. Hasil Perhitungan Sebelum Optimasi

Tabel 4.9.
Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan
Pembebanan Sebelum Optimasi

BUS	TEGANGAN		PEMBANGKITAN		PEMBEBANAN	
	PU	SUDUT	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
1	1,01000	0,00000	375,785	-31,757	0,00	0,00
2	1,01200	0,02993	372,000	-70,888	34,00	4,60
3	0,98482	-0,02337	0,000	0,000	19,00	8,20
4	0,98240	-0,02581	0,000	0,000	30,00	17,00
5	0,95436	-0,08915	0,000	0,000	11,00	4,80
6	0,97925	-0,16746	0,000	0,000	19,00	5,10
7	1,00123	0,00728	0,000	0,000	5,60	1,90
8	0,98986	-0,02122	0,000	0,000	0,00	0,00
9	0,99617	0,00173	0,000	0,000	19,00	9,80
10	0,97650	-0,06690	0,000	0,000	15,00	4,60
11	0,95943	-0,10026	0,000	0,000	6,60	2,00
12	0,96952	-0,09243	0,000	0,000	9,10	2,80
13	0,96568	-0,11054	0,000	0,000	26,00	11,00
14	0,96978	-0,15537	0,000	0,000	19,00	9,80
15	0,98097	-0,03397	0,000	0,000	14,00	4,70
16	0,97996	-0,03845	0,000	0,000	6,20	2,70
17	0,97743	-0,03915	0,000	0,000	36,00	14,00
18	0,97260	-0,05342	0,000	0,000	26,00	9,70
19	0,97356	-0,05494	0,000	0,000	19,00	8,20
20	0,97398	-0,05812	0,000	0,000	23,00	9,40
21	0,97978	-0,05234	0,000	0,000	-19,80	-8,20
22	0,97261	-0,05968	0,000	0,000	13,00	6,40
23	0,97395	-0,05830	0,000	0,000	2,10	1,20
24	0,98330	-0,05037	0,000	0,000	-6,80	-3,80
25	0,96986	-0,09724	0,000	0,000	8,60	3,10
26	1,01150	-0,03066	0,000	0,000	-585,0	-312,00
27	1,01072	-0,03523	0,000	0,000	7,00	2,00
28	1,00901	-0,03436	0,000	0,000	40,00	13,00
29	1,00846	-0,03526	0,000	0,000	32,00	10,00
30	1,01008	-0,03275	0,000	0,000	10,00	1,60

31	1,00639	-0,03634	0,000	0,000	7,00	2,70
32	1,00490	-0,03766	0,000	0,000	33,00	25,00
33	1,01066	-0,03374	209,000	26,903	0,00	0,0
34	1,00808	-0,03895	0,000	0,000	8,40	3,10
35	0,99800	-0,05769	0,000	0,000	6,00	2,00
36	0,99331	-0,06535	0,000	0,000	8,60	3,30
37	0,99088	-0,06915	0,000	0,000	9,00	3,00
38	1,01400	0,00724	226,000	-31,432	7,60	5,20
39	1,00538	-0,02984	0,000	0,000	63,00	20,00
40	1,00733	-0,02533	60,000	6,957	0,00	0,00
41	1,00291	-0,03446	0,000	0,000	36,00	16,00
42	1,00443	-0,03047	0,000	0,000	28,00	13,00
43	1,00443	-0,03060	0,000	0,000	13,00	5,70
44	1,00427	-0,03066	0,000	0,000	17,00	8,60
45	0,99964	-0,04224	0,000	0,000	103,00	43,00
46	1,00630	-0,03601	0,000	0,000	36,00	15,00
47	0,99627	-0,05076	0,000	0,000	113,00	35,00
48	0,99389	-0,05843	0,000	0,000	53,00	23,00
49	0,99211	-0,06044	0,000	0,000	37,00	15,00
50	0,99064	-0,06175	0,000	0,000	22,00	13,00
51	0,99378	-0,05875	0,000	0,000	14,00	5,80
52	0,99362	-0,05898	0,000	0,000	27,00	13,00
53	0,99383	-0,05880	0,000	0,000	27,00	10,00
54	1,00350	-0,03163	0,000	0,000	26,00	11,00
55	1,01030	-0,03493	0,000	0,000	2,40	0,80
56	0,96993	-0,04898	0,000	0,000	68,00	36,00
57	1,01053	-0,03679	0,000	0,000	36,00	14,00
58	1,00847	-0,03868	0,000	0,000	33,00	20,00
59	1,01553	-0,07427	0,000	0,000	9,90	7,50
60	1,02156	-0,10041	0,000	0,000	10,00	5,40
61	1,01897	-0,10388	0,000	0,000	13,00	6,30
62	1,03332	-0,12194	0,000	50,000	18,00	8,60
63	1,03502	-0,13237	0,000	0,000	53,00	-11,00
64	1,03514	-0,13295	0,000	25,000	3,10	0,80
65	1,00197	-0,04585	0,000	0,000	13,00	9,40
66	0,99771	-0,05350	0,000	0,000	37,00	13,00
67	0,99394	-0,05780	0,000	0,000	26,00	12,00
68	0,96883	-0,09887	0,000	0,000	38,00	11,00
69	0,97270	-0,09170	0,000	0,000	10,30	5,10
70	0,98417	-0,07376	0,000	0,000	13,00	6,20
71	1,03489	-0,13274	0,000	0,000	22,00	0,00
72	0,99982	-0,04272	0,000	0,000	37,00	-27,00
73	0,95899	-0,10756	0,000	0,000	22,00	12,00
74	0,96688	-0,09899	0,000	0,000	13,00	6,90
75	0,96729	-0,09998	0,000	0,000	11,00	5,50
76	0,96900	-0,17859	79,900	117,922	3,60	1,40

77	0,94765	-0,25709	0,000	0,000	12,80	3,90
78	0,94094	-0,27546	0,000	0,000	2,20	0,40
79	0,93590	-0,29808	0,000	0,000	7,80	2,00
80	0,93363	-0,31241	0,000	0,000	42,70	14,00
81	0,94060	-0,28296	0,000	0,000	0,00	0,00
82	0,95447	-0,22755	0,000	0,000	7,20	3,00
83	0,93175	-0,32408	0,000	0,000	27,30	9,40
84	0,93292	-0,33005	0,000	0,000	66,80	25,70
85	0,93078	-0,33154	0,000	25,000	44,60	17,30
86	0,93214	-0,33137	0,000	25,000	52,30	14,80
87	0,93208	-0,32450	0,000	0,000	17,80	5,70
88	0,93124	-0,32621	0,000	0,000	5,70	2,60
89	0,93333	-0,33032	4,400	45,024	0,00	0,00
90	0,93333	-0,32959	55,700	6,557	0,00	0,00

Sumber: Hasil Perhitungan Dengan Metode SLP

Tabel 4.10.
Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran
Sebelum Optimasi

SALURAN		DAYA		SALURAN		DAYA	
FROM	TO	P(MW)	Q(MVAR)	FROM	TO	P(MW)	Q(MVAR)
1	39	375,785	-31,757	39	1	-372,998	40,002
2	5	203,891	-96,689	5	2	-180,625	103,856
2	7	134,109	21,201	7	2	-133,152	-20,585
3	4	30,034	15,817	4	3	-30,000	-17,000
3	15	74,660	-50,175	15	3	-73,844	48,759
3	16	98,130	2,820	16	3	-97,692	-3,413
5	6	142,643	-81,878	6	5	-139,863	-82,467
5	11	26,982	-26,778	11	5	-26,848	23,153
6	76	165,206	-122,543	76	6	-162,118	123,016
7	8	108,507	9,970	8	7	-107,568	-10,618
7	9	19,045	8,716	9	7	-19,000	-9,800
8	3	10,872	13,416	3	8	-10,845	-13,324
8	10	96,696	-0,672	10	8	-95,407	-1,354
10	12	42,350	-0,898	12	10	-42,036	0,022
10	13	38,057	-2,348	13	10	-37,578	0,306
11	13	20,248	-25,153	13	11	-20,143	20,784
12	13	32,936	-2,822	13	12	-32,764	1,704
13	6	31,608	-17,130	6	13	-31,012	19,167
13	14	32,878	-14,193	14	13	-32,433	11,816
14	6	13,433	-19,019	6	14	-13,331	19,368
15	16	59,844	-53,459	16	15	-59,545	52,767
16	17	36,084	12,988	17	16	-36,000	-14,000
16	18	30,601	4,971	18	16	-30,454	-6,169
16	19	26,286	1,595	19	16	-26,154	-3,284
16	45	-10,252	-108,091	45	16	10,875	109,588
16	56	68,320	36,483	56	16	-68,000	-36,000

18	19	4,454	-3,531	19	18	-4,453	3,011
19	20	11,608	-6,727	20	19	-11,596	3,618
20	21	-26,513	-16,570	21	20	26,585	13,396
20	22	13,010	4,571	22	20	-13,000	-6,400
20	23	2,100	1,019	23	20	-2,100	-1,200
21	24	-6,785	-5,196	24	21	6,800	3,800
25	68	11,649	1,270	68	25	-11,641	-4,875
26	28	44,265	13,512	28	26	-44,206	-13,662
26	29	27,840	8,416	29	26	-27,795	-8,467
26	30	24,542	9,602	30	26	-24,528	-10,252
26	31	25,552	13,930	31	26	-25,506	-15,624
26	46	145,917	91,403	46	26	-145,656	-91,435
26	65	112,062	41,607	65	26	-111,628	-40,634
26	66	82,817	28,749	66	26	-82,340	-28,690
27	26	-102,706	5,587	26	27	102,809	-5,121
27	57	119,030	12,537	57	27	-118,988	12,638
28	29	4,206	0,662	29	28	-4,205	-1,533
30	31	14,528	8,652	31	30	-14,510	-10,740
31	32	33,017	23,664	32	31	-33,000	-25,000
33	27	23,332	-5,824	27	33	-23,324	5,859
33	45	67,855	56,163	45	33	-67,604	-59,520
33	55	34,698	-3,155	55	33	-34,686	-4,400
33	57	83,116	-20,046	57	33	-83,045	19,745
34	35	23,834	2,520	35	34	-23,667	-5,134
34	55	-32,234	-5,620	55	34	32,286	3,600
35	36	17,667	3,134	36	35	-17,614	-4,686
36	37	9,014	1,386	37	36	-9,000	-3,000
38	3	218,400	-34,915	3	38	-210,978	40,386
39	26	-6,836	-44,550	26	39	6,915	44,815
39	41	121,126	25,180	41	39	-120,944	-25,123
39	42	255,626	-31,906	42	39	-255,363	31,472
40	39	60,000	7,505	39	40	-59,917	-7,221
41	45	84,944	9,123	45	41	-84,741	-9,796
42	26	-12,182	-67,762	26	42	12,281	68,237
42	43	13,001	-14,294	43	42	-13,000	-5,700
42	44	17,002	-4,752	44	42	-17,000	-8,600
42	45	183,530	33,505	45	42	-183,046	-33,157
42	54	26,012	10,314	54	42	-26,000	-11,000
45	47	293,916	54,237	47	45	-293,379	-52,430
45	72	37,006	-27,137	72	45	-37,000	27,000
46	45	109,656	77,427	45	46	-109,406	-76,235
47	48	180,379	17,430	48	47	-180,081	-17,234
48	49	59,068	27,034	49	48	-59,016	-27,025
48	51	41,011	-15,548	51	48	-41,004	0,587
48	53	27,003	-17,252	53	48	-27,000	-10,000
49	50	22,016	12,025	50	49	-22,000	-13,000

51	52	27,004	-6,387	52	51	-27,000	-13,000
57	58	33,030	19,083	58	57	-33,000	-20,000
57	59	133,002	-65,466	59	57	-131,171	67,009
59	60	121,271	-74,509	60	59	-120,027	75,284
60	61	13,019	1,609	61	60	-13,000	-6,300
60	62	97,008	-82,293	62	60	-96,376	79,135
62	63	78,376	-37,735	63	62	-78,117	36,687
63	64	3,114	-25,438	64	63	-3,100	24,200
63	71	22,003	-0,249	71	63	-22,000	0,000
65	66	98,628	31,234	66	65	-98,446	-30,968
66	67	26,053	9,336	67	66	-26,000	-12,000
66	70	117,733	37,321	70	66	-116,885	-37,068
69	25	20,286	3,995	25	69	-20,249	-3,871
69	68	26,423	5,840	68	69	-26,359	-5,628
69	70	-103,226	-0,983	70	69	103,885	30,868
69	74	35,998	15,192	74	69	-35,894	-15,534
69	75	10,219	1,859	75	69	-10,188	-4,617
73	74	-22,000	-12,000	74	73	22,082	10,855
74	75	0,812	-2,220	75	74	-0,812	-0,883
76	77	104,110	-3,005	77	76	-101,443	5,981
76	82	134,309	-3,489	82	76	-132,080	5,357
77	78	88,643	-10,498	78	77	-87,829	9,906
78	79	39,107	-4,281	79	78	-38,809	3,538
78	80	46,522	-6,026	80	78	-45,949	5,510
79	80	31,009	-5,538	80	79	-30,861	4,729
80	81	-121,353	10,754	81	80	122,564	-9,909
80	83	59,747	-9,738	83	80	-59,512	9,892
80	85	37,438	-12,774	85	80	-37,084	12,319
80	87	58,278	-12,481	87	80	-58,039	10,972
81	82	-122,564	9,909	82	81	124,880	-8,357
83	84	32,212	-19,292	84	83	-32,137	19,074
84	85	7,527	3,910	85	84	-7,516	-4,619
84	86	17,874	2,885	86	84	-17,864	-3,693
86	87	-34,436	13,893	87	86	34,535	-15,463
87	88	5,704	-1,209	88	87	-5,700	-2,600
89	84	4,400	45,033	84	89	-4,386	-45,014
90	84	55,700	6,566	84	90	-55,678	-6,537

