

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



**ANALISA ECONOMIC DISPATCH DENGAN
MENGUNAKAN METODE REFERENCE BUS PENALTY
FACTOR PADA SUB SISTEM 150 KV PAITON DAN BALI**

SKRIPSI

**Disusun Oleh :
ANTON SURYANTORO
97.12.090**

MARET 2006

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISA ECONOMIC DISPATCH DENGAN MENGGUNAKAN METODE REFERENCE BUS PENALTY FACTOR PADA SUB SISTEM 150 KV PAITON DAN BALI

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

ANTON SURYANTORO
97.12.090

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Menyetujui,
Dosen Pembimbing


Ir. Choirul Saleh, MT
NIP : 1018800190

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

ABSTRAKSI

ANALISA ECONOMIC DISPATCH DENGAN MENGGUNAKAN METODE REFERENCE BUS PENALTY FACTOR PADA SUB SISTEM 150 KV PAITON DAN BALI

(Anton Suryantoro, 97.12.090, Teknik Energi Listrik S-1, 54 halaman)
(Dosen Pembimbing : Ir. Choirul Saleh, MT)

Kata kunci : *Economic Dispatch, Reference Bus Penalty Factor*

Pembangkitan tenaga listrik merupakan bagian dari permasalahan energi. Untuk suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal yang lain, sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik.

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

Penerapan Pembebanan Ekonomis (Economic Dispatch) dianalisa dengan menggunakan Metode Reference Bus Penalty Factor untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik.

Perbandingan antara biaya bahan bakar pada PT.PLN dengan optimasi yang dilakukan oleh Metode Reference Bus Penalty Factor digunakan untuk mengetahui efisiensi dari analisa pembebanan ekonomis ini. Biaya bahan bakar rata-rata pada tanggal 1,2,3,4,5,6, dan 7 Januari 2006 sebelum dioptimasi didapatkan sebesar Rp 2.720.671,7 pada saat beban puncak siang jam 10.00 dan sebesar Rp 5.314.496,7 pada saat beban puncak malam jam 20.00. Sedangkan setelah dilakukan optimasi didapatkan hasil biaya bahan bakar rata-rata sebesar Rp 1.962.581,3 untuk beban puncak siang jam 10.00 dan sebesar Rp 4.294.693,1 untuk beban puncak malam jam 20.00. Metode Reference Bus Penalty Factor mampu melakukan penghematan sebesar 27,9 % untuk beban puncak siang jam 10.00 dan penghematan sebesar 19,2 % untuk beban puncak malam jam 20.00.

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji dan syukur kehadiran Allah S.W.T atas karunia dan hidayah-Nya skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik, yang diajukan sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan studi di Teknik Elektro Konsentrasi Energi Listrik Institut Teknologi Nasional Malang.

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

1. Bapak Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSME, selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri
3. Bapak Ir. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro
4. Bapak Ir. Choirul Saleh, MT, selaku Dosen Pembimbing
5. Segenap Pimpinan dan karyawan PT.PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur - Bali Yang berkenan memberikan tempat untuk melaksanakan survey dan membantu dalam memberikan data survey
6. Orang tua dan keluarga tercinta yang selalu memberikan motivasi dan dukungan
7. Semua pihak yang telah membantu selama penulisan skripsi ini

Penulis menyadari bahwa skripsi masih jauh dari sempurna. Untuk itu penulis mengharapkan masukan-masukan berupa saran dan kritik guna kesempurnaan skripsi ini. Akhir kata semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi penulis khususnya dan pembaca pada umumnya.

Malang, Maret 2006

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN	i
ABSTRAKSI	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR GRAFIK	xi

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Permasalahan	2
1.3. Tujuan Pembahasan.....	3
1.4. Batasan Masalah	3
1.5. Metodologi Pembahasan	4
1.6. Sistematika Penulisan	4
1.7. Kontribusi Pembahasan	5

BAB II TEORI DASAR

2.1. Sistem Tenaga Listrik	6
2.2. Karakteristik Pembangkit	7
2.2.1. Karakteristik Input-Output	7

2.2.2. Karakteristik Hate-Rate	10
2.2.3. Karakteristik Incremental Hate-Rate dan Incremental Fuel Cost..	11
2.3. Economic Dispatch	12
2.3.1. Penyelesaian Economic Dispatch dengan metode pengali Lagrange	13
2.3.2. Penyelesaian Economic Dispatch dengan metode iterasi Lamda..	16
2.4. Fungsi Biaya Bahan Bakar	17

BAB III ECONOMIC DISPATCH DENGAN METODE REFERENCE BUS PENALTY FACTOR

3.1. Tinjauan Secara Umum	18
3.2. Metode NEWTON RAPHSON	19
3.3. Rumusan Masalah Economic Dispatch yang mencakup Efek Rugi-Rugi	21
3.4. Prosedur Iteratif Berbasis Faktor Penalti Bis Referensi (RBPF)	23
3.5. Solusi Sub-Optimal dari metode RBPF.....	25

BAB IV ANALISA DATA MENGGUNAKAN METODE REFERENCE BUS PENALTY FACTOR

4.1. Program Komputer Economic Dispatch Dengan Metode RBPF	26
4.2. Algoritma Program.....	26
4.2.1. Algoritma Penyelesaian Economic Dispatch menggunakan Metode RBPF	26
4.2.2. Flowchart.....	28

4.3. Aplikasi Metode RBPF pada Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali.....	29
4.4. Data Pembangkit Termal Pada Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali.....	30
4.5. Beban Sistem	36
4.6. Hasil Perhitungan dan Analisa Data.....	38
4.6.1. Hasil Perhitungan PT.PLN	38
4.6.2. Tampilan Program Komputer dan Hasil Perhitungan Menggunakan Metode Reference Bus Penalty Factor.....	40
4.6.3. Perbandingan Hasil Perhitungan PT.PLN dengan Metode RBPF ..	45

BAB V KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan	51
-----------------------	----

DAFTAR PUSTAKA	54
-----------------------------	-----------

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

TABEL 4-1	Parameter Unit Pembangkit Termal	30
TABEL 4-2	Persamaan Biaya Pembangkitan Unit Pembangkit Termal Paiton dan Bali	31
TABEL 4-3	Penomoran Bus 150 KV Sub Sistem Paiton dan Bali	33
TABEL 4-4	Data Pembangkitan dan Pembebanan.....	34
TABEL 4-5	Data Saluran Transmisi 150 KV Paiton dan Bali.....	35
TABEL 4-6	Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton dan Bali Pada Tanggal 1 Januari 2006	36
TABEL 4-7	Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton dan Bali Pada Tanggal 2 Januari 2006	36
TABEL 4-8	Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton dan Bali Pada Tanggal 3 Januari 2006	37
TABEL 4-9	Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton dan Bali Pada Tanggal 4 Januari 2006	37
TABEL 4-10	Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton dan Bali Pada Tanggal 5 Januari 2006	37
TABEL 4-11	Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton dan Bali Pada Tanggal 6 Januari 2006	37
TABEL 4-12	Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton dan Bali Pada Tanggal 7 Januari 2006	37

TABEL 4-13	Hasil Perhitungan Biaya Operasional Pada Tanggal 1 Januari 2006	38
TABEL 4-14	Hasil Perhitungan Biaya Operasional Pada Tanggal 2 Januari 2006	38
TABEL 4-15	Hasil Perhitungan Biaya Operasional Pada Tanggal 3 Januari 2006	39
TABEL 4-16	Hasil Perhitungan Biaya Operasional Pada Tanggal 4 Januari 2006	39
TABEL 4-17	Hasil Perhitungan Biaya Operasional Pada Tanggal 5 Januari 2006	39
TABEL 4-18	Hasil Perhitungan Biaya Operasional Pada Tanggal 6 Januari 2006	39
TABEL 4-19	Hasil Perhitungan Biaya Operasional Pada Tanggal 7 Januari 2006	40
TABEL 4-20	Perbandingan Biaya Operasioanal Tanggal 1 Januari 2006	45
TABEL 4-21	Perbandingan Biaya Operasioanal Tanggal 2 Januari 2006	45
TABEL 4-22	Perbandingan Biaya Operasioanal Tanggal 3 Januari 2006	46
TABEL 4-23	Perbandingan Biaya Operasioanal Tanggal 4 Januari 2006	46
TABEL 4-24	Perbandingan Biaya Operasioanal Tanggal 5 Januari 2006	46
TABEL 4-25	Perbandingan Biaya Operasioanal Tanggal 6 Januari 2006	46
TABEL 4-26	Perbandingan Biaya Operasioanal Tanggal 7 Januari 2006	47
TABEL 4-27	Perbandingan Biaya Total Operasional Pada jam 10.00 dan 20.00	47

TABEL 4-28 Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Sebelum Optimasi..... 49

TABEL 4-29 Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Setelah Optimasi..... 50

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR 2-1	Unit Boiler-Turbin-Generator	8
GAMBAR 2-2	Kurva Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal	10
GAMBAR 2-3	Kurva Karakteristik Hate-Rate Unit Pembangkit.....	11
GAMBAR 2-4	Kurva Karakteristik Incremental Fuel Cost Rate	12
GAMBAR 2-5	N unit melayani beban P_R	13
GAMBAR 2-6	Grafik Penyelesaian dengan metode iterasi Lamda.....	16
GAMBAR 4-1	Single Line Diagram Sub sistem 150 KV Paiton-Bali.....	32
GAMBAR 4-2	Tampilan Program Utama	40
GAMBAR 4-3	Tampilan Input Data Pembangkit.....	41
GAMBAR 4-4	Tampilan Data Bus	41
GAMBAR 4-5	Tampilan Data Saluran.....	42
GAMBAR 4-6	Tampilan Data Pembangkit.....	42
GAMBAR 4-7	Tampilan Data Loadflow Awal.....	43
GAMBAR 4-8	Proses Komputasi pada jam 10.00 Tanggal 1 Januari 2006.....	43
GAMBAR 4-9	Hasil Komputasi pada jam 10.00 Tanggal 1 Januari 2006	44
GAMBAR 4-10	Tampilan Hasil Loadflow Akhir.....	44

DAFTAR GRAFIK

GRAFIK 4-1 Perbandingan Total Biaya Operasional pada jam 10.00 dan 20.00 Sub Sistem Paiton dan Bali dengan metode RBPf tanggal 1,2,3,4,5,6, dan 7 Januari 2006	48
--	----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pembangkitan tenaga listrik merupakan bagian dari permasalahan energi dan lingkungan, oleh karena itu harus diperhatikan masalah-masalah yang berkaitan dengan penghematan energi dan kerusakan lingkungan sebagai akibat dari pembangkitan tenaga listrik. Secara garis besar, suatu sistem tenaga listrik dapat dibagi menjadi 3 bagian yaitu : sisi pembangkit tenaga listrik, jaringan transmisi dan beban. Untuk suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus menjadi prioritas utama, atau dengan kata lain menekan biaya seoptimal mungkin, dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik, yaitu daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi, tegangan bus sesuai dengan ratingnya serta tidak adanya beban lebih pada unit-unit pembangkit yang beroperasi. Salah satunya yaitu dengan menekan biaya operasi pembangkitan dengan melakukan penerapan *Economic Dispatch*.

Economic Dispatch (ED) adalah suatu proses perhitungan yang sangat diperlukan untuk mencapai biaya bahan bakar yang sangat ekonomis dalam suatu sistem pembangkit. *Economic Dispatch* digunakan dalam kontrol pembangkit tenaga listrik sebagai program dasar untuk mengoptimalkan biaya operasi pembangkitan di antara unit-unit termal yang tersedia, dan juga dalam evaluasi

pengiriman daya, menentukan biaya pengiriman, komitmen unit dan dalam beberapa fungsi operasi yang lain.

Untuk memecahkan masalah economic dispatch banyak metode yang dapat digunakan, diantaranya *Artificial Intelligence methods* (AI) seperti *Simulate Annealing* (SA), *Hopfield Neural network* (HNN), *Genetic Algorithm* (GA) dan *Algorithm Tabu Search* (TSA). Dalam skripsi ini diajukan sebuah metode alternatif yang menggunakan metode *Reference Bus Penalty Factor*, dengan pembangkitan *factor penalty*, berdasarkan pada masukan daya generator dan perubahan beban pada system, untuk memecahkan masalah *Economic Dispatch* yang menjamin solusi optimal dan mempercepat sistem perhitungan.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas maka permasalahan yang ada adalah bagaimana mengoptimalkan biaya pembangkitan menggunakan *Economic Dispatch* yang dihasilkan pembangkit tenaga listrik termal. Sehubungan dengan itu, maka judul skripsi ini adalah:

**“ANALISA ECONOMIC DISPATCH DENGAN MENGGUNAKAN
METODE REFERENCE BUS PENALTY FACTOR PADA SUB SISTEM
150 KV PAITON DAN BALI ”**

1.3 Tujuan Pembahasan

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah memberikan analisis penerapan pembebanan ekonomis (*Economic Dispatch*) dengan menggunakan metode *Reference Bus Penalty Factor* untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik. Dimana analisa obyek penelitian dalam skripsi ini hanya pada saluran transmisi sub sistem 150 kV Paiton dan Bali yang dilakukan pada saat beban puncak siang dan beban puncak malam.