Sumber: Hasil Perhitungan Dengan Metode SLP

Keterangan:

- Jumlah Pembangkitan = $1382.7849 + 194.28711i$ MVA
- Jumlah Pembebanan = $1312.7 + 374.9i$ MVA
- Jumlah Rugi-Rugi = $70.08494 - 180.6129i$ MVA

4.7.2. Hasil Perhitungan Setelah Optimasi

Tabel 4.12.
Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan
Pembebanan Setelah Optimasi

BUS	TEGANGAN		PEMBANGKITAN		PEMBEBANAN	
	PU	SUDUT	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
1	1,01000	0,00000	452,669	-45,861	0,00	0,00
2	1,01200	-0,12705	156,847	19,018	34,00	4,60
3	0,98105	-0,06437	0,000	0,000	19,00	8,20
4	0,97862	-0,06683	0,000	0,000	30,00	17,00
5	0,96824	-0,19331	0,000	0,000	11,00	4,80
6	0,97597	-0,24380	0,000	0,000	19,00	5,10
7	1,00096	-0,12272	0,000	0,000	5,60	1,90
8	0,98849	-0,11000	0,000	0,000	0,00	0,00
9	0,99591	-0,12828	0,000	0,000	19,00	9,80
10	0,97785	-0,15670	0,000	0,000	15,00	4,60
11	0,96929	-0,19834	0,000	0,000	6,60	2,00
12	0,97261	-0,18276	0,000	0,000	9,10	2,80
13	0,97031	-0,20131	0,000	0,000	26,00	11,00
14	0,96938	-0,23656	0,000	0,000	19,00	9,80
15	0,97935	-0,06852	0,000	0,000	14,00	4,70
16	0,97933	-0,07007	0,000	0,000	6,20	2,70
17	0,97680	-0,07078	0,000	0,000	36,00	14,00
18	0,97196	-0,08506	0,000	0,000	26,00	9,70
19	0,97291	-0,08658	0,000	0,000	19,00	8,20
20	0,97333	-0,08976	0,000	0,000	23,00	9,40
21	0,97914	-0,08398	0,000	0,000	-19,80	-8,20
22	0,97197	-0,09133	0,000	0,000	13,00	6,40
23	0,97330	-0,08994	0,000	0,000	2,10	1,20
24	0,98265	-0,08200	0,000	0,000	-6,80	-3,80
25	0,96955	-0,10731	0,000	0,000	8,60	3,10
26	1,01120	-0,04069	0,000	0,000	-585,0	-312,00
27	1,01062	-0,04745	0,000	0,000	7,00	2,00
28	1,00871	-0,04439	0,000	0,000	40,00	13,00
29	1,00817	-0,04529	0,000	0,000	32,00	10,00
30	1,00978	-0,04277	0,000	0,000	10,00	1,60
31	1,00609	-0,04637	0,000	0,000	7,00	2,70
32	1,00460	-0,04769	0,000	0,000	33,00	25,00
33	1,01066	-0,04729	150,000	46,263	0,00	0,0
34	1,00808	-0,05249	0,000	0,000	8,40	3,10
35	0,99800	-0,07124	0,000	0,000	6,00	2,00
36	0,99331	-0,07890	0,000	0,000	8,60	3,30
37	0,99088	-0,08270	0,000	0,000	9,00	3,00
38	1,01400	-0,02683	263,593	-47,138	7,60	5,20
39	1,00517	-0,03611	0,000	0,000	63,00	20,00
40	1,00733	-0,02406	150,000	-15,748	0,00	0,00

41	1,00266	-0,04230	0,000	0,000	36,00	16,00
42	1,00386	-0,03705	0,000	0,000	28,00	13,00
43	1,00386	-0,03718	0,000	0,000	13,00	5,70
44	1,00370	-0,03724	0,000	0,000	17,00	8,60
45	0,99934	-0,05373	0,000	0,000	103,00	43,00
46	1,00600	-0,04661	0,000	0,000	36,00	15,00
47	0,99597	-0,06226	0,000	0,000	113,00	35,00
48	0,99359	-0,06993	0,000	0,000	53,00	23,00
49	0,99181	-0,07194	0,000	0,000	37,00	15,00
50	0,99034	-0,07325	0,000	0,000	22,00	13,00
51	0,99348	-0,07025	0,000	0,000	14,00	5,80
52	0,99331	-0,07048	0,000	0,000	27,00	13,00
53	0,99353	-0,07030	0,000	0,000	27,00	10,00
54	1,00293	-0,03821	0,000	0,000	26,00	11,00
55	1,01030	-0,04847	0,000	0,000	2,40	0,80
56	0,96928	-0,08062	0,000	0,000	68,00	36,00
57	1,01047	-0,04936	0,000	0,000	36,00	14,00
58	1,00841	-0,05126	0,000	0,000	33,00	20,00
59	1,01547	-0,08685	0,000	0,000	9,90	7,50
60	1,02150	-0,11299	0,000	0,000	10,00	5,40
61	1,01891	-0,11646	0,000	0,000	13,00	6,30
62	1,03326	-0,13452	0,000	50,000	18,00	8,60
63	1,03496	-0,14496	0,000	0,000	53,00	-11,00
64	1,03508	-0,14554	0,000	25,000	3,10	0,80
65	1,00167	-0,05588	0,000	0,000	13,00	9,40
66	0,99741	-0,06354	0,000	0,000	37,00	13,00
67	0,99363	-0,06784	0,000	0,000	26,00	12,00
68	0,96852	-0,10893	0,000	0,000	38,00	11,00
69	0,97239	-0,10176	0,000	0,000	10,30	5,10
70	0,98387	-0,08381	0,000	0,000	13,00	6,20
71	1,03484	-0,14533	0,000	0,000	22,00	0,00
72	0,99953	-0,05422	0,000	0,000	37,00	-27,00
73	0,95868	-0,11763	0,000	0,000	22,00	12,00
74	0,96656	-0,10905	0,000	0,000	13,00	6,90
75	0,96697	-0,11005	0,000	0,000	11,00	5,50
76	0,96900	-0,24946	140,000	52,317	3,60	1,40
77	0,94757	-0,32940	0,000	0,000	12,80	3,90
78	0,94081	-0,34817	0,000	0,000	2,20	0,40
79	0,93580	-0,37125	0,000	0,000	7,80	2,00
80	0,93357	-0,38595	0,000	0,000	42,70	14,00
81	0,94050	-0,35590	0,000	0,000	0,00	0,00
82	0,95437	-0,29935	0,000	0,000	7,20	3,00
83	0,93172	-0,39800	0,000	0,000	27,30	9,40
84	0,93292	-0,40429	0,000	0,000	66,80	25,70
85	0,93075	-0,40550	0,000	25,000	44,60	17,30
86	0,93213	-0,40548	0,000	25,000	52,30	14,80

87	0,93205	-0,39834	0,000	0,000	17,80	5,70
88	0,93122	-0,40005	0,000	0,000	5,70	2,60
89	0,93333	-0,40395	46,328	13,157	0,00	0,00
90	0,93333	-0,40447	10,000	40,399	0,00	0,00

Sumber: Hasil Perhitungan Dengan Metode SLP

Tabel 4.13.
Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran
Setelah Optimasi

SALURAN		DAYA		SALURAN		DAYA	
FROM	TO	P(MW)	Q(MVAR)	FROM	TO	P(MW)	Q(MVAR)
1	39	452,669	-45,861	39	1	-448,613	59,121
2	5	128,442	-47,996	5	2	-119,903	44,343
2	7	-5,595	62,414	7	2	5,807	-64,328
3	4	30,034	15,828	4	3	-30,000	-17,000
3	15	30,186	-19,307	15	3	-30,058	17,402
3	16	36,689	-0,425	16	3	-36,628	-1,440
5	6	95,766	-39,934	6	5	-94,700	32,178
5	11	13,137	-9,209	11	5	-13,116	5,097
6	76	107,316	-58,030	76	6	-106,222	58,160
7	8	-30,452	53,712	8	7	-95,822	4,622
7	9	19,045	8,717	9	7	-19,000	-9,800
8	3	-127,896	65,185	3	8	129,752	-58,837
8	10	97,127	-6,594	10	8	-95,822	4,622
10	12	42,554	-3,887	12	10	-42,236	3,014
10	13	38,269	-5,335	13	10	-37,782	3,297
11	13	6,516	-7,097	13	11	-6,508	2,325
12	13	33,136	-5,814	13	12	-32,960	4,697
13	6	24,374	-10,290	6	13	-24,054	11,382
13	14	26,877	-8,535	14	13	-26,603	5,558
14	6	7,603	-12,762	6	14	-7,561	12,904
15	16	16,058	-22,102	16	15	-16,024	21,225
16	17	36,084	12,989	17	16	-36,000	-14,000
16	18	30,601	4,982	18	16	-30,454	-6,177
16	19	26,286	1,608	19	16	-26,155	-3,293
16	45	-114,839	-78,548	45	16	115,866	81,425
16	56	68,320	36,485	56	16	-68,000	-36,000
18	19	4,454	-3,523	19	18	-4,453	3,004
19	20	11,608	-6,711	20	19	-11,596	3,606
20	21	-26,513	-16,564	21	20	26,585	13,394
20	22	13,010	4,574	22	20	-13,000	-6,400
20	23	2,100	-1,016	23	20	-2,100	-1,200
21	24	-6,785	-5,194	24	21	6,800	3,800
25	68	11,649	1,271	68	25	-11,641	-4,873
26	28	44,265	13,513	28	26	-44,206	-13,662

26	29	27,840	8,417	29	26	-27,795	-8,467
26	30	24,542	9,604	30	26	-24,528	-10,254
26	31	25,552	13,932	31	26	-25,506	-15,625
26	46	158,780	88,899	46	26	-158,487	-88,783
26	65	112,063	41,621	65	26	-111,629	-40,646
26	66	82,818	28,760	66	26	-82,340	-28,697
27	26	-149,118	20,559	26	27	149,340	-19,561
27	57	144,820	-21,562	57	27	-144,757	21,753
28	29	4,206	0,662	29	28	-4,205	-1,533
30	31	14,528	8,654	31	30	-14,510	-10,740
31	32	33,017	23,665	32	31	-33,000	-25,000
33	27	2,702	0,088	27	33	-2,702	-0,088
33	45	55,292	60,625	45	33	-55,072	-64,132
33	55	34,698	-3,155	55	33	-34,686	-4,400
33	57	57,309	-11,061	57	33	-57,276	10,626
34	35	23,834	2,520	35	34	-23,667	-5,134
34	55	-32,234	-5,620	55	34	32,286	3,600
35	36	17,667	3,134	36	35	-17,614	-4,686
36	37	9,014	1,386	37	36	-9,000	-3,000
38	3	255,993	-50,621	3	38	-245,662	58,237
39	26	19,956	-51,756	26	39	-19,837	52,158
39	41	156,883	15,903	41	39	-156,588	-15,458
39	42	358,259	-58,732	42	39	-357,737	58,428
40	39	150,000	-15,200	39	40	-149,485	16,969
41	45	120,588	-0,542	45	41	-120,183	0,553
42	26	20,496	-77,168	26	42	-20,363	77,807
42	43	13,001	-14,272	43	42	-13,000	-5,700
42	44	17,002	-4,737	44	42	-17,000	-8,600
42	45	253,227	15,914	45	42	-252,332	-13,598
42	54	26,012	10,315	54	42	-26,000	-11,000
45	47	293,917	54,279	47	45	-293,380	-52,470
45	72	37,006	-27,137	72	45	-37,000	27,000
46	45	122,487	74,775	45	46	-122,203	-73,412
47	48	180,380	17,470	48	47	-180,081	-17,273
48	49	59,068	27,035	49	48	-59,016	-27,026
48	51	41,011	-15,527	51	48	-41,004	0,575
48	53	27,003	-17,236	53	48	-27,000	-10,000
49	50	22,016	12,026	50	49	-22,000	-13,000
51	52	27,004	-6,375	52	51	-27,000	-13,000
57	58	33,030	19,084	58	57	-33,000	-20,000
57	59	133,002	-65,462	59	57	-131,172	67,006
59	60	121,272	-74,506	60	59	-120,027	75,282
60	61	13,019	1,609	61	60	-13,000	-6,300
60	62	97,008	-82,291	62	60	-96,376	79,134
62	63	78,376	-37,734	63	62	-78,117	36,687
63	64	3,114	-25,438	64	63	-3,100	24,200

63	71	22,003	0,249	71	63	-22,000	0,000
65	66	98,629	31,246	66	65	-98,447	-30,978
66	67	26,053	9,338	67	66	-26,000	-12,000
66	70	117,735	37,337	70	66	-116,886	-37,081
69	25	20,286	3,997	25	69	-20,249	-3,873
69	68	26,423	5,842	68	69	-26,359	-5,629
69	70	-103,226	-30,993	70	69	103,886	30,881
69	74	35,998	15,196	74	69	-35,894	-15,537
69	75	10,219	1,861	75	69	-10,188	-4,617
73	74	-22,000	-12,000	74	73	22,083	10,856
74	75	0,812	-0,219	75	74	-0,812	-0,883
76	77	105,900	-3,338	77	76	-103,140	7,208
76	82	136,722	-3,905	82	76	-134,413	6,008
77	78	90,340	-11,108	78	77	-89,494	10,579
78	79	39,829	-4,572	79	78	-39,520	3,863
78	80	47,464	-6,407	80	78	-46,867	5,963
79	80	31,720	-5,863	80	79	-31,564	5,075
80	81	-123,550	11,799	81	80	124,808	-10,820
80	83	61,518	-10,509	83	80	-61,268	10,705
80	85	38,166	-13,225	85	80	-37,797	12,798
80	87	59,598	-13,103	87	80	-59,348	11,627
81	82	-124,808	10,820	82	81	127,213	-9,008
83	84	33,968	-20,105	84	83	-33,886	19,910
84	85	6,813	4,388	85	84	-6,803	-5,098
84	86	16,572	3,556	86	84	-16,563	-4,368
86	87	-35,737	14,568	87	86	35,844	-16,118
87	88	5,704	1,209	88	87	-5,700	-2,600
89	84	46,328	13,166	84	89	-46,312	-13,145
90	84	10,000	40,408	84	90	-9,988	-40,392

Sumber: Hasil Perhitungan Dengan Metode SLP

Keterangan:

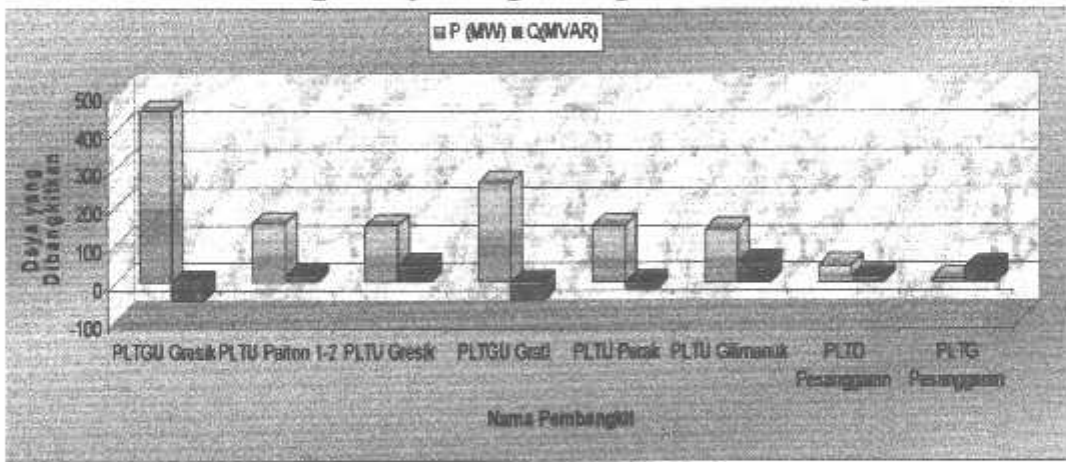
- Jumlah Pembangkitan = 1369.437 + 187.4075i MVA
- Jumlah Pembebanan = 1312.7 + 374.9i MVA
- Jumlah Rugi-Rugi = 56.73703 - 187.4925i MVA

Tabel 4.14.
Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan dan Biaya Operasi
Setelah Optimasi

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan		a	b	c	Biaya Operasi
		(MW/jam)	(MVAR/jam)				(Rupiah/jam)
1	PLTGU Gresik	452,669	-45,861	1,1738	1097,72	3737,896	741.164,51
2	PLTU Paton 1 - 2	156,847	19,018	6,7800	130,00	388144,00	575.329,17
3	PLTU Gresik	150,000	46,263	7,3680	4266,08	6240,00	811.932,00
4	PLTGU Grati	263,593	-47,138	0,3042	1855,00	148332,00	658.433,29
5	PLTU Perak	150,000	-15,748	0,0800	235,00	16950,00	54.000,00
6	PLTU Gilimanuk	140,000	52,317	1,4069	1599,00	87435,00	338.870,24
7	PLTD Pesanggaran	46,328	13,157	14,2932	1670,00	88960,00	197.003,99
8	PLTG Pesanggaran	10,000	40,399	113,900	5297,00	139560,00	203.920,00
Total		1369,437	187,4075				3.580.653,1973

Sumber : Hasil Perhitungan dengan Metode SLP

Grafik 4.2.
Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Setelah Optimasi



4.8. Perbandingan Hasil Perhitungan *Economic Load Dispatch* Sebelum dan Setelah Penggunaan Metode *Successive Linear Programming*

4.8.1. Tingkat Optimum Biaya Operasi Pembangkit

Berikut ini adalah tabel yang berisi perbandingan biaya optimum pembangkitan antara hasil perhitungan sebelum dengan sesudah optimasi.

Tabel 4.15
Perbandingan Tingkat Optimum Biaya Pembangkitan

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi (Rp/jam)	Setelah Optimasi (Rp/jam)
1	PLTGU Gresik	582.001,90	741.164,51
2	PLTU Paton 1-2	1.374.747,52	575.329,17
3	PLTU Gresik	1.219.692,33	811.932,00
4	PLTGU Grati	583.099,32	658.433,29
5	PLTU Perak	31.338,00	54.000,00
6	PLTU Gilimanuk	224.176,76	338.870,24
7	PLTD Pesanggaran	96.584,72	197.003,99
8	PLTG Pesanggaran	787.976,51	203.920,00
	Total	4.899.817,2131	3.580.653,1973

Sumber : Hasil Perhitungan dengan Metode SLP

Dari tabel tingkat optimum diatas dapat dilihat bahwa besarnya biaya operasi pembangkit sebelum optimasi adalah **Rp4.899.817,2131/jam** sedangkan besarnya biaya operasi pembangkit setelah optimasi adalah **Rp3.580.653,1973/jam**. Jadi selisih antara biaya operasi pembangkit sebelum dengan sesudah optimasi adalah **Rp1.318.963,8656/jam** atau terjadi optimasi biaya sebesar 26,9%.

4.8.2. Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus

Berikut ini adalah tabel perbandingan tingkat tegangan dan sudut tegangan pada tiap bus :

Tabel 4.16
Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus

No.	Bus	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi	
		Tegangan (pu)	Sudut Tegangan (deg)	Tegangan (pu)	Sudut Tegangan (deg)
1	1	1,01000	0,00000	1,01000	0,00000
2	2	1,01200	0,02993	1,01200	-0,12705
3	3	0,98482	-0,02337	0,98105	-0,06437
4	4	0,98240	-0,02581	0,97862	-0,06683
5	5	0,95436	-0,08915	0,96824	-0,19331
6	6	0,97925	-0,16746	0,97597	-0,24380
7	7	1,00123	0,00728	1,00096	-0,12272
8	8	0,98986	-0,02122	0,98849	-0,11000
9	9	0,99617	0,00173	0,99591	-0,12828
10	10	0,97650	-0,06690	0,97785	-0,15670
11	11	0,95943	-0,10026	0,96929	-0,19834
12	12	0,96952	-0,09243	0,97261	-0,18276
13	13	0,96568	-0,11054	0,97031	-0,20131
14	14	0,96978	-0,15537	0,96938	-0,23656
15	15	0,98097	-0,03397	0,97935	-0,06852
16	16	0,97996	-0,03845	0,97933	-0,07007
17	17	0,97743	-0,03915	0,97680	-0,07078
18	18	0,97260	-0,05342	0,97196	-0,08506
19	19	0,97356	-0,05494	0,97291	-0,08658
20	20	0,97398	-0,05812	0,97333	-0,08976
21	21	0,97978	-0,05234	0,97914	-0,08398
22	22	0,97261	-0,05968	0,97197	-0,09133
23	23	0,97395	-0,05830	0,97330	-0,08994
24	24	0,98330	-0,05037	0,98265	-0,08200
25	25	0,96986	-0,09724	0,96955	-0,10731
26	26	1,01150	-0,03066	1,01120	-0,04069
27	27	1,01072	-0,03523	1,01062	-0,04745
28	28	1,00901	-0,03436	1,00871	-0,04439
29	29	1,00846	-0,03526	1,00817	-0,04529
30	30	1,01008	-0,03275	1,00978	-0,04277
31	31	1,00639	-0,03634	1,00609	-0,04637
32	32	1,00490	-0,03766	1,00460	-0,04769
33	33	1,01066	-0,03374	1,01066	-0,04729

34	34	1,00808	-0,03895	1,00808	-0,05249
35	35	0,99800	-0,05769	0,99800	-0,07124
36	36	0,99331	-0,06535	0,99331	-0,07890
37	37	0,99088	-0,06915	0,99088	-0,08270
38	38	1,01400	0,00724	1,01400	-0,02683
39	39	1,00538	-0,02984	1,00517	-0,03611
40	40	1,00733	-0,02533	1,00733	-0,02406
41	41	1,00291	-0,03446	1,00266	-0,04230
42	42	1,00443	-0,03047	1,00386	-0,03705
43	43	1,00443	-0,03060	1,00386	-0,03718
44	44	1,00427	-0,03066	1,00370	-0,03724
45	45	0,99964	-0,04224	0,99934	-0,05373
46	46	1,00630	-0,03601	1,00600	-0,04661
47	47	0,99627	-0,05076	0,99597	-0,06226
48	48	0,99389	-0,05843	0,99359	-0,06993
49	49	0,99211	-0,06044	0,99181	-0,07194
50	50	0,99064	-0,06175	0,99034	-0,07325
51	51	0,99378	-0,05875	0,99348	-0,07025
52	52	0,99362	-0,05898	0,99331	-0,07048
53	53	0,99383	-0,05880	0,99353	-0,07030
54	54	1,00350	-0,03163	1,00293	-0,03821
55	55	1,01030	-0,03493	1,01030	-0,04847
56	56	0,96993	-0,04898	0,96928	-0,08062
57	57	1,01053	-0,03679	1,01047	-0,04936
58	58	1,00847	-0,03868	1,00841	-0,05126
59	59	1,01553	-0,07427	1,01547	-0,08685
60	60	1,02156	-0,10041	1,02150	-0,11299
61	61	1,01897	-0,10388	1,01891	-0,11646
62	62	1,03332	-0,12194	1,03326	-0,13452
63	63	1,03502	-0,13237	1,03496	-0,14496
64	64	1,03514	-0,13295	1,03508	-0,14554
65	65	1,00197	-0,04585	1,00167	-0,05588
66	66	0,99771	-0,05350	0,99741	-0,06354
67	67	0,99394	-0,05780	0,99363	-0,06784
68	68	0,96883	-0,09887	0,96852	-0,10893
69	69	0,97270	-0,09170	0,97239	-0,10176
70	70	0,98417	-0,07376	0,98387	-0,08381
71	71	1,03489	-0,13274	1,03484	-0,14533
72	72	0,99982	-0,04272	0,99953	-0,05422
73	73	0,95899	-0,10756	0,95868	-0,11763
74	74	0,96688	-0,09899	0,96656	-0,10905
75	75	0,96729	-0,09998	0,96697	-0,11005
76	76	0,96900	-0,17859	0,96900	-0,24946
77	77	0,94765	-0,25709	0,94757	-0,32940
78	78	0,94094	-0,27546	0,94081	-0,34817

4.9. Perbandingan Hasil Perhitungan Dengan Hari Lain

Tabel 4.21
Jadwal Operasi Pembangkit Thermal
di Area Region Jawa Timur - Bali

Nama Pembangkit	Selasa 21 Maret 2006		Sabtu 25 Maret 2006		Minggu 26 Maret 2006		Bahan Bakar
	10.00	19.00	10.00	19.00	10.00	19.00	
PLTGU Gresik	1	1	1	1	1	1	Gas
PLTU Paton 1 – 2	1	1	1	1	1	1	Batubara
PLTU Gresik	1	1	1	1	1	1	Gas
PLTGU Grati	1	1	1	1	1	1	Gas
PLTU Perak	1	1	1	1	1	1	Marine Fuel Oil
PLTG Gresik	0	1	0	1	0	1	High Speed Diesel
PLTG Giliwring	0	0	0	1	0	1	High Speed Diesel
PLTU Giliwring	1	1	1	1	1	1	High Speed Diesel
PLTG Pemaron	0	1	0	0	0	0	Gas
PLTD Pesanggaran	1	1	1	1	1	1	High Speed Diesel
PLTG Pesanggaran	1	1	1	1	1	1	Gas
Pembebanan (MW/h)	1534.7	3.430,4	1312.7	3.212,1	996.45	3.133,4	

Sumber : PT. PLN PJB

Keterangan :

- Pembangkit Beroperasi – 1
- Pembangkit tidak beroperasi = 0

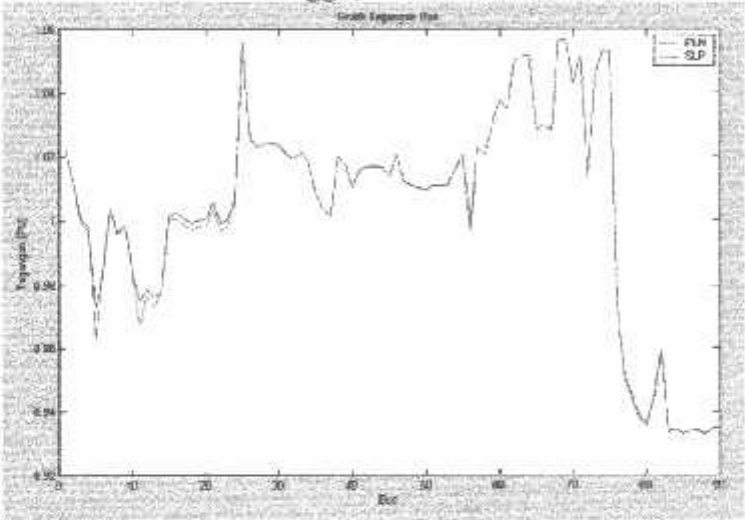
Tabel 4.22
Perbandingan data Sebelum Optimasi dengan hari yang lain