1.4 Batasan Masalah

Untuk mencegah meluasnya masalah yang ditimbulkan kearah yang tidak relevan, perlu kiranya diberi batasan masalah. Batasan masalah dibatasi sebagai berikut:

- 1) Sistem yang ditinjau adalah pengoptimalan biaya operasi bahan bakar pada unit pembangkit termal dan gas yang ada pada saluran transmisi sub sistem 150 kV Paiton dan Bali.
 - 2) Metode yang digunakan hanya untuk perhitungan pada unit-unit pembangkit termal dan gas menggunakan metode *Reference Bus Penalty Factor*.
 - 3) Tidak membahas *Combined cycle* pada PLTGU
 - 4) Tidak membahas masalah *Spinning Reserve* atau cadangan berputar.
-

1.5 Metodologi Pembahasan

Agar didapat maksud dan tujuan pembahasan, maka metodologi yang digunakan :

- 1) Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan pembahasan masalah.
- 2) Studi lapangan untuk mendapatkan data parameter unit termal yang diperlukan dari obyek penelitian yaitu pada sub sistem Paiton dan Bali yang diperlukan dan berpedoman pada teori yang diperoleh dari studi kepustakaan.
- 3) Perhitungan *Economic - Dispatch* dengan menggunakan metode *Reference Bus Penalty Factor* dilakukan dengan bahasa pemrograman *Borland Delphi versi 7.0*.
- 4) Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan dari perhitungan antara sebelum dan sesudah dilakukan optimasi.

1.6 Sistematika Penulisan

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

BAB I PENDAHULUAN

Terdiri atas latar belakang penulisan, rumusan masalah, maksud dan tujuan penulisan skripsi, metodologi penelitian, sistematika penulisan, kontribusi penelitian.

BAB II TEORI DASAR

Berisi antara lain teori dasar tentang sistem tenaga listrik dan karakteristik pembangkitan termal, fungsi biaya bahan bakar.

**BAB III ECONOMIC DISPATCH DENGAN METODE REFERENCE
BUS PENALTY FACTOR**

Berisi tentang teori Newton-Raphson dan aplikasi pembebanan ekonomis dengan metode *Reference Bus Penalty Factor*.

BAB IV ANALISA DATA

Berisi tentang perhitungan biaya operasi pembangkit termal meliputi penjelasan program untuk analisis pembebanan ekonomis, data pembangkitan, data pembebanan pembangkit termal, hasil perhitungan dan analisis data.

BAB V KESIMPULAN

Berisi tentang kesimpulan dan saran.

1.7 Kontribusi Pembahasan

Adapun kontribusi dari skripsi ini adalah diharapkan langkah efisiensi bisa diambil oleh PT. PLN (Persero) sehingga nilai kerugian yang sementara ini diderita oleh PLN bisa berkurang, yang pada akhirnya nanti akan bisa menambah keuntungan bagi PLN sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

BAB II

TEORI DASAR

2.1. Sistem Tenaga Listrik

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Peralatan-peralatan listrik tersebut dihubungkan satu sama lain saling berhubungan dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Maksud dari sistem tenaga listrik adalah satu kesatuan yang terintegrasi antara pembangkit tenaga listrik, gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi.

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

2.2. Karakteristik Pembangkit

Performa dari sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsip ditentukan oleh apa yang dinamakan lengkung masukan-keluaran (Input-Output). Lengkung ini memberikan gambaran tentang efisiensi termis pusat pembangkit tersebut. Selain tergantung pada sifat-sifat pusat tenaga listrik itu sendiri, seperti keadaan air, pendingin kualitas bahan bakar, kecakapan para operator pusat pembangkit dan bentuk lengkung beban.

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

2.2.1. Karakteristik Input-Output

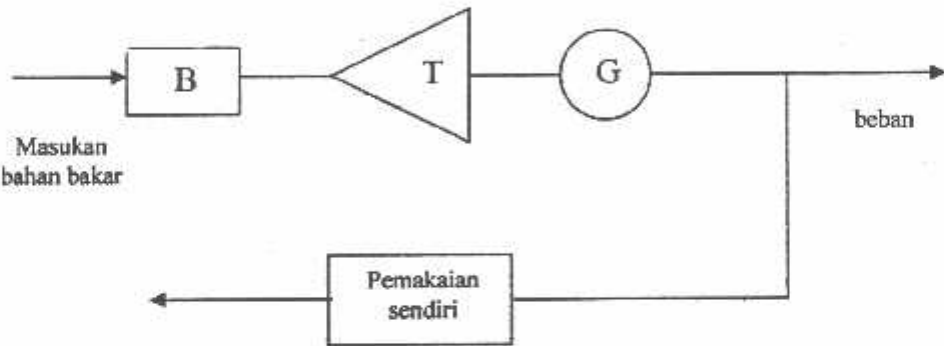
Hal yang paling mendasar dalam mengoptimalkan pembangkit secara ekonomis adalah membuat karakteristik *Input-Output* dari unit pembangkit thermal. Karakteristik ini diperoleh dari desain perencanaan atau melalui test pembangkit. Adapun definisi dari karakteristik *Input-Output* pembangkit adalah formula yang menyatakan hubungan antara input pembangkit sebagai fungsi dari output pembangkit unit boiler-turbin-generator dapat digambarkan dalam gambar 2.1 dimana unit ini membuat sebuah boiler yang menghasilkan uap untuk turbin yang dikopel dengan rotor dari generator.

Pada pembangkit termal Input diberikan dalam satuan panas Btu/jam atau Kal/jam dari bahan bakar yang diberikan pada boiler untuk menghasilkan output pembangkit. Sedangkan notasi yang digunakan adalah $H(\text{Mbtu/h})$ atau dalam satuan yang lain $H(\text{Mkal/h})$. selain itu input dari pembangkit dapat pula

dinyatakan dalam nilai yang menyatakan besarnya biaya yang diperlukan untuk bahan bakar. Notasi yang digunakan adalah $F(R/h)$. Hubungan antara H dan F dapat dinyatakan dalam rumus berikut ini :

$$F = H \times \frac{Rupiah}{Mbtu} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana rupiah/Mbtu adalah nilai uang yang diperlukan persatuan panas dari bahan bakar.



- B = Boiler
- T = Turbin Uap
- G = Generator

Gambar 2.1 Unit Boiler-Turbin-Generator

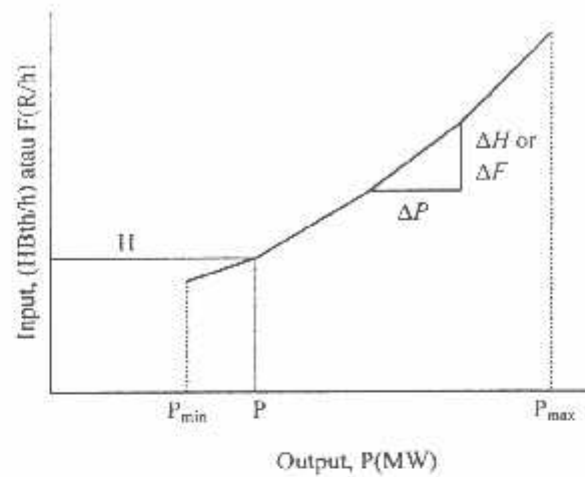
Seperti digambarkan dalam gambar 2.1 maka output pembangkit tidak hanya dihubungkan dengan beban tetapi juga untuk peralatan bantu dalam pembangkit. Disini output pembangkit didefinisikan sebagai daya yang dikeluarkan oleh generator untuk beban sistem diluar untuk keperluan pembangkit itu sendiri. Jadi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

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

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

$$H = f(P), \text{ atau } \dots\dots\dots (2.2)$$

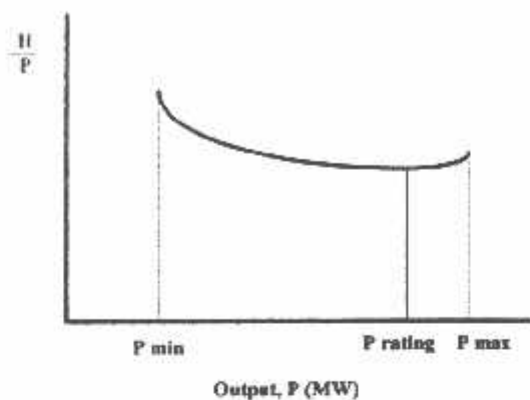
$$I = f(P) \dots\dots\dots (2.3)$$



Gambar 2.2 Kurva karakteristik *Input-Output* Pembangkit Thermal

2.2.2. Karakteristik Hate Rate

Karakteristik lain yang cukup penting bagi pembangkit thermal adalah karakteristik tingkat panas atau *Hate Rate Characteristic*. Fungsi ini menyatakan hubungan antara tingkat panas terhadap tingkat beban pusat listrik. Karakteristik ini umumnya memiliki korelasi dengan efisiensi mesin kalor yang digunakan. Gambar 2.3 diplot berdasarkan nilai H/P terhadap P . Pembangkit listrik thermal konvensional memiliki efisiensi kalor antara 30% sampai 35%, sehingga tingkat panas yang dimiliki berkisar antara 11400 BTU/KWH sampai 9800 BTU/KWH (1 KWH kira-kira setara dengan 3412 BTU). Karakteristik tingkat panas pada dasarnya antara lain menyatakan keadaan uap tingkat temperatur, tekanan kondensor dan siklus fluida kerja yang terjadi selama pembangkit listrik tenaga thermal tersebut beroperasi.



Gambar 2.3 Kurva Karakteristik *Hate–Rate* Unit Pembangkit

2.2.3. Karakteristik Incremental Hate Rate dan Incremental Fuel Cost

Perwujudan yang lain dari karakteristik pembangkit adalah karakteristik *Incremental Hate Rate* atau perubahan tingkat laju panas dan karateristik *Incremental Fuel Cost* atau tingkat perubahan tingkat laju biaya bahan bakar. Karakteristik Incremental Hate Rate menyatakan hubungan daya output sebagai fungsi Incremental Hate Rate. Sedangkan karateristik Incremental Fuel Cost menyatakan daya output sebagai fungsi Incremental Fuel Cost. Karakteristik Incremental Hate Rate ini menunjukan besarnya perubahan Input energi bila ada perubahan output pembangkit pada megawatt output unit pembangkit.

Kurva karakteristik Incremental Hate Rate atau Fuel Cost dapat dilihat pada gambar 2.4. sedangkan persamaan Incremental Hate Rate dan persamaan Incremental Fuel Cost dapat dilihat pada persamaan 2.4. sampai persamaan 2.7.

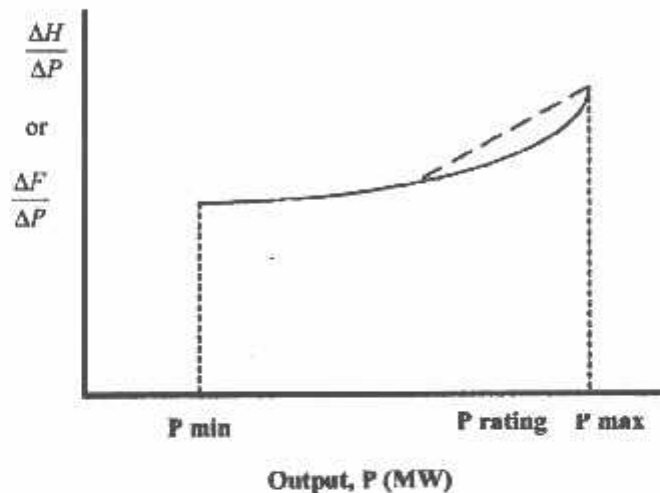
Incremental Hate Rate = $\frac{\Delta H}{\Delta P} \left[\frac{MBTU}{kwh} \right]$ (2.4)

Incremental Fuel Cost = $\frac{\Delta F}{\Delta P} \left[\frac{Rupiah}{kwh} \right]$ (2.5)

Dengan mengambil harga ΔP mendekati nol maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini:

$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{dH}{dP} \left[\frac{\text{MBTU}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots (2.6)$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{dF}{dP} \left[\frac{\text{Rupiah}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots (2.7)$$



Gambar 2.4. Kurva karakteristik Incremental Fuel Cost Rate

2.3. Economic Dispatch

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

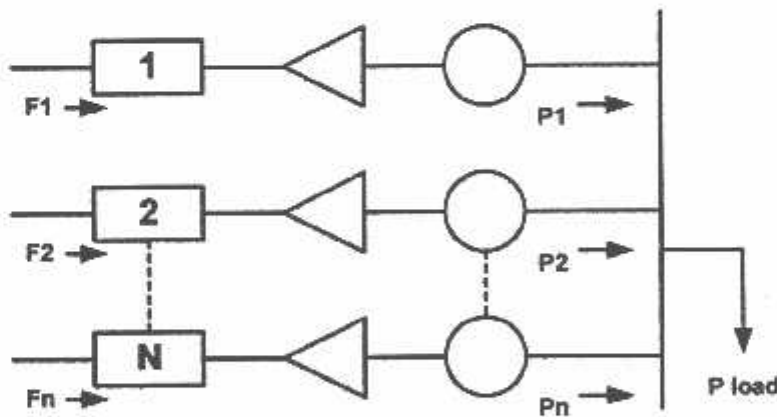
periode waktu tertentu, maka perhitungan Economic Dispatch ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu.