	Rabu 22 Maret 2006	Sabtu 25 Maret 2006	Minggu 26 Maret 2006
	Jam 10.00	Jam 10.00	Jam 10.00
Pembangkitan (MW/jam)	1606.017	1382.7849	1046.3602
Pembebanan (MW/jam)	1534.7	1312.7	996.45
Rugi-rugi saluran (MW/jam)	71.31698	70.08494	49.91022
Biaya Pembangkitan (Rp/jam)	7.943.802,1126	4.899.617,0629	4.161.485,7486

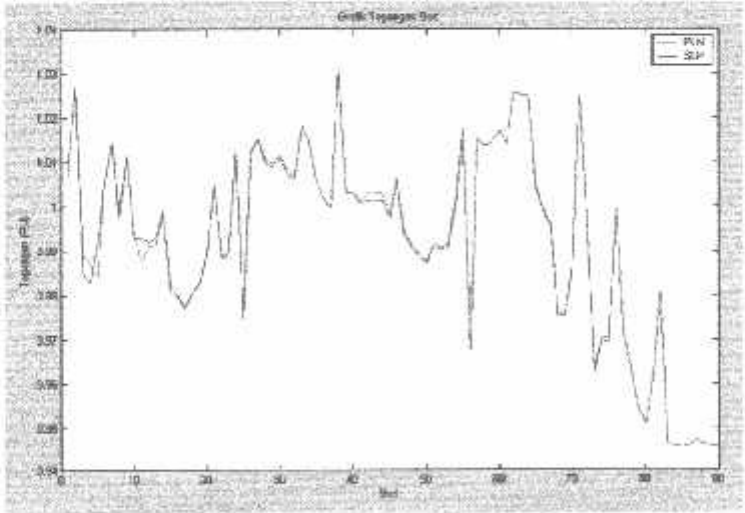
Tabel 4.23
Perbandingan data Setelah Optimasi dengan hari yang lain

	Rabu 22 Maret 2006	Sabtu 25 Maret 2006	Minggu 26 Maret 2006
	Jam 10.00	Jam 10.00	Jam 10.00
Pembangkitan (MW/jam)	1604.7443	1369.437	1043.5295
Pembebanan (MW/jam)	1534.7	1312.7	996.45
Rugi-rugi saluran (MW/jam)	70.04429	56.73703	47.07945
Biaya Pembangkitan (Rp/jam)	4.094.030,1655	3.580.653,1973	2.924.039,7343
Selisih Biaya (Rp/jam)	3.849.771,9471	1.318.963,8656	1.310.544,9609
Selisih Rugi Saluran (MW/jam)	1.27269	13.3479	2.83077

Gambar 4.11.
Perbandingan Tegangan dengan Bus
Hari Minggu, 26 Maret 2006



Gambar 4.12.
Perbandingan Tegangan dengan Bus
Hari Rabu, 22 Maret 2006



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan analisa perhitungan *economic load dispatch* pada saluran transmisi 150 kV Region Jawa Timur - Bali dengan menggunakan metode *Successive Linear Programming (SLP)* maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari hasil perhitungan load flow setelah optimasi menggunakan metode *Successive Linear Programming (SLP)* profil tegangan pada bus referensi yaitu bus 1, bus generator yaitu bus 2; 33; 38; 40; 76; 89; dan 90, bus beban 34; 35; 36; 37; 55; 84 tidak mengalami perubahan. Sedangkan pada bus beban 5; 10; 11; 12 dan 13 mengalami kenaikan tegangan. Untuk bus beban selain yang tersebut diatas mengalami penurunan tegangan.
2. Biaya operasi pembangkit dapat dioptimalkan. Biaya operasi pembangkit sebelum optimasi adalah Rp 4.899.817,2131/jam sedangkan besarnya biaya operasi pembangkit setelah optimasi adalah Rp 3.580.653,1973/jam. Jadi selisih antara biaya operasi pembangkit sebelum dengan sesudah optimasi adalah Rp 1.318.963,8656/jam atau terjadi optimasi biaya sebesar 0,269 atau 26,9%.
3. Dengan melakukan *economic load dispatch* pada saluran transmisi 150 kV Region Jawa Timur - Bali menggunakan metode *Successive Linear Programming (SLP)* ternyata rugi-rugi daya aktif saluran turun dari 70.085 MW menjadi 56.737 MW, atau terjadi Penurunan rugi-rugi sebesar 13.3479 MW atau sebesar 19.045 %.

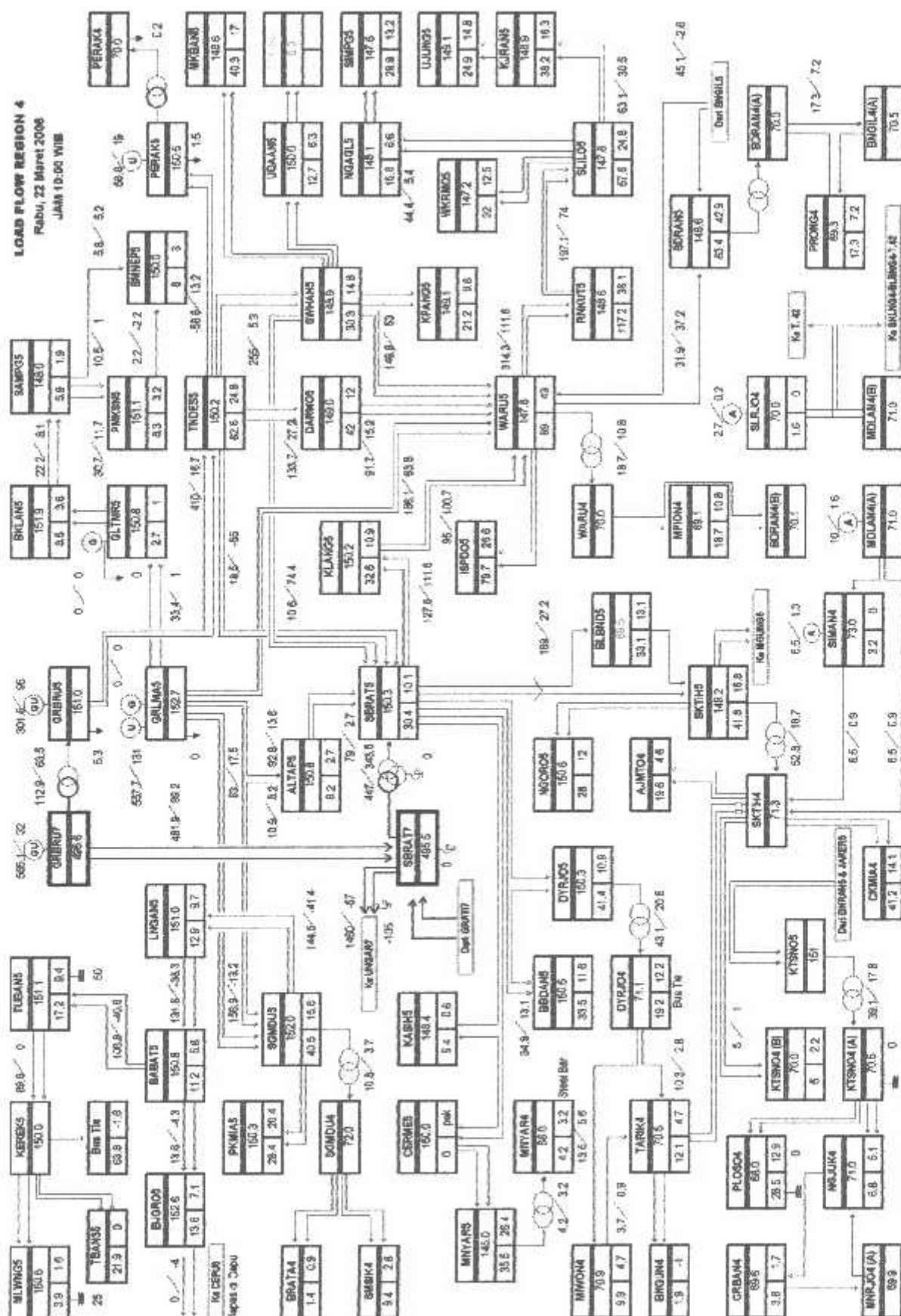
5.2. Saran

Penggunaan metode *Successive Linear Programming* (SLP) untuk menyelesaikan permasalahan *economic load dispatch* pada saluran transmisi masih perlu dikembangkan lagi terhadap sistem jaringan yang lebih luas sehingga nantinya dapat digunakan secara efektif dan efisien dalam pemecahan permasalahan pembebanan ekonomis pada saluran transmisi.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Sayah, Samir, "*Economic Load Dispatch with Security Constraint of the Algerian Power System using Successive Linear Programming*", Leonardo Journal, 2006.
 - [2]. Alammari, "*Fuzzy System Application For Identification Of Weak Buses in Power System*", Electrical Engineering Department University of Qatar, Qatar, 2002.
 - [3]. Stevenson, William D. Jr, "*Analisa System Tenaga Listrik*", Penerbit Erlangga edisi keempat, 1996.
 - [4]. Wood, Allan J. and B. F. Wollenberg, "*Power Generation, Operation, and Control*", John Willey & Sons, Inc., 1996.
 - [5]. Zuhail, "*Dasar Teknik Tenaga Listrik dan Elektronika Daya*", PT. Gramedia Utama, Jakarta, 1995.
-

bu, 22 Maret 2008
JAM 10:00 WIB



Gemiaturan Terbitan Normal

At 0.1 mg/kg body weight, the

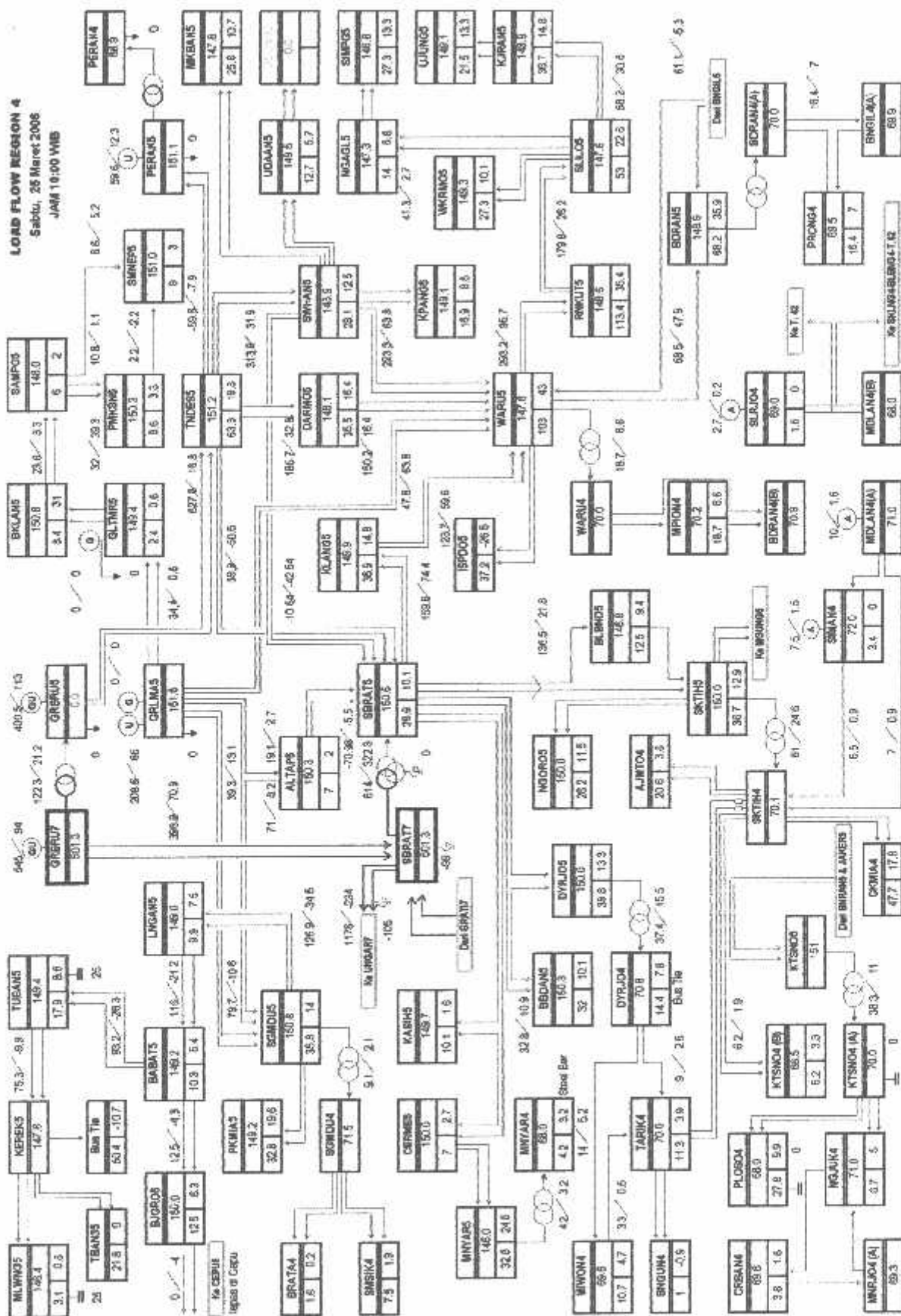
© 2001 Kluwer Academic Publishers. Printed in the Netherlands.