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

2.3.1. Penyelesaian Economic Dispatch dengan metode pengali Lagrange

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

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



Gambar 2.5. N unit melayani beban P_R

Yang menjadi permasalahan adalah meminimumkan total biaya F_T dengan memperhatikan pembatas ϕ bahwa daya yang dihasilkan generator sama dengan

yang diterima beban. Secara matematika pernyataan tersebut diatas dapat dinyatakan dengan persamaan berikut :

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N$$

$$= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots\dots\dots (2.8)$$

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

Persamaan ini adalah pembatas yang merupakan masalah dari optimasi dan ini dapat dipecahkan dengan metode kalkulus tingkat lanjut yang melibatkan fungsi La Grange. Dimana fungsi La Grange didapat dengan cara menambah pembatas ϕ yang telah dikalikan dengan factor pengali La Grange λ pada fungsi F_T . Fungsi La Grange dapat ditunjukkan dengan persamaan dibawah ini :

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

Dimana :

F_T = fungsi tujuan

λ = faktor pengali

ϕ = fungsi pembatas (*constrain*)

Persamaan La Grange diatas merupakan fungsi dari output pembangkit P_i dan factor pengali La Grange λ . Keadaan dari optimasi dari fungsi tujuan F_T dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan La Grange sama dengan nol.

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

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

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

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

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} = \lambda \dots\dots\dots (2.14)$$

Persamaan terakhir ini menunjukkan bahwa bila digunakan biaya bahan bakar, F_T yang paling minimum maka Incremental Cost setiap unit generator pembangkit harus sama yaitu sebesar 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 atau sama dengan daya output maksimum yang diijinkan.

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

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} = \lambda \text{ ada N buah Persamaan}$$

$$P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}} \text{ ada 2 N buah pertidaksamaan } \dots\dots\dots (2.15)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R \text{ ada 1 buah pembatas}$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatasan diatas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} = \lambda \text{ untuk } P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}}$$

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} \leq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i_{\max}} \dots\dots\dots (2.16)$$

$$\frac{\delta F_i}{\delta P_i} \geq \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i_{\min}} \dots\dots\dots (2.17)$$

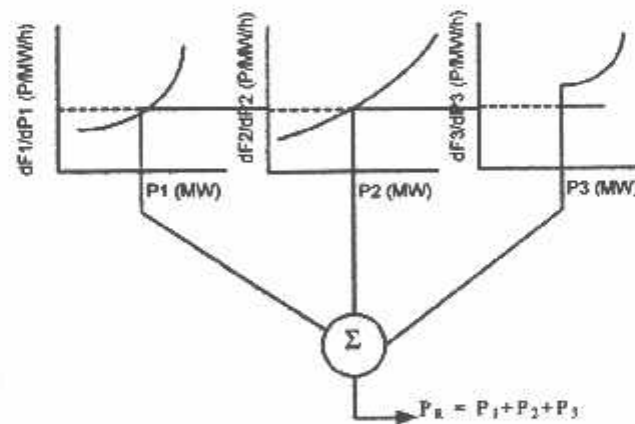
Karena F_i hanya sebagai fungsi P_i maka $\frac{\delta F_i}{\delta P_i}$ dapat diganti dengan $\frac{dF_i}{dP_i}$

2.3.2. Penyelesaian Economic Dispatch dengan metode iterasi Lamda

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

Dengan menggunakan constrain diperiksa apakah jumlah total dari output sama dengan beban sistem. Bila jumlah dari P_1 , P_2 , dan P_3 , lebih kecil dari P_R (beban sistem). Maka ditentukan kembali harga λ kedua yang lebih besar dari λ pertama. Bila sebaliknya maka ditentukan harga λ kedua yang lebih kecil dari λ pertama.

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



Gambar 2.6. Grafik penyelesaian dengan metode iterasi lamda

2.4. Fungsi Biaya Bahan Bakar

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya yang penting dalam operasi system pembangkit thermal. Fungsi biaya bahan bakar $F_i(P_i)$ untuk tiap unit pembangkit terhadap daya keluaran diekspresikan dalam bentuk fungsi kuadrat, yang dapat dinyatakan sebagai berikut :

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

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

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

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

- Jenis bahan bakar
- Nilai kalori
- Harga bahan bakar

BAB III

ECONOMIC DISPATCH DENGAN METODE REFERENCE BUS PENALTY FACTOR

3.1. Tinjauan Secara Umum

Economic Dispatch (ED) merupakan suatu fungsi yang penting dalam operasi sistem tenaga. Untuk menyelesaikan persoalan economic dispatch dapat menggunakan metode *Reference Bus Penalty Factor*. *RBPF* diperoleh dari arus beban Newton-Raphson untuk pembangkitan faktor penalti, berdasarkan masukan daya generator dan perubahan beban pada sistem.

Dalam bidang *Economic Dispatch*, beberapa metode juga telah diusulkan. Model-model jaringan syaraf Hopfield telah digunakan untuk meneliti ED, namun metode ini membutuhkan waktu yang sangat banyak untuk pelatihan. Algoritma pencarian stokhastik seperti *Simulated Annealing (SA)*, *Genetic Algorithms (GA)*, dan *Evolutionary Programming (EP)* dikembangkan untuk memecahkan aplikasi-aplikasi masalah ED yang sangat non linier tanpa pembatasan pada bentuk fungsi biaya bahan bakar. Aplikasi-aplikasi ini bagaimanapun juga melibatkan sejumlah ulangan dan rentan terhadap parameter-parameter kontrol yang terkait.

RBPF yang diperkenalkan secara efisien dan akurat dapat menghasilkan output generator yang optimal dan memungkinkan.

3.2. Metode *NEWTON – RAPHSON*

Metode yang paling banyak digunakan untuk memecahkan persamaan aljabar nonlinier adalah metode Newton-Raphson. Metode Newton merupakan prosedur perkiraan berurutan yang didasarkan pada perkiraan awal bilangan-bilangan yang tidak diketahui dan penggunaan ekspansi daret Taylor.

Perhatikan solusi dari persamaan satu dimensi yang diberikan oleh :

$f(x) = c \dots\dots\dots(3.1)$

Jika $x^{(0)}$ adalah perkiraan awal solusi, dan $\Delta x^{(0)}$ adalah deviasi kecil dari solusi yang tepat, kita dapatkan

$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = c$

Dengan menjabarkan ruas kiri dari persamaan diatas dalam deret Taylor tentang $x^{(0)}$ menghasilkan

$f(x^{(0)}) + \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} + \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2f}{dx^2}\right)^{(0)} (\Delta x^{(0)})^2 + \dots = c$

Dengan mengasumsikan kesalahan $\Delta x^{(0)}$ sangat kecil, bentuk orde yang lebih tinggi dapat diabaikan, yang menghasilkan

$\Delta c^{(0)} \approx \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)}$

dimana

$\Delta c^{(0)} = c - f(x^{(0)})$

Dengan menambahkan $\Delta x^{(0)}$ pada perkiraan awal akan menghasilkan perkiraan kedua

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \frac{\Delta c^{(0)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)}}$$

Penggunaan prosedur ini secara berurutan menghasilkan algoritma Newton-Raphson

$$\Delta c^{(k)} = c - f(x^{(k)}) \dots\dots\dots(3.2)$$

$$\Delta x^{(k)} = \frac{\Delta c^{(k)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}} \dots\dots\dots(3.3)$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)} \dots\dots\dots(3.4)$$

Persamaan (3.3) dapat disusun kembali menjadi

$$\Delta c^{(k)} = f^{(k)} \Delta x^{(k)} \dots\dots\dots(3.5)$$

dimana

$$f^{(k)} = \left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}$$

Sehingga algoritma Newton-Raphson untuk kasus n-dimensi menjadi

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} + \Delta X^{(k)} \dots\dots\dots(3.6)$$

dimana

$$\Delta X^{(k)} = \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(k)} \\ \Delta x_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad \text{dan} \quad \Delta C^{(k)} = \begin{bmatrix} c_1 - (f_1)^{(k)} \\ c_2 - (f_2)^{(k)} \\ \vdots \\ c_n - (f_n)^{(k)} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.7)$$

maka

$$J^{(k)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^{(k)} \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)^{(k)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^{(k)} & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)^{(k)} & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^{(k)} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.8)$$

$J^{(k)}$ disebut Matriks Jacobian yang elemen-elemen matriks ini adalah turunan parsial yang dievaluasi pada $X^{(k)}$. Metode Newton, yang diterapkan pada serangkaian persamaan nonlinier, mengurangi masalah menjadi pemecahan serangkaian persamaan linier untuk menentukan nilai yang meningkatkan akurasi perkiraan.

3.3. Rumusan Masalah Economic Dispatch yang mencakup Efek Rugi-Rugi

Ketika perkiraan beban dibuat, tujuan *Economic Dispatch* adalah untuk meminimalkan biaya pembangkitan total di sepanjang interval waktu sasaran dengan mengevaluasi fungsi obyektif berikut, yang diperkirakan dengan jumlah fungsi-fungsi orde kedua dari unit-unit generator yang beroperasi.

Masalah *Economic Dispatch* dapat ditunjukkan dengan :

$$\text{Minimalkan } C = \sum_{i=1}^N (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) = \sum_{i=1}^N C_i \dots\dots\dots(3.9)$$

dimana :

N adalah jumlah unit generator.

P_{Gi} adalah pembangkitan daya dari unit 'i'.

C_i adalah biaya pembangkitan total dari unit 'i'.

a_i, b_i, c_i adalah koefisien untuk biaya pembangkitan daya unit 'i'.

Batasan-batasan berikut harus dipenuhi :

- Keseimbangan daya riil beban – pembangkitan

$$\sum_i P_{Gi} = P_D + P_L, \dots\dots\dots(3.10)$$

dimana :

P_L mewakili rugi-rugi daya aktif jaringan transmisi.

P_D adalah beban sistem daya.

- Batas atas dan batas bawah daya riil dari unit-unit generator

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, \dots\dots\dots(3.11)$$

dimana min dan max menunjukkan batas bawah dan batas atas daya dari unit kel.

- Batas angka ramp daya dari unit-unit pembangkit

$$\text{Max}(P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^0 - LR_{Gi}) \leq P_{Gi} \leq \text{Min}(P_{Gi}^{\max}, P_{Gi}^0 + UR_{Gi}), \dots\dots\dots(3.12)$$

dimana :

P_{Gi}^0 adalah pembangkitan daya dari unit 'i' pada interval sebelumnya.

LR_{Gi} adalah batas angka ramp penurunan dari unit 'i' ketika pembangkitan menurun.

UR_{Gi} adalah batas angka ramp pengambilan dari unit 'i' ketika pembangkitan meningkat.

Setelah melakukan *Economic Dispatch*, besarnya tegangan bus beban dalam sistem daya bisa melebihi kisaran nilai aman. Oleh karena itu, beberapa dari algoritma pengiriman tegangan/daya reaktif sebaiknya digunakan bersamaan dengan *Economic Dispatch* untuk mengatur besar tegangan dalam kisaran aman.