Radio Koperlun 160 MW

SE SMITH CHD 704V Tuff-1.2

Seban Pambangkit = netto
p. 8 harus untuk distatut

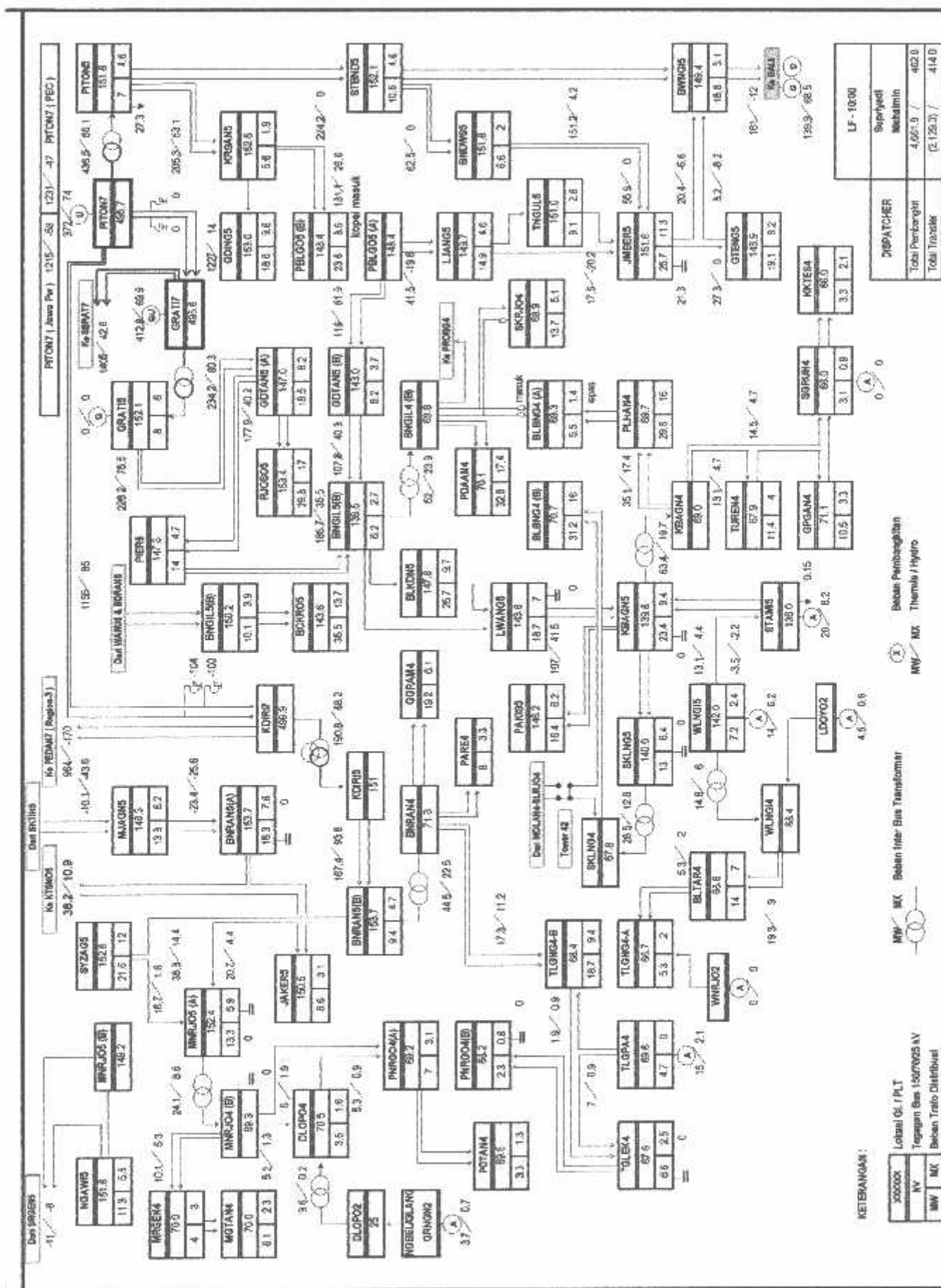
LOAD FLOW REGION 4
Sabtu, 28 Maret 2008
JAM 18:00 WIB



Penyediaan Tenaga Normal		
Gi SGM 70 kV Tarek-12	Gi Mopo Koppel Bus 150 kV	Gi Kopo Koppel Bus 70 kV
Gi Bng get 70 kV Tarek-1,2	Gi Mopo Koppel Bus 70 kV	Gi Pango Koppel Bus 70 kV
Gi Smp get 70 kV Bng-Bng-2	Gi Bng Koppel Bus 150 kV	Gi Tng Koppel Bus 70 kV

CATATAN:

Beban Pembangkit = netto
P.S hanya untuk diteliti

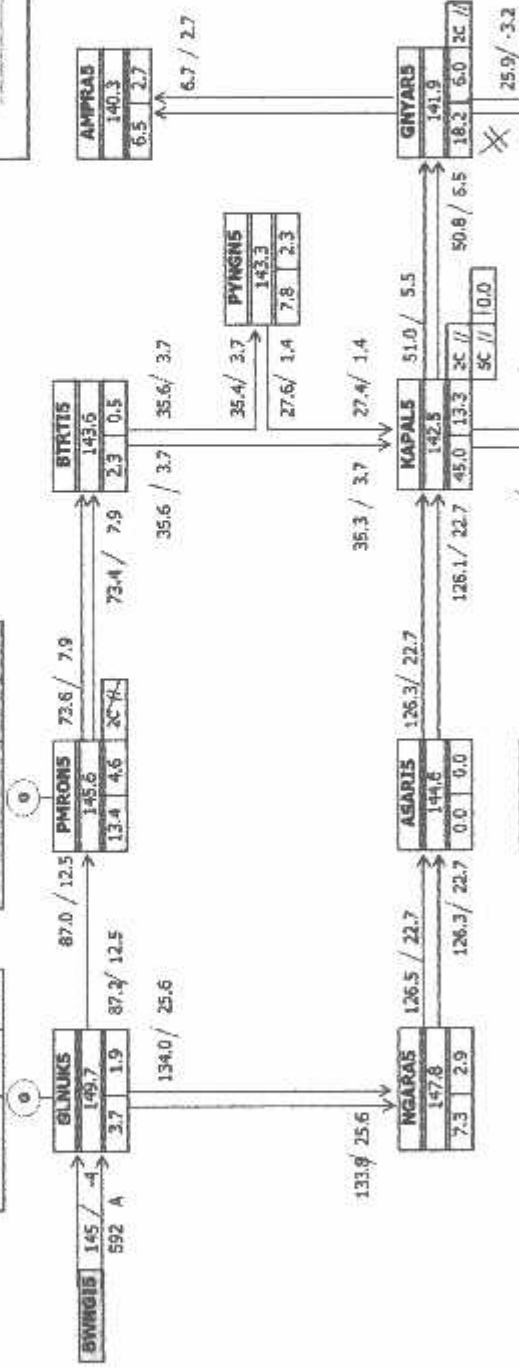


[illegible]

Beban Peningkat = netto
P.S. hanya untuk diketahui.

PLTG 1 & 2 : 79,9 44,0

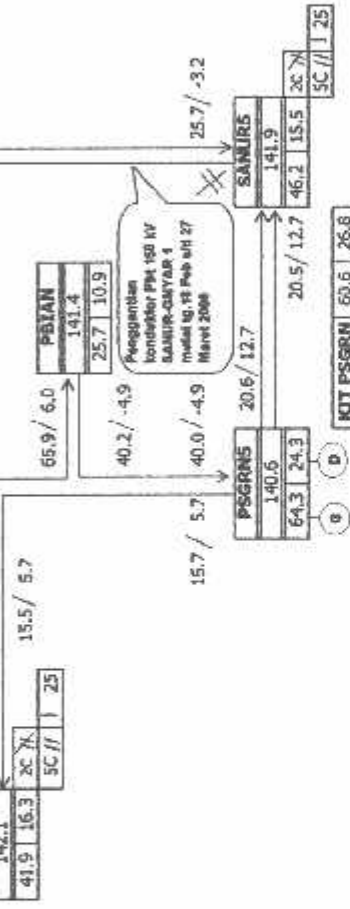
PLTG 1 & 2 : 0,0 0,0



OLS 150KV GUNUNG - BUNGGI pk.: 11.00 WITA		
1 SEC KAPAL	790 Amp	23,6 MW
1 SEC PMORIS	112 Amp	3,3 MW
1 SEC NGARA	75 Amp	2,2 MW
1 SEC GUYAR	80 Amp	2,4 MW
4 SEC KAPAL	89 Amp	2,7 MW
4 SEC NSDUAS	880 Amp	26,3 MW
5 SEC PMORIS	88 Amp	2,6 MW
5 SEC PSGRN	1375 Amp	41,1 MW
SUB TOTAL1 SEC	1057 Amp	31,6 MW
SUB TOTAL4 SEC	969 Amp	29,0 MW
SUB TOTAL5 SEC	1463 Amp	43,7 MW
TOTAL	3489 Amp	104,3 MW

UFR TERPASANG Island GUNUNG		
48,3 Hz	176 Amp	5,3 MW
48,4 Hz	403 Amp	12,0 MW
48,3 Hz	1652 Amp	49,4 MW
TOTAL	2231 Amp	66,7 MW

UFR 48,3 Hz terpasang Island PSGRN		
PSGRN	504 Amp	15,1 MW
NSDUAS	497 Amp	14,9 MW
TOTAL	1001 Amp	29,9 MW



PUKUL : 11.00 WITA									
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP	GI		
GUNUNG	1	20,5	12	3,7	1,9	WARSO			
NGARA	1	20,4	7	2,7	1,1	RAKA			
ASARIS	1	-	-	-	-	ANTIK			
PMORIS	1	20,4	13	5,9	2,4	WIDYATNO			
BTRTIS	1	20,3	12	2,3	0,5	HACI			
KAPAL	1	20,5	17	9,8	0,5	OP. GIPAT			
	2	20,3	17	9,0	3,0				
	3	20,5	15	13,7	5,5				
	4	20,4	15	12,5	4,3				
GUYAR	1	20,5	15	7,2	1,5	ISWANTO			
	2	20,5	15	11,0	4,5				
AMPRA	1	20,5	14	3,5	1,7	ANDI			
	2	20,5	14	3,0	1,0				
SANUR	1	20,2	14	13,5	2,8	OP. ABD			
	2	20,4	16	10,0	3,5				
	3	20,4	16	22,7	9,2				
PSGRN	1	20,5	16	8,1	4,0	KARYAWAN			
	2	20,5	14	28,1	10,9				
	3	20,5	14	28,1	9,4				
	4	20,4	17	16,2	4,5				
NSDUAS	1	20,4	16	12,0	6,2	JOKO			
	2	20,4	16	13,7	5,6				
PBIAN	1	-	-	-	-				
	2	-	-	-	-				
PYNGN	1	20,4	13	7,8	2,3	SUKARTA			

BUS SECTION		76,8	33,0	384	A
BSB5 : 2 - 3		55,2	25,4		
PLTD : 3		4,4	1,4		
BSA5 : 1-4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11		-	-		
PLTD :		-	-		

ISLAND PSGRN pk.: 09.00 WITA		
f: 48,3 Hz	1289 Amp	38,5 MW
1878 Amp		
56,2 MW		

ISLAND PSGRN pk.: 11.00		
f: 48,3 Hz	1503 Amp	44,9 MW
2,150 Amp		
64,3 MW		

Pembangkit BALI & SC		140,5	120,8
Total Transfer		145,0	-4,0
Capasitor / MSC		-	50,0
Distribusi BALI		285,5	116,8
Keterangan :			
DISPATCHER : PK 08.00 ~ 15.00			
1	ACH. BUDHIMAN		
2	ARINAN		

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

[illegible]

2. UPT GreaiK

[illegible]

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

[illegible]

3. UPT Mojokerto

3. UPT Mojokerto		3. UPT Mojokerto																			
1	KRIAN7	GRAT7	70.900	GANNET	382.84	2770	2000	2000	0.0291	0.2916	4.0460	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0007	0.0080	2.396.82	
1	KRIAN7	GRAT7	70.900	GANNET	382.84	2770	2000	2000	0.0291	0.2916	4.0460	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0007	0.0080	2.396.82	
1	KRIAN7	UNGAR7	121.800	GANNET	327.94	2278	2000	2000	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0014	0.0137	2.0089	
1	KRIAN7	UNGAR7	121.800	GANNET	327.94	2278	2000	2000	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0014	0.0137	2.0089	
1	KRIAN7	GRAT7	23.000	GANNET	327.94	2078	2000	2000	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	KRIAN7	GRAT7	23.000	GANNET	327.94	2078	2000	2000	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	KUTAN7	7.950	ACSR	2 x 330 mm ²	1480	1500	1600	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	KUTAN7	7.950	ACSR	2 x 330 mm ²	1480	1500	1600	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	CEKRES	20.540	ACSR	2 x 330 mm ²	1480	1500	1600	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003	0.0026	1.799.55	
1	SEPARAT	AFRANAS	7.220	ACSR	2 x 340 mm ²	1480	1600	1800	0.0295	0.2915	4.0320	1.7798	19.9087	287.0741	19.9881	2.500.000	0.0380	0.0003			

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

Jml Sisi	Dati	Ar sisi	W sisi	Cada Paigantur			Jenis	Jarak (m)	Tipe CT		Tipe WT		R (Ohm)	X (Ohm)	B (MVA)	Z base (Ohm)	Z act (Ohm)	R par (Ohm)	X par (Ohm)	B pu (Ohm)	Daya (MVA)
				Man (Amp)	Tag (m)	Jarak (m)			Dist	Ke	Dist	Ke									