3.4. Prosedur Iteratif Berbasis Faktor Penalti Bus Referensi (RBPF)

Implikasi dari penggunaan matriks B adalah bahwa peningkatan beban disesuaikan dengan penambahan daya output generator. Suatu pendekatan alternatif adalah dengan menggunakan bus referensi (r), yang selalu bergerak dengan tepat, ketika penambahan beban/pembangkitan dilakukan. Maka persamaan koordinasi dapat ditulis sbb :

$$\frac{dC_r}{dP_{Gr}} = \frac{1}{\beta_1} \frac{dC_1}{dP_{G1}} = - \frac{\Delta P_{G1}}{\Delta P_{Gr}} \frac{dC_1}{dP_{G1}} = \lambda, i = 1, \dots, N, i \neq r, \dots \dots \dots (3.13)$$

dimana :

$$\beta_1 = \frac{1}{PF_1} = 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{G1}} = - \frac{\partial P_{Gr}}{\partial P_{G1}} ; IC_1 = \frac{dC_1}{dP_{G1}} \dots \dots \dots (3.14)$$

Untuk memperoleh solusi *Economic Dispatch*, syarat-syarat berikut harus terpenuhi :

$$\lambda_1 = IC_1 PF_1 = \lambda = IC_r ;$$

$$PF_1 IC_1 = \lambda, \text{ untuk } P_{G1}^{\min} \leq P_{G1} \leq P_{G1}^{\max} ;$$

$$PF_1 IC_1 \leq \lambda, \text{ untuk } P_{G1} = P_{G1}^{\max} ; \dots \dots \dots (3.15)$$

$$PF_1 IC_1 \geq \lambda, \text{ untuk } P_{G1} = P_{G1}^{\min}$$

Faktor penalti bis referensi bisa diperoleh menggunakan arus beban Newton – Raphson, yang dimulai dari pernyataan perubahan tambahan daya bis referensi :

$$\Delta P_{Gr} = \sum_j \left(\frac{\partial P_{Gr}}{\partial \theta_j} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_{G1}} + \frac{\partial P_{Gr}}{\partial V_j} \frac{\partial V_j}{\partial P_{G1}} \right) \Delta P_{G1}, \dots \dots \dots (3.16)$$

dimana faktor penalti dapat ditetapkan secara kira-kira sebagai fungsi dari sudut fase

$$\beta_1 = -\frac{\partial P_{Gr}}{\partial P_{G1}} = -\sum_j \frac{\partial P_{Gr}}{\partial \theta_j} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_{G1}}, \dots \dots \dots (3.17)$$

atau dalam bentuk matriks

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial P_G} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P_G} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial \theta} \end{bmatrix} = [J_{11}^T]^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial \theta} \end{bmatrix}, \dots \dots \dots (3.18)$$

dimana J_{11}^T adalah submatriks yang di transpos dari arus beban Jacobian yang diberikan oleh :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial P_G} \\ \frac{\partial P_{Gr}}{\partial Q_G} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P_G} \end{bmatrix}^T \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial Q_G} \end{bmatrix}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial V}{\partial P_G} \\ \frac{\partial V}{\partial Q_G} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_{Gr}}{\partial V} \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_{Gr}}{\partial V} \end{bmatrix}, \dots \dots \dots (3.19)$$

Prosedur yang diusulkan tersebut menggabungkan pelaksanaan arus beban dan perhitungan faktor penalti dalam masing-masing iterasi. Akan tetapi algoritma *RBPF* diterapkan dalam skripsi ini sebagai algoritma yang terpercaya untuk *Economic Dispatch* yang sebaiknya dilakukan pada permulaan interval *ED* dari masing-masing jam baru, serta komitmen unit baru diimplementasikan.

3.5. Solusi Sub-Optimal dari metode *RBPF*

Untuk menghilangkan dua kekurangan utama metode *RBPF* yaitu perhitungan arus beban dan faktor penalti dalam masing-masing iterasi , maka untuk perumusan masalah *ED* sistem daya di asumsikan harus sudah berada dalam keadaan pengiriman pembangkitan yang optimal, sebelum terjadi perubahan beban.

Konsekuensi dari asumsi ini adalah bahwa perubahan rugi-rugi daya aktif P_L sebanding dengan perubahan beban total $P_L = b \cdot P_D^2$. Jika beban total berubah sebesar k kali P_D , maka berlaku hubungan berikut :

$\Delta P_D = kP_D$ (3.20)

$P_L + \Delta P_L = b(P_D + kP_D)^2 \approx bP_D^2(1 + 2k)$ (3.21)

Persamaan (3.26) mengimplikasikan :

$\Delta P_L = 2kP_L$ (3.22)

BAB IV
ANALISA DATA MENGGUNAKAN METODE
REFERENCE BUS PENALTY FACTOR
(RBPF)

4.1. Program Komputer *Economic Dispatch* Dengan Metode *RBPF*

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

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

4.2. Algoritma Program

4.2.1. Algoritma Penyelesaian *Economic Dispatch* menggunakan Metode *RBPF*

Algoritma program menggunakan *RBPF*

1. Start
2. Memasukkan data beban
3. Memilih generator referensi dan melakukan arus beban
4. Ambil matriks Jacobian dari model arus beban Newton – Raphson yang digunakan dalam langkah 3

5. Menyelesaikan sistem persamaan Linier

$$\begin{bmatrix} J_{11}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial P_G} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Gr}}{\partial \theta} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(4.1)$$

dan menghitung faktor penalti : $PF_1 = \frac{1}{\beta_1} = - \frac{1}{\frac{\partial P_{Gr}}{\partial P_{G1}}} \dots\dots\dots(4.2)$

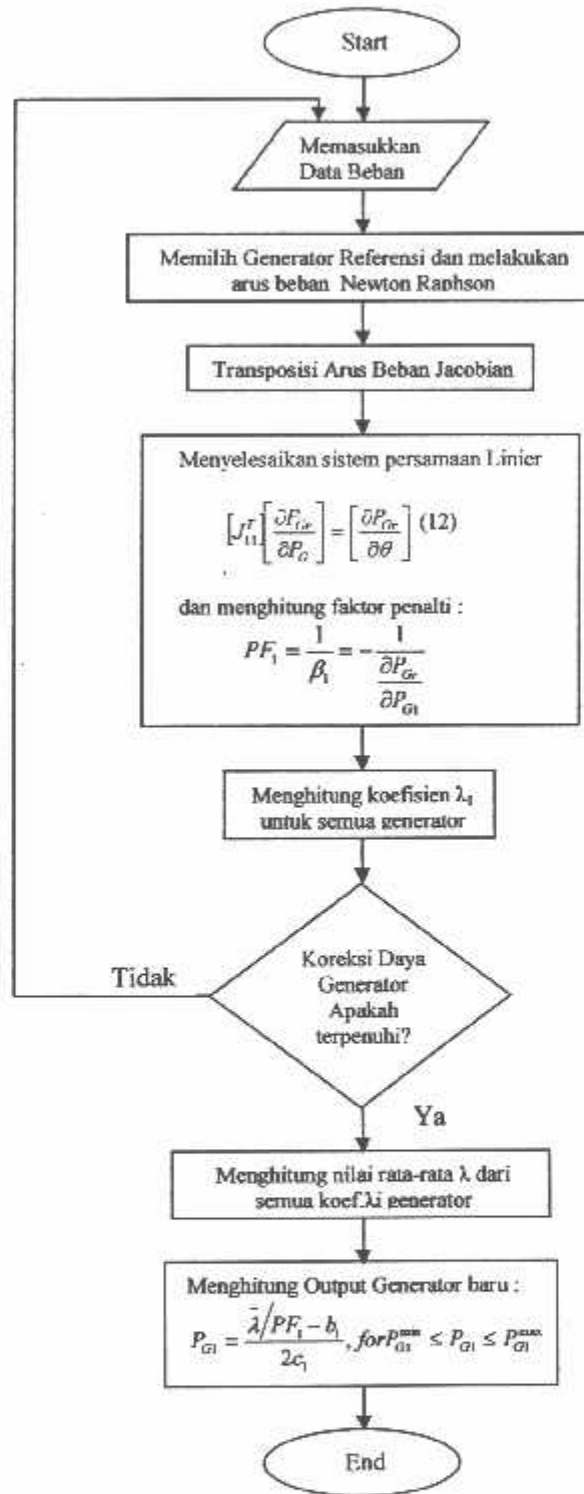
- 6. Menghitung koefisien $\lambda_1 = IC_1 PF_1$ untuk semua generator.
- 7. Memeriksa syarat (7). Jika terpenuhi, pengiriman optimal baru akan tercapai. Kemudian, lakukan langkah 2, jika sebaliknya lakukan langkah berikutnya.
- 8. Menghitung nilai rata-rata $\bar{\lambda}$ dari semua koefisien λ_1 generator yang tidak berada pada batas daya reaktif bawah atau atas.
- 9. Menghitung output generator yang baru sbb :

$$P_{G1} = \frac{\bar{\lambda}/PF_1 - b_1}{2c_1}, for P_{G1}^{min} \leq P_{G1} \leq P_{G1}^{max} \dots\dots\dots(4.3)$$

dan melakukan langkah 2.

10. End

4.2.2. Flowchart RBPF



4.3. Aplikasi Metode *RBPF* pada Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung sub sistem 150 kV Paiton Bali tanggal 1,2,3,4,5,6 dan 7 Januari 2006. Analisa data dilakukan untuk ketujuh hari tersebut pada saat beban puncak siang dan malam pukul 10.00 dan 20.00, secara lengkapnya keempat belas data tersebut adalah sebagai berikut:

1. Sabtu 1 Januari pukul 10.00
2. Sabtu 1 Januari pukul 20.00
3. Minggu 2 Januari pukul 10.00
4. Minggu 2 Januari pukul 20.00
5. Senin 3 Januari pukul 10.00
6. Senin 3 Januari pukul 20.00
7. Selasa 4 Januari pukul 10.00
8. Selasa 4 Januari pukul 20.00
9. Rabu 5 Januari pukul 10.00
10. Rabu 5 Januari pukul 20.00
11. Kamis 6 Januari pukul 10.00
12. Kamis 6 Januari pukul 20.00
13. Jum'at 7 Januari pukul 10.00
14. Jum'at 7 Januari pukul 20.00

Analisa data dilakukan hanya untuk yang beroperasi. Karena program komputer ini hanya untuk menghitung unit pembangkit yang siap beroperasi.

Dalam data beban harian sistem yang diperoleh dari PT. PJB dan PT.Indonesia Power, terdapat data hasil perhitungan mengenai jumlah total pembangkitan, beban total dan cadangan berputar pada tiap jam dalam tiap-tiap area. Data-data ini tidak dipakai dalam skripsi ini karena data tersebut menyangkut sistem secara keseluruhan dalam satu area. Aplikasi pada skripsi ini hanya pada sub sistem 150 kV Paiton dan Bali.

4.4. Data Pembangkit Termal Pada Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali

Pada skripsi ini akan membahas pembangkit termal yang berada pada sub sistem Paiton dan Bali. Pembangkit termal yang dibahas dalam skripsi ini adalah PLTU Paiton 1-2, PLTG Gilimanuk, PLTD Pesanggaran, dan PLTG Pesanggaran.

Untuk data dari bentuk karakteristik semua unit pembangkit yang dibahas dalam skripsi ini beserta kapasitasnya yang digunakan dalam perhitungan berdasarkan data dari PT. Indonesia Power dan PT. PJB.

Tabel 4.1
Parameter Unit Pembangkit Termal

Nama Pembangkit	a_2	a_1	a_G	Pmin (MW)	Pmax (MW)
PLTU Paiton 1&2	6,18	1306,15	388144,168	150	740
PLTG Gilimanuk	1,4069	1599	87435	50	133,8
PLTD Pesanggaran	14,2932	1670	88960	21	75
PLTG Pesanggaran	113,9	5297	139560	15	125,5

Dengan memasukkan data-data pada tabel 4.1 ke persamaan fungsi biaya bahan bakar, maka unit pembangkit termal PLTU Paiton 1&2 diperoleh sebagai berikut :

$$F_i (G_i) = a_2 P_{Gi}^2 + a_1 P_{Gi} + a_G$$
$$F_1(G_1) = 6,18 P^2 + 1306,15 P + 388144,168$$

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

Tabel 4.2
Persamaan Biaya Pembangkitan Unit Pembangkit Termal Paiton dan Bali

No	Nama Pembangkit	Persamaan Biaya Bahan Bakar
1	PLTU Paiton 1&2	$F = 6,18 P^2 + 1306,15 P + 388144,168$
2	PLTG Gilimanuk	$F = 1,40690 P^2 + 1599 P + 87435$
3	PLTD Pesanggaran	$F = 14,2932 P^2 + 1670 P + 88960$
4	PLTG Pesanggaran	$F = 113,9 P^2 + 5297 P + 139560$

Tabel 4.3
Penomoran Bus 150 kV Sub Sistem Paiton dan Bali

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

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

Tabel 4.4
Data Pembangkitan dan Pembebanan

Nomer Bus	Tegangan (pu)	Pgenerator (MW)	Qgenerator (MVAR)	Qmin	Qmax	PLoad (MW)	QLoad (MVAR)
1	1	-	-	-200	300	39.3	7.9
2	0	-	-			14	6
3	0	-	-			18	8.5
4	0	-	-			36.1	16.5
5	0	-	-			39	16.6
6	0	-	50			22.5	9.7
7	0	-	-			62.2	30
8	0	-	-			41	21.3
9	0	-	-			23	5.9
10	0	-	-			17.2	7
11	0	-	-			37.8	18.7
12	1	99.9	-	-100	100	5.4	2.7
13	0	-	-			11.9	4.4
14	0	-	-			6.2	2.9
15	0	-	50			63.6	22.8
16	0	-	-			4.1	0.8
17	0	-	-			23.6	4.3
18	0	-	-			16.4	7
19	0	-	-			73.3	28.9
20	1	2.2	-	-70	70	0	0
21	1	96.7	-	-95	95	0	0
22	0	-	25			45.5	13.6
23	0	-	25			50.3	13.5
24	0	-	-			35.4	7.9
25	0	-	-			14.2	3.3