4. UPT Madura

GLUR5	1	150	18.340	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	2.2380	8.4604	47.0592	6.8562	0.0306	0.0099	0.0106	167.5710
GLUR5	2	150	18.340	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	2.2380	8.4604	47.0592	6.8562	0.0306	0.0099	0.0106	167.5710
GLUR5	1	160	2.700	ACSR HAWK	240 MCM	645	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0.1370	0.3665	2.8600	0.3680	1.0706	7.7760	1.1329	0.0050	0.0016	0.0017	167.5710
GLUR5	1	160	4.040	DFC	3 x 300 mm ²	645	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0.0826	0.1270	2.8600	0.3337	0.6131	323.2000	0.6121	0.0027	0.0015	0.0023	120.0278
GLUR5	2	160	2.700	ACSR HAWK	240 MCM	645	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0.1370	0.3665	2.8600	0.3680	1.0706	7.7760	1.1329	0.0050	0.0016	0.0017	167.5710
GLUR5	2	160	4.040	DFC	3 x 300 mm ²	645	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0.0826	0.1270	2.8600	0.3337	0.6131	323.2000	0.6121	0.0027	0.0015	0.0023	120.0278
GLUR5	1	150	47.700	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	2.1920	8.3456	46.0600	6.7136	0.0298	0.0097	0.0104	167.5710
GLUR5	2	150	47.700	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	2.1920	8.3456	46.0600	6.7136	0.0298	0.0097	0.0104	167.5710
GLUR5	1	160	26.465	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	6.6349	18.9178	137.3780	20.0147	0.0890	0.0390	0.0409	167.5710
GLUR5	2	160	26.465	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	6.6349	18.9178	137.3780	20.0147	0.0890	0.0390	0.0409	167.5710
PKSANS	1	150	25.744	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	8.2730	19.1586	131.8694	11.1004	0.0483	0.0278	0.0287	167.5710
PKSANS	2	150	25.744	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	8.2730	19.1586	131.8694	11.1004	0.0483	0.0278	0.0287	167.5710
PKSANS	1	150	25.744	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	3.6269	10.2101	74.1427	10.8021	0.0483	0.0157	0.0167	167.5710
PKSANS	2	150	25.744	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	3.6269	10.2101	74.1427	10.8021	0.0483	0.0157	0.0167	167.5710
PKSANS	1	150	25.744	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	16.4322	47.5894	345.4358	90.3276	0.2237	0.0730	0.0777	167.5710
PKSANS	2	150	25.744	ACSR HAWK	240 MCM	645	800	800	800	800	800	800	0.1370	0.3665	2.8600	16.4322	47.5894	345.4358	90.3276	0.2237	0.0730	0.0777	167.5710

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

Jenis Sinar	Datar	Ked. Sinar	No. Sinar	Data Pengukuran			Jarak (km)	Jenis	Jumlah Sampel	Tipe CT		R (ohm/km)	X (ohm/km)	R (ohm)	X (ohm)	Z act (ohm)	Z term (ohm)	2 pi (ohm)	R pi (ohm)	X pi (ohm)	B pi (ohm)	Days (hr/da)
				Teg (V)	Teg (V)	Teg (V)				Darf	Darf											
							10	m				0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

7. UPT Jember

1	PELOD6	JANG6	1	150	51.892	ACSR DOME	330 mm ²	740	600	600	800	0.1172	0.4005	2.8530	8.0643	20.8923	147.4773	21.5510	0.0558	0.0269	0.0520	0.0332	192.2520
1	PELOD6	JANG6	2	150	51.892	ACSR DOME	330 mm ²	740	600	600	800	0.1172	0.4003	2.8530	8.0643	20.8923	147.4773	21.5510	0.0558	0.0269	0.0520	0.0332	192.2520
1	LAHNG6	TGJUL6	1	150	30.080	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	1250	0.1172	0.4003	2.8530	3.7598	12.8416	91.5242	13.9807	0.0696	0.0167	0.0871	0.0206	192.2520
1	LAHNG6	JANG6	1	150	60.530	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	1250	0.1172	0.4003	2.8530	7.0941	24.2322	172.6321	25.2473	0.0315	0.0315	0.1077	0.0388	192.2520
1	TGJUL6	JANG6	1	150	28.453	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	800	0.1172	0.4003	2.8530	3.3343	11.3686	81.1679	11.6966	0.0527	0.0148	0.0506	0.0183	192.2520
1	JANG6	JANG6	1	150	82.596	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	1250	0.1172	0.4003	2.8530	9.8801	25.6026	256.8458	34.4507	0.1531	0.0430	0.1469	0.0550	192.2520
1	JANG6	TGJUL6	1	150	64.728	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	1250	0.1172	0.4003	2.8530	7.8838	18.8119	184.8119	28.3940	0.1200	0.0537	0.1151	0.0415	192.2520
1	BOWSC6	JANG6	1	150	38.892	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	800	0.1172	0.4003	2.8530	4.6484	15.8187	113.1557	16.5452	0.0735	0.0207	0.0706	0.0256	192.2520
1	BOWSC6	JANG6	2	150	38.892	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	1500	0.1172	0.4003	2.8530	4.6484	15.8187	113.1557	16.5452	0.0735	0.0207	0.0706	0.0256	192.2520
1	STBDC6	PITCN6	1	150	55.433	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm ²	1620	2000	2000	1250	0.3670	0.2607	4.0203	21.4526	15.9600	222.8573	28.5115	0.1176	0.0853	0.0882	0.0502	420.8760
1	STBDC6	PITCN6	2	150	55.433	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm ²	1620	2000	2000	1250	0.3670	0.2607	4.0203	21.4526	15.9600	222.8573	28.5115	0.1176	0.0853	0.0882	0.0502	420.8760
1	STBDC6	BOWSC6	1	150	34.786	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	800	0.1172	0.4003	2.8530	4.0789	13.8246	99.2445	14.5764	0.0645	0.0181	0.0819	0.0223	192.2520
1	STBDC6	BOWSC6	2	150	34.786	ACSR AW	330 mm ²	740	600	600	1600	0.1172	0.4003	2.8530	4.0789	13.8246	99.2445	14.5764	0.0645	0.0181	0.0819	0.0223	192.2520
1	STBDC6	BWNG6	1	150	74.200	ACSR DOME	2 x 340 mm ²	1200	600	600	1600	0.0686	0.2815	4.0740	4.3481	20.8875	302.2908	21.3351	0.0944	0.0181	0.0819	0.0223	192.2520
1	STBDC6	BWNG6	2	150	74.200	ACSR DOME	2 x 340 mm ²	1200	600	600	1600	0.0686	0.2815	4.0740	4.3481	20.8875	302.2908	21.3351	0.0944	0.0181	0.0819	0.0223	192.2520
1	STBDC6	BWNG6	1	150	33.560	ACSR DOME	330 mm ²	740	600	600	1250	0.1172	0.4003	2.8530	3.9788	13.5942	96.8894	14.1907	0.0629	0.0048	0.0017	0.0042	170.1690
1	BWNG6	KTPNG6	1	150	7.962	ACSR HAWK	477 MM	655	600	600	800	0.1370	0.3866	2.8600	1.0846	3.1688	22.0112	3.3626	0.0231	0.0017	0.0017	0.3734	129.9000
1	BWNG6	KTPNG6	1 (11)	150	4.471	SUBMARINE CABLE	330 mm ²	600	600	600	800	0.0870	0.1310	73.0000	0.3690	0.0667	326.3630	7.7931	0.0048	0.0017	0.0017	0.3734	129.9000
1	BWNG6	KTP-GLM	1 (jamb)	150	4.429	OSL	300 mm ²	465	600	600	800	0.1370	0.3866	2.8600	1.0846	3.1688	22.0112	3.3626	0.0231	0.0048	0.0017	0.3734	129.9000
1	BWNG6	KTPNG6	2	150	7.960	ACSR HAWK	477 MM	655	600	600	800	0.1370	0.3866	2.8600	1.0846	3.1688	22.0112	3.3626	0.0231	0.0048	0.0017	0.3734	129.9000
1	BWNG6	KTP-GLM	1 (-0)	150	4.380	SUBMARINE CABLE	300 mm ²	500	600	600	800	0.0870	0.1310	73.0000	0.3690	0.0667	326.3630	7.7931	0.0048	0.0017	0.0017	0.3734	129.9000
1	BWNG6	KTP-GLM	1 (lamb)	150	4.280	OSL	300 mm ²	485	600	600	800	0.1370	0.3866	2.8600	1.0846	3.1688	22.0112	3.3626	0.0231	0.0048	0.0017	0.3734	129.9000

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

[illegible]

9. UPT Kediti

[illegible]

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

Jml Sudut	Duri	Ks	Mn Sudut	Data Pengalihan		1 Vektor		Tap CT		Tap MT		R (Ohm)	X (Ohm)	B (MVar)	R (Ohm)	Z (Ohm)	Z base (Ohm)	Z pu (Ohm)	R pu (Ohm)	X pu (Ohm)	B pu (Ohm)	Days (MVA)
				Tag (K)	Jarak (Km)	Amper	Angka	Dari	Ke	Dari	Ke											
																						(13)-(13)KCT/13/1000

8. UPT Kediri

1	KORIB	TLG03	1	30	27.751	35	204										11.5000					10.3920
1	KORIB	TLG03	2	30	27.791	35	200										9.0000					10.3920
1	TLG03	BLT05	1	30	28.751	10	230										9.0000					11.3508
1	TLG03	BLT05	2	30	28.791	10	230										9.0000					11.3508
1	TLG03	TLG03	1	30	32.884	10	230										9.0000					11.3508
1	PAREP	MDL05	1	30	21.630	10	230										9.0000					11.3508
1	PAREP	MDL05	2	30	21.630	10	230										9.0000					11.3508
1	BMPRAN	KTSN05	1	150	15.808	2 x 477	1620	800	800	800	800	1.8700	8.1570	46.4424	8.4347	225.0000	0.0296	0.0083	0.0274	0.0105	0.0105	420.8760
1	KTSN06	JKT055	1	150	15.808	2 x 477	1620	800	800	800	800	1.8700	5.1570	46.4424	6.4347	225.0000	0.0296	0.0083	0.0274	0.0105	0.0105	420.8760
1	BMPRAN	MNRJ06	1	150	47.330	330	740	600	800	1250	800	4.2028	18.2694	140.3335	18.7496	225.0000	0.0633	0.0187	0.0812	0.0316	0.0316	182.2520
1	BMPRAN	MGLU05	1	150	2.800	2168	1620	800	800	1250	800	0.1006	0.7296	10.4268	0.7367	225.0000	0.0033	0.0004	0.0052	0.0024	0.0024	420.8760
1	MGLU06	MNRJ05	1	150	47.330	330	740	600	800	1250	800	4.2028	18.2694	140.3335	18.7496	225.0000	0.0633	0.0187	0.0812	0.0316	0.0316	182.2520

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

Jmlt Samp	Duri	No Girih	No Girih	Data Pengalasan		Nom Amp	Tap CT	Tap MT	R (ohm/m)	X (ohm/m)	R (ohm)	X (ohm)	B (ohm)	Z act (ohm)	Z pu (ohm)	R pu (ohm)	X pu (ohm)	B pu (ohm)	Detai (MVA)
				Salah	Pengalasan		Dari	Dari											
																			(150-1000) 1720000
																			(150-1000) 1720000

Sub Region Ball

1	GLJMS	CH GLJUK	1	150	1.720	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GLJMS	CH GLJUK	2	150	1.720	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	CH GLJUK	CH KTRNG	2	150	4.200	OPC	3 x 300 mm ²	462	800	800	0.3670	0.1310	73.0000	0.3654	0.3502	306.0000	0.0005	225.0000	0.0028	0.0016	0.0024	0.0000	120.0275	
1	CH GLJUK	CH KTRNG	2	150	4.200	OPC	3 x 300 mm ²	462	800	800	0.3670	0.1310	73.0000	0.3654	0.3502	306.0000	0.0005	225.0000	0.0028	0.0016	0.0024	0.0000	120.0275	
1	GLJMS	NGPMS	1	150	38.040	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GLJMS	NGPMS	2	150	38.040	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GLJMS	NGPMS	1	150	75.900	ACSR HAWK	2 x 477 MCM	1290	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GLJMS	NGPMS	2	150	75.900	ACSR HAWK	2 x 477 MCM	1290	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	NGPMS	ASARS	1	150	44.600	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	NGPMS	ASARS	2	150	44.600	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	ANSRS	1	150	23.310	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	ANSRS	2	150	23.310	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	GNPMS	1	150	19.210	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	GNPMS	2	150	19.210	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	NSDUAS	1	150	25.910	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	400	400	0.2136	0.4080	2.7950	0.4654	0.6315	57.8371	8.6267	225.0000	0.0428	0.0168	0.0379	0.0130	103.8200	
1	KAPALS	NSDUAS	2	150	0.990	OLEO XLPE	3 x 240 mm ²	400	400	400	0.0870	0.1320	73.0000	0.0835	0.1267	70.0800	0.1518	0.3160	5.1768	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010
1	KAPALS	BRITE	1	150	38.170	TACSR	160 mm ²	400	800	800	0.1370	0.3670	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	BRITE	2	150	21.700	TACSR	160 mm ²	400	800	800	0.1370	0.3670	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	PHGMS	1	150	28.010	TACSR	160 mm ²	400	800	800	0.1370	0.3670	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	BRITS	PHGMS	1	150	16.620	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	200	1000	0.2136	0.4080	2.7950	0.4654	0.6315	57.8371	8.6267	225.0000	0.0428	0.0168	0.0379	0.0130	103.8200	
1	GNPMS	SAHURS	1	150	16.360	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3670	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GNPMS	SAHURS	2	150	33.760	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800	0.1370	0.3670	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GNPMS	AMPRAS	1	150	7.790	ACSR HAWK	477 MCM	645	1000	1000	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GNPMS	AMPRAS	2	150	7.790	ACSR HAWK	477 MCM	645	1000	1000	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	SAHURS	AGPMS	1	150	13.410	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	400	400	0.2136	0.4080	2.7950	0.4654	0.6315	57.8371	8.6267	225.0000	0.0428	0.0168	0.0379	0.0130	103.8200	
1	SAHURS	AGPMS	2	150	13.410	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	400	400	0.2136	0.4080	2.7950	0.4654	0.6315	57.8371	8.6267	225.0000	0.0428	0.0168	0.0379	0.0130	103.8200	
1	NSDUAS	PGPMS	1	150	1.200	XLPE	3 x 240 mm ²	400	200	200	0.0870	0.1320	73.0000	0.0835	0.1267	70.0800	0.1518	0.3160	5.1768	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010
1	NSDUAS	PGPMS	2	150	1.200	XLPE	3 x 240 mm ²	400	200	200	0.0870	0.1320	73.0000	0.0835	0.1267	70.0800	0.1518	0.3160	5.1768	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010
1	BRITS	PARONS	1	150	18.280	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	200	200	0.2136	0.4080	2.7950	0.4654	0.6315	57.8371	8.6267	225.0000	0.0428	0.0168	0.0379	0.0130	103.8200	
1	BRITS	PARONS	2	150	18.280	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	200	200	0.2136	0.4080	2.7950	0.4654	0.6315	57.8371	8.6267	225.0000	0.0428	0.0168	0.0379	0.0130	103.8200	
1	KAPALS	PGPMS	1	150	9.170	ACSR HAWK	477 MCM	645	400	1000	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	
1	PGPMS	PGPMS	1	150	1.900	ACSR HAWK	477 MCM	645	400	1000	0.1370	0.3666	2.8800	0.2358	0.8622	4.8636	3.7217	225.0000	0.0032	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710	

LISTING PROGRAM DAN DATA

rogram SLP
NDY TRI PURWANTORO
M : 01.12.076
ISTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

TA :Sabtu, 25 Maret 2006

ise=150.00;
nst=1000;
ise=100.00;
nst=1000000;
Param=1; %jika pu TypParam=1 jika ohm TypParam=2
bal Pbase

	absv pu	sudv deg	Pgen MW	Qgen MVAR	Pload MW	Qload MVAR	Sup pu	TypBus
s=[	1.01000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00000	1;%1
	1.01200	0.00000	372.000	0.000	34.000	4.600	0.00000	2;%2
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	19.000	8.200	0.00000	3;%3
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	30.000	17.000	0.00000	3;%4
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	11.000	4.800	0.00000	3;%5
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	19.000	5.100	0.00000	3;%6
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	5.600	1.900	0.00000	3;%7
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00000	3;%8
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	19.000	9.800	0.00000	3;%9
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	15.000	4.600	0.00000	3;%10
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	6.600	2.000	0.00000	3;%11
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	9.100	2.800	0.00000	3;%12
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	26.000	11.000	0.00000	3;%13
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	19.000	8.200	0.00000	3;%14
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	14.000	4.700	0.00000	3;%15
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	6.200	2.700	0.00000	3;%16
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	36.000	14.000	0.00000	3;%17
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	26.000	9.700	0.00000	3;%18
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	19.000	7.000	0.00000	3;%19
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	23.000	9.400	0.00000	3;%20
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	-19.800	-8.200	0.00000	3;%21
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	6.400	0.00000	3;%22
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	2.100	1.200	0.00000	3;%23
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	-6.800	-3.800	0.00000	3;%24
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	8.600	3.100	0.00000	3;%25
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	-585.000	-312.000	0.00000	3;%26
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	7.000	2.000	0.00000	3;%27
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	40.000	13.000	0.00000	3;%28
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	32.000	10.000	0.00000	3;%29
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	10.000	1.600	0.00000	3;%30
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	7.000	2.700	0.00000	3;%31
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	33.000	25.000	0.00000	3;%32
	1.01066	0.00000	209.000	0.000	0.000	0.000	0.00000	2;%33
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	8.400	3.100	0.00000	3;%34
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	6.000	2.000	0.00000	3;%35
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	8.600	3.300	0.00000	3;%36
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	9.000	3.000	0.00000	3;%37
	1.01400	0.00000	226.000	0.000	7.600	5.200	0.00000	2;%38
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	63.000	20.000	0.00000	3;%39
	1.00733	0.00000	60.000	0.000	0.000	0.000	0.00000	2;%40
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	36.000	16.000	0.00000	3;%41
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	28.000	13.000	0.00000	3;%42
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	5.700	0.00000	3;%43
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	17.000	8.600	0.00000	3;%44
	1.00000	0.00000	0.000	0.000	103.000	43.000	0.00000	3;%45

LISTING PROGRAM DAN DATA

1.00000	0.00000	0.000	0.000	36.000	15.000	0.00000	3;%46
1.00000	0.00000	0.000	0.000	113.000	35.000	0.00000	3;%47
1.00000	0.00000	0.000	0.000	53.000	23.000	0.00000	3;%48
1.00000	0.00000	0.000	0.000	37.000	15.000	0.00000	3;%49
1.00000	0.00000	0.000	0.000	22.000	13.000	0.00000	3;%50
1.00000	0.00000	0.000	0.000	14.000	5.800	0.00000	3;%51
1.00000	0.00000	0.000	0.000	27.000	13.000	0.00000	3;%52
1.00000	0.00000	0.000	0.000	27.000	10.000	0.00000	3;%53
1.00000	0.00000	0.000	0.000	26.000	11.000	0.00000	3;%54
1.00000	0.00000	0.000	0.000	2.400	0.800	0.00000	3;%55
1.00000	0.00000	0.000	0.000	68.000	36.000	0.00000	3;%56
1.00000	0.00000	0.000	0.000	36.000	14.000	0.00000	3;%57
1.00000	0.00000	0.000	0.000	33.000	20.000	0.00000	3;%58
1.00000	0.00000	0.000	0.000	9.900	7.500	0.00000	3;%59
1.00000	0.00000	0.000	0.000	10.000	5.400	0.00000	3;%60
1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	6.300	0.00000	3;%61
1.00000	0.00000	0.000	50.000	18.000	8.600	0.00000	3;%62
1.00000	0.00000	0.000	0.000	53.000	-11.000	0.00000	3;%63
1.00000	0.00000	0.000	25.000	3.100	0.800	0.00000	3;%64
1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	9.400	0.00000	3;%65
1.00000	0.00000	0.000	0.000	37.000	13.000	0.00000	3;%66
1.00000	0.00000	0.000	0.000	26.000	12.000	0.00000	3;%67
1.00000	0.00000	0.000	0.000	38.000	11.000	0.00000	3;%68
1.00000	0.00000	0.000	0.000	10.300	5.100	0.00000	3;%69
1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	6.200	0.00000	3;%70
1.00000	0.00000	0.000	0.000	22.000	0.000	0.00000	3;%71
1.00000	0.00000	0.000	0.000	37.000	-27.000	0.00000	3;%72
1.00000	0.00000	0.000	0.000	22.000	12.000	0.00000	3;%73
1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	6.900	0.00000	3;%74
1.00000	0.00000	0.000	0.000	11.000	5.500	0.00000	3;%75
0.969000	0.00000	79.900	0.000	3.600	1.400	0.00000	2;%76
1.00000	0.00000	0.000	0.000	12.800	3.900	0.00000	3;%77
1.00000	0.00000	0.000	0.000	2.200	0.400	0.00000	3;%78
1.00000	0.00000	0.000	0.000	7.800	2.000	0.00000	3;%79
1.00000	0.00000	0.000	0.000	42.700	14.000	0.00000	3;%80
1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00000	3;%81
1.00000	0.00000	0.000	0.000	7.200	3.000	0.00000	3;%82
1.00000	0.00000	0.000	0.000	27.300	9.400	0.00000	3;%83
1.00000	0.00000	0.000	0.000	66.800	25.700	0.00000	3;%84
1.00000	0.00000	0.000	25.000	44.600	17.300	0.00000	3;%85
1.00000	0.00000	0.000	25.000	52.300	14.800	0.00000	3;%86
1.00000	0.00000	0.000	0.000	17.800	5.700	0.00000	3;%87
1.00000	0.00000	0.000	0.000	5.700	2.600	0.00000	3;%88
0.933333	0.00000	4.400	0.000	0.000	0.000	0.00000	2;%89
0.933333	0.00000	55.700	0.000	0.000	0.000	0.00000	2;%90

Bus, Beban, Cap]=DecodeBus(Bus);
 loba1 Nbus Beban Cap

from	to	R pu	X pu	B pu	Tap	TapPh	SudPh deg	Kap Sal MVA
1	39	0.00200	0.00790	0.01360	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
2	5	0.04770	0.03460	0.05020	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
2	7	0.00530	0.01800	0.01300	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
3	4	0.00280	0.00940	0.00670	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
8	3	0.00880	0.03010	0.02170	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
3	15	0.00990	0.00720	0.01040	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
3	16	0.00440	0.01500	0.01080	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
38	3	0.01560	0.01150	0.01670	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
5	6	0.00970	0.04640	0.06800	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;
5	11	0.00910	0.03100	0.02230	0.00000	0.00000	0.00000	1000.00;

LISTING PROGRAM DAN DATA

```

51 52 0.00050 0.00090 0.09820 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
57 58 0.00210 0.00710 0.00500 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
57 59 0.00860 0.02480 0.01820 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
59 60 0.00640 0.01850 0.01360 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
60 61 0.01080 0.03110 0.02280 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
60 62 0.00420 0.02000 0.02920 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
62 63 0.00370 0.01250 0.00900 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
63 64 0.00240 0.00080 0.00580 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
63 71 0.00060 0.00180 0.00120 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
65 66 0.00170 0.00830 0.00310 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
66 67 0.00660 0.01910 0.01420 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
66 70 0.00550 0.01870 0.01340 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
69 68 0.00830 0.02740 0.00530 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
69 70 0.00540 0.01820 0.01220 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
69 74 0.00640 0.02180 0.00370 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
69 75 0.02470 0.08420 0.01520 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
73 74 0.01240 0.04250 0.00770 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
74 75 0.02700 0.09210 0.01660 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
 6 76 0.00700 0.00120 0.00030 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
76 77 0.02310 0.06900 0.02380 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
76 82 0.01160 0.03360 0.02480 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
77 78 0.00920 0.01750 0.01200 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
78 79 0.01710 0.04940 0.00910 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
78 80 0.02320 0.06730 0.01240 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
79 80 0.01320 0.03830 0.00710 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
80 81 0.00710 0.02060 0.01520 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
80 83 0.00560 0.01610 0.00300 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
80 85 0.01990 0.03790 0.00650 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
80 87 0.00590 0.01690 0.01260 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
81 82 0.01350 0.03920 0.02880 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
83 84 0.00460 0.01340 0.00250 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
84 85 0.01270 0.02430 0.00420 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
84 86 0.00280 0.00690 0.00480 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
86 87 0.00610 0.01470 0.01040 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
87 88 0.01030 0.02730 0.02200 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
89 84 0.00060 0.00080 0.00010 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00;
90 84 0.00060 0.00080 0.00010 0.00000 0.00000 0.00000 1000.00];

```

```

isa[Z,Lc,Tr,CapSa]=Decodesaluran(Nbus,Sa);
loba[Nsa] Z Lc Tr CapSa

```

bus	Qmin MVAR	Qmax MVAR	a	b	c	fix	var	Pmin MW	Pmax MW
1	-480.00	480.00	1.1738	1097.72	3737.896	0.73	5.10	140.0	600.00;
2	-640.00	640.00	6.7800	130.00	388144.000	1.03	7.20	140.0	800.00;
33	-480.00	480.00	7.3680	4266.08	6240.000	1.03	7.20	150.0	600.00;
38	-841.60	841.60	0.3042	1855.00	148332.000	1.03	7.20	145.0	1052.00;
40	-120.00	120.00	0.0800	235.00	16950.000	1.03	7.20	25.0	150.00;
76	-112.00	112.00	1.4069	1599.00	87435.000	1.03	7.20	25.0	140.00;
89	-40.00	40.00	14.2932	1670.00	88960.000	1.03	7.20	3.0	50.00;
90	-60.00	60.00	113.9000	5297.00	139560.000	1.03	7.20	10.0	75.00];

```

lobal Gen
ulai=cputime;
v,ite,Alir,Sg,SL,SumG,SumL,Rr,RugiS,Pk]=NewtonPolar(Nbus,Z,Lc,Tr,Cap,Beban,Pbase);
l=real(v);
ost=HitungTotalCostGen(Sg);
ostPLN=HitungCostPgenDetail(Nbus,Sg);
gen=length(CostPLN);
lesai=cputime;
lang=lesai-mulai;