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

Tabel 4.5
Data Saluran Transmisi 150 kV Paiton-Bali

No. Saluran	Hubungan Saluran	Jumlah Sirkuit	R pu (ohm)	X pu (ohm)
1	1 - 2	2	0.0053	0.0179
2	1 - 9	2	0.0048	0.0346
3	2 - 3	1	0.0100	0.0340
4	2 - 4	2	0.0079	0.0269
5	4 - 5	2	0.0135	0.0460
6	5 - 6	1	0.0167	0.0571
7	5 - 7	1	0.0315	0.1077
8	6 - 7	1	0.0148	0.0506
9	7 - 8	1	0.0337	0.1151
10	7 - 10	2	0.0104	0.0353
11	7 - 11	1	0.0430	0.1469
12	8 - 11	1	0.0177	0.0604
13	9 - 10	2	0.0091	0.0310
14	9 - 11	2	0.0966	0.0457
15	11 - 12	2	0.0046	0.0120
16	12 - 13	1	0.0116	0.0336
17	12 - 17	2	0.0399	0.1314
18	13 - 14	1	0.0270	0.0783
19	13 - 15	1	0.0412	0.1194
20	14 - 15	1	0.0142	0.0411
21	15 - 16	1	0.0362	0.0693
22	15 - 17	1	0.0556	0.1054
23	15 - 18	1	0.0105	0.0304
24	15 - 19	1	0.0105	0.0304
25	15 - 22	1	0.0293	0.0561
26	15 - 24	2	0.0059	0.0170
27	16 - 17	1	0.0194	0.0371
28	18 - 19	1	0.0045	0.0130
29	19 - 20	1	0.0020	0.0044
30	19 - 21	1	0.0020	0.0056
31	19 - 22	1	0.0127	0.0243
32	19 - 23	1	0.0037	0.0070
33	23 - 24	1	0.0078	0.0149
34	24 - 25	2	0.0103	0.0298

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

4.5. Beban Sistem

Dalam wilayah Paiton - Bali, pembangkit-pembangkit listrik yang ada dikoordinasi oleh PT. PLN Pembangkitan Jawa dan Bali. Proses *Economic Dispatch* dengan metode *RBPF* bertujuan untuk membuat rencana produksi yang optimum dalam sistem tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi yang seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit termal dan beban pada saluran transmisi 150 kV Paiton dan Bali sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya output pembangkit tenaga listrik dalam sub sistem Paiton dan Bali tanggal 1, 2, 3, 4, 5, 6 dan 7 Januari 2006 terdapat pada lampiran. Untuk beban sistem terdapat pada tabel dibawah ini (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal saja).

Tabel 4.6
Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton-Bali
Pada tanggal 1 Januari 2006

JAM	Sabtu, 1 Januari 2006
	BEBAN SISTEM (MW)
10:00	440,061
20:00	793,298

Tabel 4.7
Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton-Bali
Pada tanggal 2 Januari 2006

JAM	Minggu, 2 Januari 2006
	BEBAN SISTEM (MW)
10:00	429,054
20:00	809,508

Tabel 4.8
Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton-Bali
Pada tanggal 3 Januari 2006

JAM	Senin, 3 Januari 2006
	BEBAN SISTEM (MW)
10:00	485,287
20:00	807,825

Tabel 4.9
Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton-Bali
Pada tanggal 4 Januari 2006

JAM	Selasa, 4 Januari 2006
	BEBAN SISTEM (MW)
10:00	549,990
20:00	836,039

Tabel 4.10
Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton-Bali
Pada tanggal 5 Januari 2006

JAM	Rabu, 5 Januari 2006
	BEBAN SISTEM (MW)
10:00	496,219
20:00	838,122

Tabel 4.11
Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton-Bali
Pada tanggal 6 Januari 2006

JAM	Kamis, 6 Januari 2006
	BEBAN SISTEM (MW)
10:00	510,803
20:00	821,287

Tabel 4.12
Data Beban Unit Termal pada Sub Sistem Paiton-Bali
Pada tanggal 7 Januari 2006

JAM	Jumat, 7 Januari 2006
	BEBAN SISTEM (MW)
10:00	508,162
20:00	857,134

4.6. Hasil Perhitungan dan Analisa Data

4.6.1. Hasil Perhitungan PT. PLN

Pada hari Sabtu 1 Januari 2006 jam 10.00 Pembangkit Paiton 1 dan 2 dibebankan 300,861 MW maka biaya operasional adalah:

$$F_1(G_1) = 6,18 (300,861)^2 + 1306,15 (300,861) + 388144,168$$

$$= \text{Rp } 1.340.510,-$$

Dengan cara yang sama, maka perhitungan dengan menggunakan komputer didapatkan biaya operasional perjamnya yang dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 4.13
Hasil Perhitungan Biaya Operasional
Pada tanggal 1 Januari 2006

JAM	Sabtu, 1 Januari 2006	
	BEBAN SISTEM (MW)	PT. PLN (Rp)
10:00	440,061	2.418.887
20:00	793,298	4.852.254

Tabel 4.14
Hasil Perhitungan Biaya Operasional
Pada tanggal 2 Januari 2006

JAM	Minggu, 2 Januari 2006	
	BEBAN SISTEM (MW)	PT. PLN (Rp)
10:00	429,054	2.364.330
20:00	809,508	4.994.161

Tabel 4.15
 Hasil Perhitungan Biaya Operasional
 Pada tanggal 3 Januari 2006

JAM	Senin, 3 Januari 2006	
	BEBAN SISTEM (MW)	PT. PLN (Rp)
10:00	485,287	2.759.824
20:00	807,825	5.309.150

Tabel 4.16
 Hasil Perhitungan Biaya Operasional
 Pada tanggal 4 Januari 2006

JAM	Selasa, 4 Januari 2006	
	BEBAN SISTEM (MW)	PT. PLN (Rp)
10:00	549,990	2.982.411
20:00	836,039	5.111.818

Tabel 4.17
 Hasil Perhitungan Biaya Operasional
 Pada tanggal 5 Januari 2006

JAM	Rabu, 5 Januari 2006	
	BEBAN SISTEM (MW)	PT. PLN (Rp)
10:00	496,219	2.788.995
20:00	838,122	5.577.047

Tabel 4.18
 Hasil Perhitungan Biaya Operasional
 Pada tanggal 6 Januari 2006

JAM	Kamis, 6 Januari 2006	
	BEBAN SISTEM (MW)	PT. PLN (Rp)
10:00	510,803	2.872.813
20:00	821,287	5.608.726

Tabel 4.19
Hasil Perhitungan Biaya Operasional
Pada tanggal 7 Januari 2006

JAM	Jumat, 7 Januari 2006	
	BEBAN SISTEM (MW)	PT .PLN (Rp)
10:00	508,162	2.857.442
20:00	857,134	5.748.321

4.6.2. Tampilan Program Komputer dan Hasil Perhitungan Menggunakan Metode Reference Bus Penalty Factor

Tampilan program komputer yang telah dibuat ini adalah hasil perhitungan beban dan biaya operasional yang optimal, sedangkan tampilan utama dari program dapat dilihat pada gambar 4.2 dibawah ini.

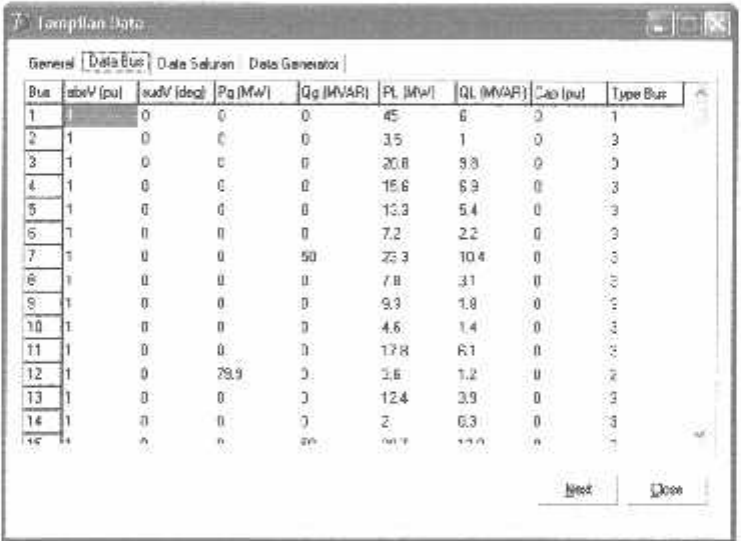


Gambar 4-2
Tampilan Program Utama

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



Gambar 4-3
Tampilan Input Data Pembangkit



Gambar 4-4
Tampilan Data Bus

No	Dari	Ke	R (pu)	X (pu)	Lc (pu)	fr	fu	Su (deg)	Kap (MVA)
1	1	2	0.0053	0.0179	0.0065	C	0	0	222
2	1	5	0.0048	0.0346	0.0251	C	0	0	400
3	2	3	0.01	0.034	0.0123	0	0	0	111
4	2	4	0.0075	0.0269	0.0097	0	0	0	222
5	4	5	0.0135	0.046	0.0166	0	0	0	222
6	5	6	0.0167	0.0571	0.0206	0	0	0	111
7	5	7	0.0315	0.1077	0.0389	0	0	0	111
8	6	7	0.0140	0.0506	0.0183	0	0	0	111
9	7	8	0.0337	0.1151	0.0415	0	0	0	111
10	7	10	0.0104	0.0353	0.0120	0	0	0	222
11	7	11	0.043	0.1469	0.053	0	0	0	111
12	8	11	0.0177	0.0604	0.0218	0	0	0	111
13	9	10	0.0081	0.031	0.0112	0	0	0	222
14	9	11	0.0662	0.2451	0.0754	0	0	0	222

Gambar 4-5
Tampilan Data Saluran

No	Bus	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a2	a1	a0	Fix Cost	Var Cost	Fmin
1	1	-200.00	300.00	6.18000	1.30615000	389144.168	0.73	5.10	150
2	12	-45.00	80.00	1.40890	1589.00000	87435.0000	1.03	7.20	50.0
3	20	-20.00	60.00	14.29320	7670.00000	88960.0000	1.03	7.20	21.0
4	21	-15.00	75.00	113.90000	5297.00000	139560.000	1.03	7.20	15.0

Gambar 4-6
Tampilan Data Pembangkit

Kemudian tekan next, untuk memasukkan data loadflow awal tekan LF

awal.

Bus	absV (pu)	sudV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.03300	0.00000	300.861	-135.853	45.300	6.000	0.000	1
2	0.93644	-0.01934	0.000	0.000	3.500	1.000	0.000	3
3	0.99339	-0.02560	0.000	0.000	20.300	9.800	0.000	3
4	1.00050	-0.04236	0.000	0.000	15.800	6.900	0.000	3
5	1.00906	-0.07478	0.000	0.000	13.300	5.400	0.000	3
6	1.01527	-0.09171	0.000	0.000	7.200	2.200	0.000	3
7	1.02109	-0.10275	0.000	50.000	23.300	10.400	0.000	3
8	1.00670	-0.14579	0.000	0.000	7.600	3.100	0.000	3
9	1.02477	-0.05617	0.000	0.000	9.300	1.800	0.000	3
10	1.02275	-0.07863	0.000	0.000	4.600	1.400	0.000	3
11	0.99919	-0.16399	0.000	0.000	17.000	6.100	0.000	3
12	1.00000	-0.16887	79.900	-10.390	3.600	1.200	0.000	2
13	0.99596	-0.18128	0.000	0.000	12.400	3.900	0.000	3
14	0.99582	-0.24020	0.000	0.000	2.000	0.300	0.000	3
15	0.99970	-0.26930	0.000	50.000	39.700	12.800	0.000	3

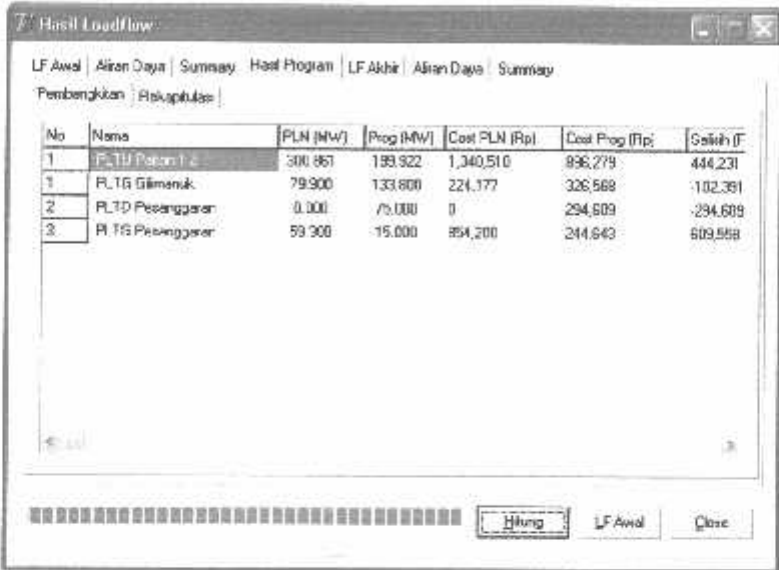
Gambar 4-7
Tampilan Data Loadflow Awal

Bus	absV (pu)	sudV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.03300	0.00000	300.861	-135.853	45.300	6.000	0.000	1
2	0.93644	-0.01934	0.000	0.000	3.500	1.000	0.000	3
3	0.99339	-0.02560	0.000	0.000	20.300	9.800	0.000	3
4	1.00050	-0.04236	0.000	0.000	15.800	6.900	0.000	3
5	1.00906	-0.07478	0.000	0.000	13.300	5.400	0.000	3
6	1.01527	-0.09171	0.000	0.000	7.200	2.200	0.000	3
7	1.02109	-0.10275	0.000	50.000	23.300	10.400	0.000	3
8	1.00670	-0.14579	0.000	0.000	7.600	3.100	0.000	3
9	1.02477	-0.05617	0.000	0.000	9.300	1.800	0.000	3
10	1.02275	-0.07863	0.000	0.000	4.600	1.400	0.000	3
11	0.99919	-0.16399	0.000	0.000	17.000	6.100	0.000	3
12	1.00000	-0.16887	79.900	-10.390	3.600	1.200	0.000	2
13	0.99596	-0.18128	0.000	0.000	12.400	3.900	0.000	3
14	0.99582	-0.24020	0.000	0.000	2.000	0.300	0.000	3
15	0.99970	-0.26930	0.000	50.000	39.700	12.800	0.000	3

Gambar 4-8
Proses Komputasi pada jam 10.00
Tanggal 1 Januari 2006

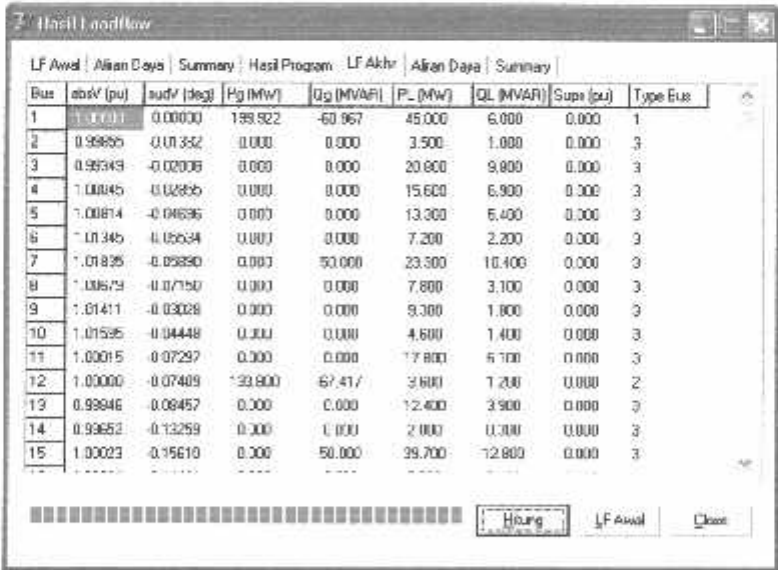
Setelah menetapkan loadflow awal tersebut maka komputasi dapat dilakukan, untuk menentukan kebutuhan beban yang disuplai dengan biaya yang minimum. Untuk proses komputasi digunakan software Borland Delphi versi 7.0

kemudian dieksekusi dengan menggunakan komputer berspesifikasi prosesor Intels 2.26 GHz, Ram 256. Perhitungan dilakukan pada jam 10.00 dan 20.00 selama 7 hari.



No	Nama	PLN (MW)	Prog (MW)	Cost PLN (Rp)	Cost Prog (Rp)	Selisih (f)
1	PLTD Patemah 2	300.861	199.922	1,340,510	936,279	444,231
1	PLTG Gilmanik	79.900	133.800	224,177	326,568	-102,391
2	PLTD Pesanggaran	0.000	75.000	0	294,609	-294,609
3	PLTG Pesanggaran	59.900	15.000	854,200	244,643	609,558

Gambar 4-9
Hasil Komputasi pada jam 10.00
Tanggal 1 Januari 2006



Bus	absV (pu)	sudV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.00000	0.00000	199.922	-60.967	45.000	6.000	0.000	1
2	0.99895	0.01352	0.000	0.000	3.500	1.000	0.000	3
3	0.99343	-0.02006	0.000	0.000	20.800	9.900	0.000	3
4	1.00045	0.02855	0.000	0.000	15.600	6.900	0.000	3
5	1.00814	-0.04636	0.000	0.000	13.300	5.400	0.000	3
6	1.01345	0.05634	0.000	0.000	7.200	2.200	0.000	3
7	1.01835	-0.09890	0.000	50.000	23.500	10.400	0.000	3
8	1.00679	0.07150	0.000	0.000	7.800	3.100	0.000	3
9	1.01411	-0.03028	0.000	0.000	9.300	1.800	0.000	3
10	1.01535	0.04448	0.000	0.000	4.600	1.400	0.000	3
11	1.00015	0.07292	0.000	0.000	17.800	6.100	0.000	3
12	1.00000	-0.07409	133.800	67.417	3.600	1.200	0.000	2
13	0.99946	0.08452	0.000	0.000	12.400	3.900	0.000	3
14	0.99652	-0.13259	0.000	0.000	2.000	0.300	0.000	3
15	1.00023	0.15610	0.000	50.000	39.700	12.800	0.000	3

Gambar 4-10
Tampilan Hasil Loadflow Akhir

Dengan cara yang sama dapat dicari pembangkit yang dapat melayani permintaan beban dengan biaya yang minimum pada saat beban puncak berikutnya.

4.6.3. Perbandingan Hasil Perhitungan PT. PLN dengan Metode RBPF

Berikut ini adalah perbandingan biaya operasional pada saat beban puncak PT. PLN dengan metode RBPF :

Tabel 4.20
Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 1 Januari 2006

JAM	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	SELISIH (Rp)
10.00	1.762.099	2.418.887	656.788
20.00	3.969.424	4.852.254	882.830

Tabel 4.21
Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 2 Januari 2006

JAM	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	SELISIH (Rp)
10.00	1.718.021	2.364.330	646.309
20.00	4.091.389	4.994.161	902.772

Tabel 4.22
Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 3 Januari 2006

JAM	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	SELISIH (Rp)
10.00	1.982.669	2.759.824	777.155
20.00	4.140.439	5.309.150	1.168.711

Tabel 4.23
Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 4 Januari 2006

JAM	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	SELISIH (Rp)
10.00	2.195.224	2.982.411	787.187
20.00	4.429.680	5.111.818	682.138

Tabel 4.24
Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 5 Januari 2006

JAM	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	SELISIH (Rp)
10.00	1.997.570	2.788.995	791.425
20.00	4.391.677	5.577.047	1.185.370

Tabel 4.25
Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 6 Januari 2006

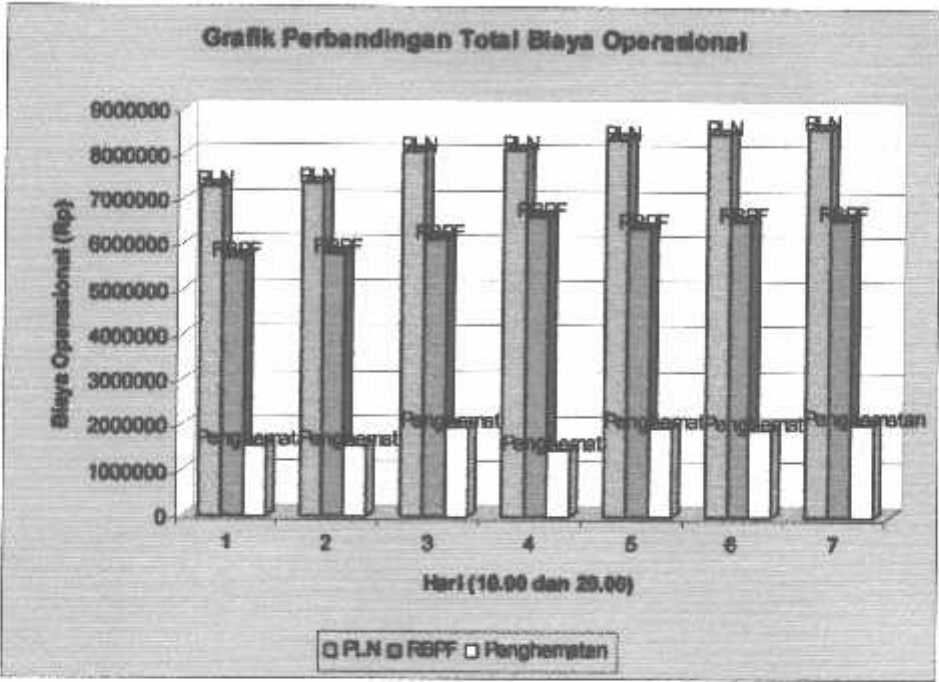
JAM	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	SELISIH (Rp)
10.00	2.059.781	2.872.813	813.032
20.00	4.497.446	5.608.726	1.111.280

Tabel 4.26
Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 7 Januari 2006

JAM	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	SELISIH (Rp)
10.00	2.022.705	2.857.442	834.737
20.00	4.542.797	5.748.321	1.205.524

Tabel 4.27
Perbandingan Biaya Total Operasional Pada Jam 10.00 dan 20.00

Tanggal	RBPF (Rp)	PT. PLN (Rp)	PENGHEMATAN (Rp)
01/01/2006	5.731.523	7.271.141	1.539.618
02/01/2006	5.809.410	7.358.491	1.549.081
03/01/2006	6.123.108	8.068.974	1.945.866
04/01/2006	6.624.904	8.094.229	1.469.325
05/01/2006	6.389.247	8.366.042	1.976.795
06/01/2006	6.557.227	8.481.539	1.924.312
07/01/2006	6.565.502	8.605.763	2.040.261



Grafik 4-1
Perbandingan Total Biaya Operasional pada jam 10.00 dan 20.00 Sub Sistem
Paiton dan Bali dengan Metode RBPF tanggal 1, 2, 3, 4, 5, 6 dan 7 Januari 2006

Tabel 4-29
Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Setelah Optimalisasi

		HASIL PROGRAM (MW)						
No	Nama Pembangkit	Sabtu 1 Jan 10.00	Sabtu 1 Jan 20.00	Minggu 2 Jan 10.00	Minggu 2 Jan 20.00	Senin 3 Jan 10.00	Senin 3 Jan 20.00	Selasa 4 Jan 10.00
1	PLTU Paton 1&2	199.922	486.433	188.021	495.405	239.430	502.277	298.645
2	PLTG Gilmanuk	133.800	133.800	133.800	133.800	133.800	133.800	133.800
3	PLTD Pesanggaran	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
4	PLTG Pesanggaran	15.000	59.738	15.000	62.639	21.524	62.522	15.000
Jumlah Pembebanan		413.800+j136.500	705.800+j277.900	401.100+j131.600	713.900+j275.200	464.100+j149.700	720.700+j246.300	495.000+j168.600
Jumlah Rugi - Rugi		9.922-j104.508	49.371-j22.304	10.721-j103.108	52.944-j15.151	15.654-j93.276	52.899-j16.218	27.445-j74.212

		HASIL PROGRAM (MW)						
No	Nama Pembangkit	Selasa 4 Jan 20.00	Rabu 5 Jan 10.00	Rabu 5 Jan 20.00	Kamis 6 Jan 10.00	Kamis 6 Jan 20.00	Jumat 7 Jan 10.00	Jumat 7 Jan 20.00
1	PLTU Paton 1&2	528.167	245.311	520.369	270.567	544.539	262.508	535.717
2	PLTG Gilmanuk	133.800	133.800	133.800	133.800	133.800	133.800	133.800
3	PLTD Pesanggaran	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
4	PLTG Pesanggaran	67.037	20.493	68.135	15.000	63.963	15.000	69.607
Jumlah Pembebanan		748.100+j262.100	459.400+j149.600	740.800+j271.500	480.100+j154.800	766.200+j282.300	467.300+j159.500	756.800+j268.200
Jumlah Rugi - Rugi		55.904-j9.822	15.203-j94.081	56.504-j10.093	14.267-j93.644	51.102-j14.466	19.008-j86.528	57.324-j6.748