```

LISTING PROGRAM DAN DATA

```

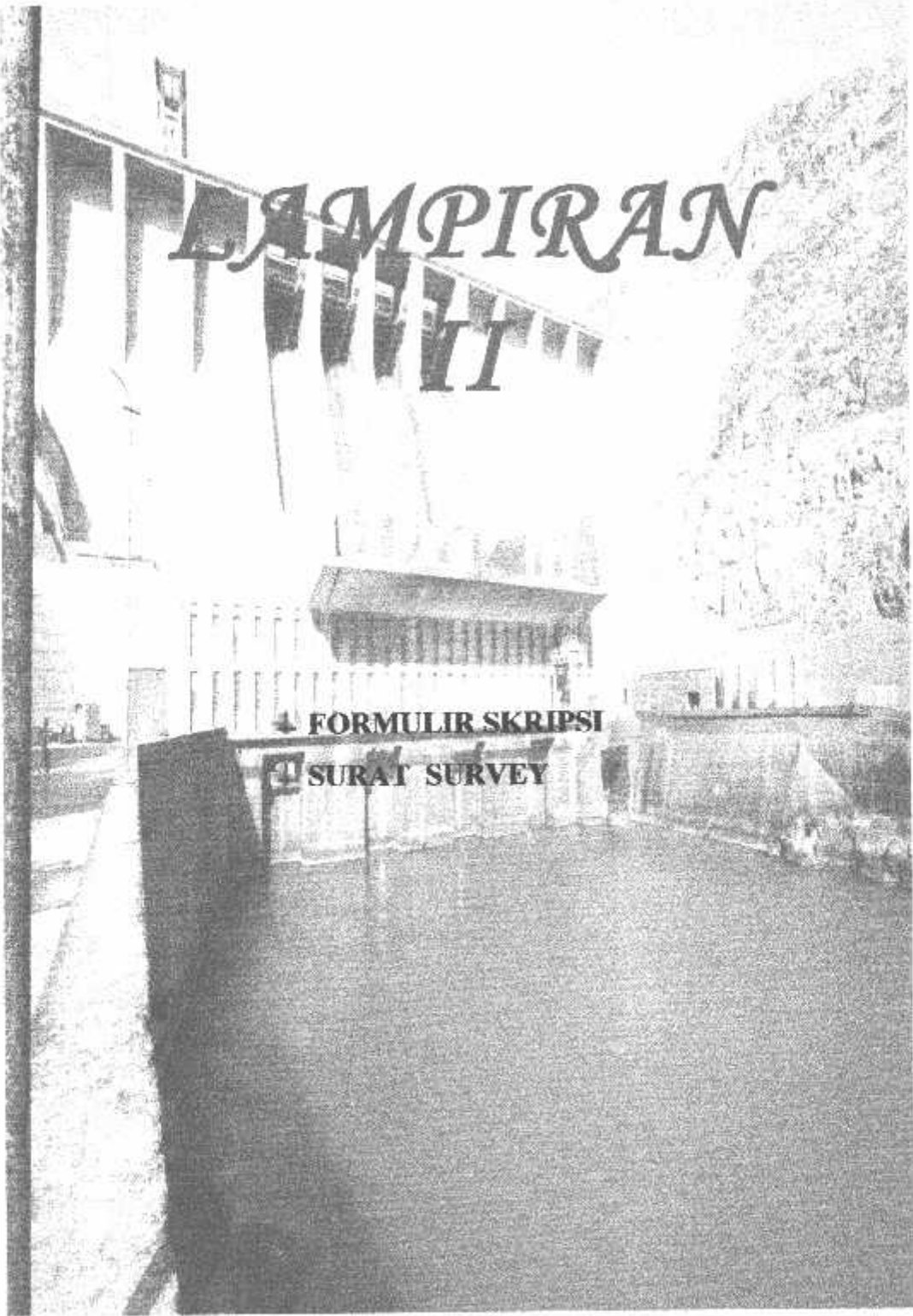
bus]=CetakNewtonRaphson(Nbus,ite,selang,V,Sg,SL,Z,Alir,Rugis,SumG,SumL,Rr);
sp(['Jumlah Cost Gen      = ' num2Str(Cost) ' Rupiah']);
sp(' ');
-----
]=Admittansi2(Nbus,Z,Lc,Tr,Cap);
imag(Y);
]=SubJacobian(Nbus,Y,V,Rugis);
=Beban(:,3)/Pbase;
(1)=real(Sg(1))/Pbase;
=Beban(:,5)/Pbase;
=HitungPb(Alir)/Pbase;
max=Sal(:,9)/Pbase;
obal B Jh Pk Pg Pd Pb Pmax Sg;
uccessive Linier Programming
a,lb,ub,x0]=FindBatasVariable;
tions = optimset('LargeScale','off');
,fval,exiflag,output,lambda]=fmincon(@Objfunc,x0,[],[],[],[],lb,ub,@ConstObjFunc,o
ions)
,ite,Alir,Sg,SL,SumG,SumL,Rr,Rugis,Cost]=HitungObjfunc(x);
=real(V);
stSLP=HitungCostPgenDetail(Nbus,Sg);
bus]=CetakNewtonRaphson(Nbus,ite,selang,V,Sg,SL,Z,Alir,Rugis,SumG,SumL,Rr);
sp(['Jumlah Cost Gen      = ' num2Str(Cost) ' Rupiah']);
sp(' ');
sp('Hasil Perbandingan Biaya antara PLN - Program');
sp(' ');
en=length(CostPLN);
sp('-----');
sp(' No          PLN          Program');
sp('          (Rp)          (Rp)');
sp('-----');
for i=1:Ngen
    S=[i CostPLN(i) CostSLP(i)];
    fprintf(' %3.0f %12.2f %12.2f\n',S');
end
sp('-----');
sp(['Selisih Biaya      = ' num2Str(sum(CostPLN)-sum(CostSLP)) ' Rp']);
=zeros(Nbus,1);
for i=1:Nbus
    xt(i)=i;
end
figure(2)
plot(xt,V1,xt,V3);
legend('PLN','SLP');
label('Bus');
label('Tegangan (PU)');
title('Grafik Tegangan Bus');

```

LAMPIRAN

↓ FORMULIR SKRIPSI

↓ SURAT SURVEY





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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama : VENDY TRI PURWANTORO
2. NIM : 01.12.076
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : *ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV REGION JAWA TIMUR - BALI*

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

Hari : Selasa

Tanggal : 4 September 2007

Dengan Nilai : 72,8 (B+) *fy*



Ir. Mochtar Asroni, MSME
Ketua

Panitia Ujian Skripsi

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Sekretaris

Anggota Penguji

Ir. Teguh Herbasuki, MT
Penguji Pertama

Irrine Budi S, ST, MT
Penguji Kedua



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : VENDY TRI PURWANTORO
Nim : 01.12.076
Masa Bimbingan : 06 FEBRUARI – 06 AGUSTUS 2007
Judul skripsi : *ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE
SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING PADA SALURAN
TRANSMISI 150KV REGION JAWA TIMUR - BALI*

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	21/7'07	BAB I dan II	
2.	23/7'07	BAB III dan IV	
3.	26/7'07	BAB V, Buat Makalah	
4.	8/8'07	Buat Abstrak dan Bahasan Masalah	
5.	10/8'07	Acc Makalah, Pengantar dan Pembangkit	
6.	15/8'07	ACC	
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang ,
Dosen Pembimbing

Ir. Djojo Priatmono, MT
NIP. 1018500107

Form.S-4b



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama	VENDY TRI PURWANTORO
NIM	01.12.076
Semester	XI
Fakultas	Teknologi Industri
Jurusan	Teknik Elektro S-1
Konsentrasi	Teknik Energi Listrik
Alamat	Jl. CANDI II A No. 387A 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 ≥ 134 sks dengan IPK ≥ 2 dan tidak ada nilai E (.....)
5. Telah mengikuti secara aktif kegiatan seminar skripsi yang diadakan Jurusan (.....)
6. Memenuhi persyaratan administrasi (.....)

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

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro

(.....)
Puri Handayani

Malang,200

Pemohon

(.....)
VENDY TRI PURWANTORO

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Mengetahui
Dosen Wali

(.....)
Ir. Chusnul Shaleh, MT

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. PR 4135 / 2.99 A
2. 138
3. p. 2 ant. lum. : keng. larp.



LEMBAR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika *)

1	Nama Mahasiswa : VENDY TRI PURWANTORO		Nim : 01.12.076
2	Waktu pengajuan	Tanggal :	Bulan : Tahun :
3	Spesifikasi judul (berilah tanda silang)		
	☒ 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	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen *) :		Mengetahui, Ketua Jurusan.
	<i>Ir. Yusuf Ismail N. MT</i>		<i>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</i> Nip. Y. 1039500274
5	Judul yang diajukan mahasiswa :	ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING PADA SALURAN TRANSMISI 150KV REGION JAWA TIMUR - BALI	
6	Perubahan Judul yang disetujui Dosen sesuai materi bidang ilmu		
Catatan :			
7	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Dosen materi bidang ilmu		Disetujui, 03-01 2007. Dosen <i>Ir. Yusuf Ismail N. MT</i>

Perhatian :

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

Form.S-2



BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

1.	Nama Mahasiswa: VENDY TRI PURWANTORO	Nim: 01.12.076		
2.	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat
	Pelaksanaan	06-02-2007		Ruang:
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)			
	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 Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING PADA SALURAN TRANSMISI 150KV REGION JAWA TIMUR-BALI		
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian			
6.	Catatan:			
	Catatan:			
7.	Persetujuan Judul Skripsi			
	Disetujui, Dosen Keahlian I	Disetujui, Dosen Keahlian II		
	Mengetahui, Ketua Jurusan.	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs		
	Ir. F. Yudi Limpraploro, MT NIP. P. 1039500274	Ir. Djojo PRIATMONO, MT		

Perhatian:

1. Keterangan: *) Coret yang tidak perlu

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

Form S-3c



PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai dengan Permohonan dari Mahasiswa/i :

Nama : VENDY TRI PURWANTORO
Nim : 01 12 076
Semester : XI
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Elektronika / Energi Listrik

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

ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV REGION JAWA TIMUR – BALI

Demikian surat pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, Januari 2007
Kami yang Membuat pernyataan,


Ir. Djojo Priatmono, MT
NIP.1018500107

Catatan :

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

*) Coret yang tidak perlu



Lampiran : 1 (satu) berkas
Perihal : **Pembimbing Skripsi**

Kepada : Yth. Bapak / Ibu Ir. Djojo Priatmono, MT
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : VENDY TRI PURWANTORO
Nim : 01 12 076
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Elektronika / Energi Listrik

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

***ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE
SUCCESSIVE LINEAR PROGRAMMING PADA SALURAN TRANSMISI
150 KV REGION JAWA TIMUR – BALI***

Adapun Tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.

Demikian permohonan kami, atas kesediaan Bapak / ibu kami ucapkan terima kasih.

Malang, Januari 2007

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1


Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. 1039500274

Hormat kami,


Vendy Tri Purwantoro
NIM. 01 12 076

*) coret yang tidak perlu



BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

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

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

Malang, 28 Maret 2007

Nomor : ITN-179/I.TA/2/'07
Lampiran :
Perihal : Bimbingan Skripsi

Kepada : Yth. Sdr. Ir. **DJOJO PRIATMONO, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal skripsi
untuk mahasiswa:

Nama : VENDY TRI PURWANTO
Nim : 0112076
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi listrik

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/i selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai
tanggal:

06 Februari 2007 s/d 06 Agustus 2007

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik,
Jurusan Teknik Elektro
Demikian atas perhatian serta kerendahan hati yang baik kami ucapkan
terima kasih



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

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

Tindasan:

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip

Form S-4a



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

Kotak Pos : 4119 SBS

Facsimile : (031) 7882578, 7881024

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

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

Nomor : 161 /330/RJTB/2007
Surat Sdr. No. : ITN-649/III.TA-2/2/07
Lampiran : 1 (satu) lampiran.
Perihal : Ijin Survey / Pengambilan Data.

26 JUL 2007

Kepada Yth

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
DI
MALANG**

Menunjuk surat Saudara nomor : ITN-649/III.TA-2/2/07 tanggal 03 Pebruari 2007 perihal : Survey / Permintaan Data, dengan ini diberitahukan bahwa kami tidak keberatan untuk memberikan ijin kepada Mahasiswa Saudara, bernama :

➤ **Vendy Tri P**

Nim : 01.12.076

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

1. Mahasiswa tersebut diatas supaya mengisi dan menanda tangani Surat Pernyataan 1 (satu) lembar bermeterai Rp. 6.000,-
2. Mahasiswa yang bersangkutan agar mematuhi peraturan/ketentuan yang berlaku di PT. PLN (PERSERO) sehingga faktor-faktor kerahasaan 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.

Tembusan Yth. :

1. MBSDM PLN P3B JB.



SURAT PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini, saya :

Nama : VENDY TRI PURWANTORO
Pria/ Wanita : PRIA
Tempat / Tanggal lahir : MAGETAN , 12 APRIL 1982

Alamat / No. telepon : Jl. CANDI ITA No. 387A MALANG
(0341) 566388
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,

Yang membuat pernyataan



BIODATA PENULIS



Nama : Vendi Tri Purwantoro, ST.
Tempat, Tgl Lahir : Magetan, 12 April 1982
Jenis Kelamin : Laki-Laki
Agama : Islam
Pekerjaan : Pegawai Negeri Sipil Pemerintah
Kota Malang
Contact person : (0341) 5403354
081 555754882

Riwayat Pendidikan:

1. SDN Nguntoronadi II Magetan, Th 1988 -1994.
2. SMPN 1 Kawedanan Magetan, Th 1994 – 1997.
3. SMKN 3 Buduran Sidoarjo, Th 1997 – 2000, Program Studi Listrik Kapal.
4. Institut Teknologi Nasional Malang, Th 2001 – 2007, Jurusan Teknik Elektro S-1, Program Studi Teknik Energi Listrik.

Riwayat Pekerjaan:

1. Teknisi Listrik *Maintenance And Repair*, Divisi Kapal Niaga, PT. PAL Indonesia, Surabaya Th 2000 – 2001.
2. Teknisi Listrik dan Elektronika, Bagian Umum, Pemerintah Kota Malang,