Tabel 4-28
Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Sebelum Optimalisasi

No	Nama Pembangkit	HASIL PLN (MW)						
		Sabtu 1 Jan 10.00	Sabtu 1 Jan 20.00	Minggu 2 Jan 10.00	Minggu 2 Jan 20.00	Senin 3 Jan 10.00	Senin 3 Jan 20.00	Selasa 4 Jan 10.00
1	PLTU Palton 1&2	300.861	594.498	289.854	610.708	324.887	598.025	406.090
2	PLTG Gilimanuk	79.900	99.900	79.900	99.900	79.900	99.900	79.900
3	PLTD Pesanggaran	0.000	27.600	0.000	27.600	18.200	19.100	12.900
4	PLTG Pesanggaran	59.300	71.300	59.300	71.300	64.300	89.800	51.100
Jumlah Pembebanan		413.800+j136.500	705.600+j277.900	401.100+j131.600	713.900+j275.200	454.100+j148.700	720.700+j246.300	495.000+j168.600
Jumlah Rugi - Rugi		26.261-j74.981	87.698+j45.605	27.954-j72.081	85.608+j60.361	31.187-j65.941	87.125+j44.446	54.990-j26.333

No	Nama Pembangkit	HASIL PLN (MW)						
		Selasa 4 Jan 20.00	Rabu 5 Jan 10.00	Rabu 5 Jan 20.00	Kamis 6 Jan 10.00	Kamis 6 Jan 20.00	Jumat 7 Jan 10.00	Jumat 7 Jan 20.00
1	PLTU Palton 1&2	618.339	352.019	629.422	366.603	565.987	363.962	649.234
2	PLTG Gilimanuk	99.900	79.900	99.900	79.900	99.900	79.900	99.900
3	PLTD Pesanggaran	46.600	0.000	19.100	0.000	47.400	0.000	18.700
4	PLTG Pesanggaran	71.200	64.300	89.700	64.300	108.000	64.300	89.300
Jumlah Pembebanan		748.100+j262.100	459.400+j149.600	740.800+j271.500	480.100+j154.600	766.200+j282.300	487.300+j159.500	756.800+j268.200
Jumlah Rugi - Rugi		87.939+j46.672	36.819-j55.547	97.322+j61.775	30.703-j64.168	55.087-j8.215	40.862-j47.878	100.334+j69.332

BAB V

KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan

Dari analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan Metode *Reference Bus Penalty Factor* pada pembagian pembebanan unit pembangkit termal terhadap beban yang ditanggung , pada tanggal 1, 2, 3, 4, 5, 6 dan 7 Januari 2006 pada saat beban puncak yaitu pada pukul 10.00 dan 20.00.

Setelah dilakukan analisa perhitungan *Economic Dispatch* dengan metode *Reference Bus Penalty Factor* maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Dengan menggunakan *Economic Dispatch* atau pembagian pembebanan dengan metode *Reference Bus Penalty Factor* didapatkan biaya operasional pembangkit yang lebih optimum,
 - a. Tanggal 1 Januari 2004 yaitu, sebesar Rp. 7.271.141,- sebelum optimasi dan Rp. 5.731.523,- untuk hasil perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 1.539.618,-.(Optimasi \pm 21,2%)
 - b. Tanggal 2 Januari 2004 yaitu, sebesar Rp. 7.358.491,- sebelum optimasi dan Rp. 5.809.410,- untuk hasil perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 1.549.081,-. (Optimasi \pm 21%)

- c. Tanggal 3 Januari 2004 yaitu, sebesar Rp. 8.068.974,- sebelum optimasi dan Rp. 6.123.108,- untuk hasil perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 1.945.866,-. (Optimasi \pm 24%)
 - d. Tanggal 4 Januari 2004 yaitu, sebesar Rp. 8.094.229,- sebelum optimasi dan Rp. 6.624.904,- untuk hasil perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 1.469.325,-. (Optimasi \pm 18,2%)
 - e. Tanggal 5 Januari 2004 yaitu, sebesar Rp. 8.366.042,- sebelum optimasi dan Rp. 6.389.247,- untuk hasil perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 1.976.795,-. (Optimasi \pm 23,6%)
 - f. Tanggal 6 Januari 2004 yaitu, sebesar Rp. 8.481.539,- sebelum optimasi dan Rp. 6.557.227,- untuk hasil perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 1.924.312,-. (Optimasi \pm 22,7%)
 - g. Tanggal 7 Januari 2004 yaitu, sebesar Rp. 8.605.763,- sebelum optimasi dan Rp. 6.565.502,- untuk hasil perhitungan setelah optimasi. Jadi selisih antara biaya operasional sebelum dan sesudah optimasi adalah Rp. 2.040.261,-. (Optimasi \pm 23,7%)
2. Dari beberapa argumentasi diatas dapat ditarik kesimpulan bahwa Metode *Reference Bus Penalty Factor* ini memungkinkan untuk diaplikasikan pada
-

sub sistem 150 kV Paiton dan Bali, meskipun diperlukan perbaikan-perbaikan untuk menyempurnakan metode ini.

DAFTAR PUSTAKA

1. A.J. Wood dan B.F. Wollenberg, "*Power Generation Operation, and Control*" Second Edition, John Wiley & Sons. 1996.
 2. Ir. Djiteng Marsudi, "*Operasi Sistem Tenaga Listrik*", Balai Penerbit dan Humas ISTN, Jakarta 1990.
 3. William D. Stevenson, Jr. "*Analisa Sistem Tenaga Listrik*", Edisi Keempat, Erlangga, Jakarta 1993.
 4. Miodrag Djukanovic, Milan Calovic, Borka Milosevic, and Dejan J. Sobajic, "*NEURAL-NET BASED REAL-TIME ECONOMIC-DISPATCH FOR THERMAL POWER PLANTS*" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 4, December 1996
 5. Hadi Saadat, "*Power System Analisis*", International Editions, The McGraw-Hill Companies, Singapore 1999.
-

LAMPIRAN



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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama Mahasiswa : ANTON SURYANTORO
N.I.M. : 97.12.090
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : ANALISA ECONOMIC DISPATCH DENGAN
MENGUNAKAN METODE REFERENCE BUS
PENALTY FACTOR PADA SUB SISTEM 150 KV
PAITON DAN BALI

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

Hari : Jum'at
Tanggal : 24 Maret 2006
Dengan Nilai : 74 (B+)



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

Panitia Ujian Skripsi

Sekretaris Majelis Penguji

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

Penguji Pertama

(Ir. Eko Nurcahyo)
NIP. Y. 1028700172

Anggota Penguji

Penguji Kedua

(Ir. Widodo Pudji M, MT)
NIP. Y. 1028700171



LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama : ANTON SURYANTORO
2. NIM : 97.12.090
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA ECONOMIC DISPATCH
DENGAN MENGGUNAKAN METODE
REFERENCE BUS PENALTY
FACTOR PADA SUB SISTEM 150 KV
PAITON DAN BALI
6. Tanggal Mengajukan Skripsi : 14 September 2005
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 24 Maret 2006
8. Dosen Pembimbing : Ir. Choirul Saleh, MT
9. Telah Dievaluasikan Dengan Nilai : 80,5 (Delapan Puluh Koma Lima) 

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1



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

Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing



Ir. Choirul Saleh, MT
NIP. Y. 1018800190



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Jum'at
Tanggal : 24 Maret 2006

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :


1. Nama : ANTON SURYANTORO
2. NIM : 97.12.090
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA ECONOMIC DISPATCH DENGAN MENGGUNAKAN METODE REFERENCE BUS PENALTY FACTOR PADA SUB SISTEM 150 KV PAITON DAN BALI

Perbaikan Meliputi :


No	Materi Perbaikan	Ket
1	Algoritma program dan flowchart	5
2	Program	

Anggota Penguji


Penguji Pertama


(Ir. Eko Nurcahyo)
NIP. Y 1028700172

Penguji Kedua


(Ir. Widodo Pudji Mulyanto, MT)
NIP. Y 1028700171

Dosen Pembimbing


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



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : ANTON SURYANTORO
Nim : 97.12.090
Masa Bimbingan : 14 September 2005 ¹/₄ 14 Maret 2006
Judul Skripsi : ANALISA *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN MENGGUNAKAN
METODE *REFERENCE BUS PENALTY FACTOR* PADA SUB
SISTEM 150 KV PAITON DAN BALI

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	12-12-2005	Revisi Bab I : Rumusan dan Batasan Masalah Diperjelas	
2.	14-12-2005	ACC Bab I	
3.	19-12-2005	ACC Bab II	
4.	22-12-2005	ACC Bab III + Buat Algoritma Program	
5.	28-12-2005	Revisi Bab IV : Algoritma dan Flowchart Dilengkapi	
6.	16-01-2006	ACC Bab IV	
7.	23-01-2006	Revisi Bab V : Kesimpulan	
8.	8-02-2006	ACC Bab V + Buat Makalah Seminar Hasil	
9.	16-02-2006	ACC Makalah Seminar Hasil	
10.	17-03-2006	ACC Ujian Skripsi	

Malang, Maret 2006
Dosen Pembimbing,

Ir. Choirul Saleh, MT
Nip.1018800190

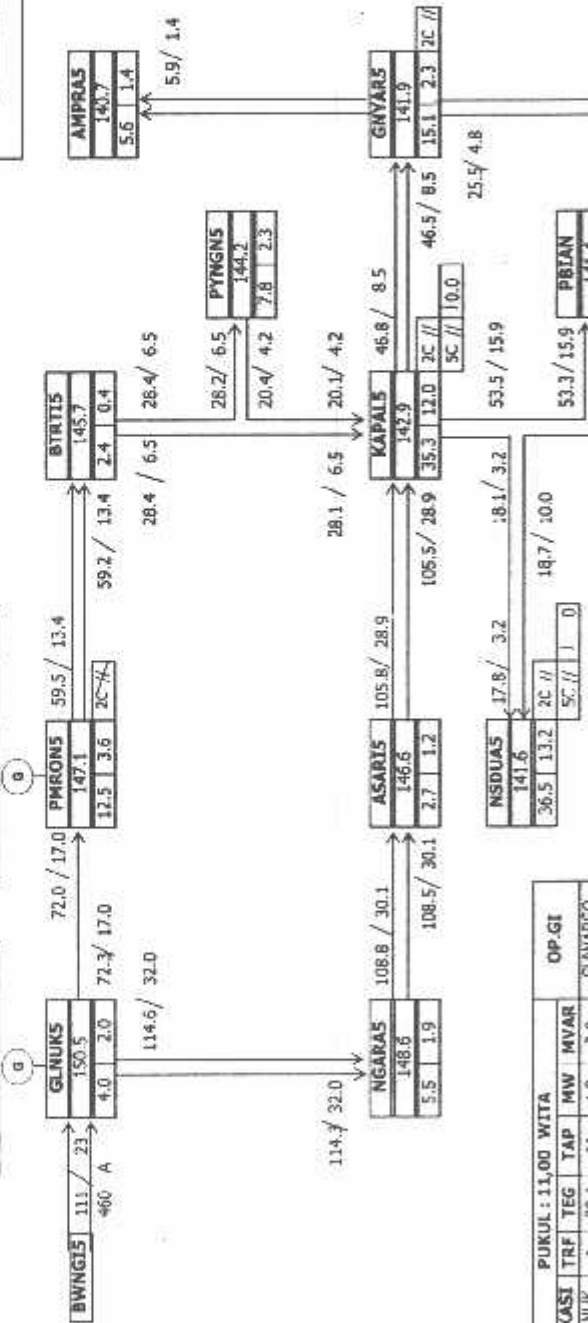
Form.S-4b

PT. PLN (PERSERO) P3B
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

ISLAND GLNUK pk: 11.00		
f: 48.3 Hz	MW	85.9
87.8		

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI		
MINGGU, 01 JANUARI 2006		
PUKUL : 10.00 WITA		

PLTG 1 & 2 : 79.9 28.0
PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0



OILS 150KV GLNUK - BWINGI pk: 11.00 WITA		
1 SEC KAPAL	670	Amp
1 SEC PHRON	128	Amp
1 SEC NGARA	56	Amp
1 SEC GNYAR	72	Amp
4 SEC KAPAL	75	Amp
4 SEC NSDUA	828	Amp
5 SEC PHRON	24	Amp
5 SEC PSGRN	1345	Amp
SUB TOTAL 1 SEC	926	Amp
SUB TOTAL 4 SEC	503	Amp
SUB TOTAL 5 SEC	1369	Amp
TOTAL	3198	Amp

UFR TERPASANG Island Gluk		
48.4 Hz	168	Amp
48.4 Hz	264	Amp
48.3 Hz	1527	Amp
TOTAL	1959	Amp

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN		
PSGRN	626	Amp
NSDUA	412	Amp
TOTAL	1038	Amp

LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP	GI
GLNUK	1	20.4	11	4.0	2.0		SUWARSO
NGARA	1	20.5	6	2.1	0.7		MURHAOL
ASARI	1	20.5	13	3.4	1.2		AMTIKA
PHRON	1	20.5	13	5.0	2.2		WIDYATNO
BTRTI	1	20.4	12	2.4	0.4		HARYADI
KAPAL	2	20.5	17	5.7	2.5		OP GIPAT
	3	20.5	14	11.4	5.0		
	4	20.3	14	8.5	2.7		
GNYAR	1	20.5	14	5.7	0.7		ISWANTO
	2	20.5	13	9.4	1.6		
AMPRA	1	20.5	14	5.6	1.4		ARDANI
	2	0.0	0.0	0.0	0.0		
SANUR	1	20.3	14	11.0	1.4		OP APD
	2	20.4	16	9.9	2.1		
	3	20.2	15	13.5	5.7		
PSGRN	3	20.5	17	7.5	3.0		SUDJANA
	4	20.5	14	22.6	9.4		
	5	20.5	14	32.8	10.1		
NSDUA	1	20.4	16	15.0	3.5		SWAS IANA
	2	20.4	14	9.0	5.0		
	3	20.4	14	12.5	4.7		
PBLAN	1	20.2	14	21.1	8.6		WAKER
	2	-	-	-	-		
PYNON	1	20.4	12	7.8	2.3		SUKARTA

BUS SECTION		
BSB5	PLTG: 2-4	49.9 23.8
	PLTD: 2-7	9.6 3.1
BSAS PLTD:		
	BSAS TM-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11	-

Pembangkit BALI & SC		139.4	54.9
Total Transfer		111.0	23.0
Capasitor / MSC		-	0.0
Distribusi BALI		250.4	77.9

ISLAND PSGRN pk: 11.00		
f: 48.3 Hz	Amp	1,326
1,382	MW	39.6

ISLAND PSGRN pk: 09.00 WITA		
f: 48.3 Hz	Amp	1,163
1,680	MW	34.8

Keterangan:

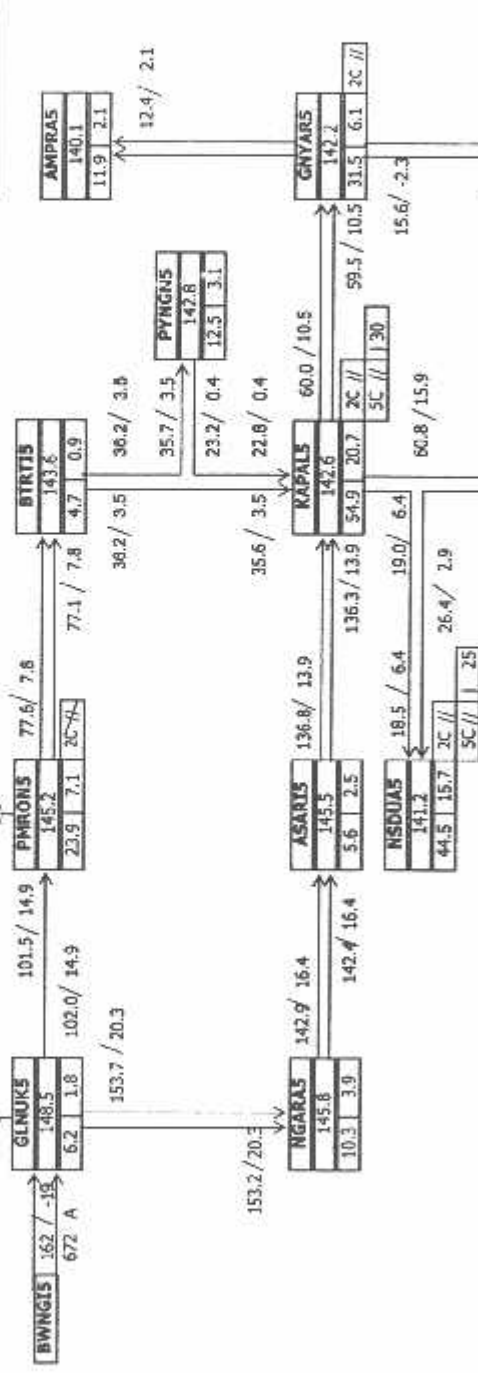
DISPATCHER: PK. 08.00 ~ 15.00		
1	ADE AHMAD	
2	MOCH. RIJONO	

6E AMPRA : Trafik 2 150/20 kV - 30 MVA kendali beban (Salak Tgl. 28 - 12 - 2005)

PLTG 1 & 2 : 99.9 56.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

MINGGU, 01 JANUARI 2006
PUKUL : 20.00 WITA



OLS 150KV GINUK - BWINGI				
WAKTU	PK 10.00	PK 20.00	AMP	MW
G1				
1 SEC KAPAL	1,018	30.4	1,034	30.9
1 SEC PMRON	320	9.6	336	10.0
1 SEC NGARA	113	3.4	118	3.5
1 SEC GNYAR	120	3.6	132	3.9
4 SEC KAPAL	145	4.3	147	4.4
4 SEC NSDUA	948	28.3	952	28.5
5 SEC PMRON	52	1.6	56	1.7
5 SEC PSGRN	1,594	47.7	1,618	48.4
SUB TOTAL 1 SEC	1,571	47.0	1,620	48.4
SUB TOTAL 4 SEC	1,093	32.7	1,099	32.9
SUB TOTAL 5 SEC	1,646	49.2	1,674	50.1
TOTAL	4,310	128.9	4,393	131.4

UFR TERPASANG Island Ginuk				
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00	AMP	MW
FREK				
48.6 Hz	439	13.1	455	13.5
48.4 Hz	356	10.6	361	10.8
48.3 Hz	2361	70.6	2,421	72.4
TOTAL	3,156	94.4	3,237	96.8

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN				
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00	AMP	MW
G1				
PSGRN	0	0.0	0	0.0
NSDUA	120	3.6	120	3.6

PUKUL 20.00 WITA				
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW MVAR
GINUK	1	20.5	13	6.2 1.8
NGARA	1	20.4	7	4.2 1.4
ASARI	1	20.4	14	6.1 2.5
PMRON	1	20.4	14	9.0 3.5
BTRTI	1	20.3	13	4.7 0.9
KAPAL	1	20.5	17	11.0 4.0
GNYAR	1	20.5	16	12.7 2.5
AMPRA	1	20.5	15	17.4 7.8
SANUR	1	20.3	15	12.8 2.5
PSGRN	1	20.4	14	27.3 11.0
NSDUA	1	20.4	16	16.0 4.0
PBLAN	1	20.0	15	30.4 12.5
PNGAN	1	20.4	12	12.5 3.1
SUDARSANA	1	20.4	14	14.8 6.8

PUKUL 19.30 wita Trabo 150/20KV				
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW MVAR
GINUK	1	20.6	148.8	6.6 1.8
NGARA	1	20.4	148.6	4.2 1.4
ASARI	1	20.6	148.2	6.6 2.5
PMRON	1	20.4	144.3	9.0 3.5
BTRTI	1	20.3	142.6	4.7 0.9
KAPAL	1	20.1	142.2	11.0 4.0
GNYAR	1	20.5	141.8	12.9 2.5
AMPRA	1	20.5	141.2	11.3 2.1
SANUR	1	20.3	142.3	12.8 3.5
PSGRN	1	20.4	141.3	27.3 10.9
NSDUA	1	20.4	141.6	11.0 4.0
PBLAN	1	20.1	141.3	30.4 12.6
PNGAN	1	20.4	142.8	12.5 3.2

BUS SECTION				
BSBS	PLTG 1 - 2 - 4	68.2	31.9	
BSAS	PLTG 2 - 3 - 4 - 5 - 7	21.1	7.1	
BSAS	PLTD 11	10.0	5.5	
BSAS	T4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11			

ISLAND PSGRN				
pk.	AMP	MW	AMP	MW
19.00	3.286	98.3	2.255	67.4
20.00	3.318	99.2	2.293	68.3

Pembangkit BALI & SC		
Total Transfer	162.0	-19.0
Capacitor / MSC	-	80.0
Distribusi BALI	361.2	161.5
DISPATCHER : PK. 15.00 ~ 21.00		
1	WINARTO	
2	ARIMAN	



PT. PLN (PERSERO) P3M
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

ISLAND GLUKUK pk: 11.00			
f: 48.3 Hz	MW	104.1	MW
106.1			

PLTG 1 & 2 : 79.9 55.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

ISLAND GLUKUK pk: 11.00			
f: 48.3 Hz	MW	104.1	MW
106.1			

EWINGIS	147	2	150.1
600 A	4.0	1.9	

AMPRAS	750	Amp	22.4
1 SEC PMRON	172	Amp	5.1
1 SEC NGARA	55	Amp	1.7
1 SEC GNYAR	84	Amp	2.5
4 SEC KAPAL	91	Amp	2.7
4 SEC NSDUA	891	Amp	26.6
5 SEC PMRON	24	Amp	0.7
5 SEC PSGRN	1574	Amp	47.1

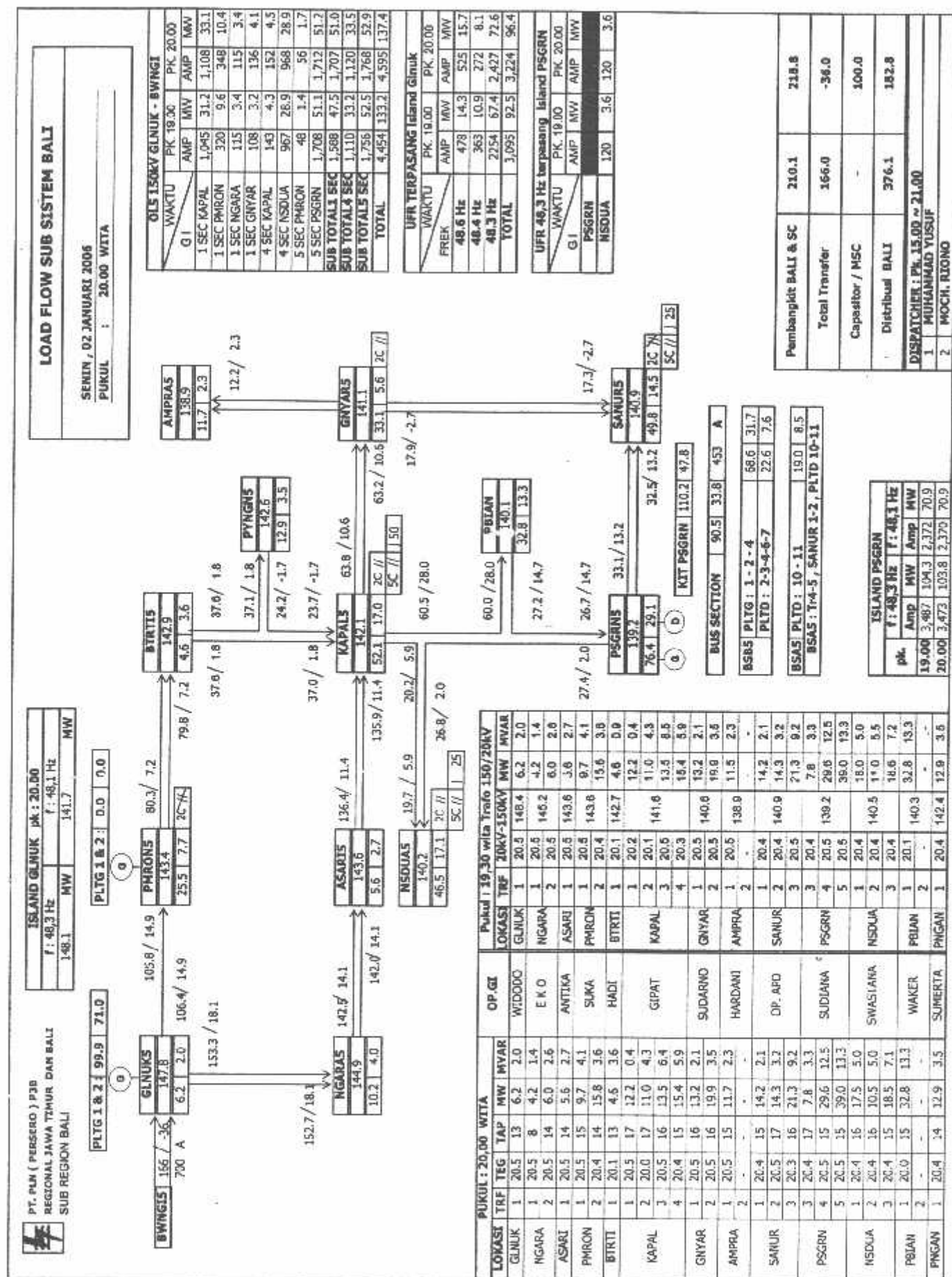
OLS 150KV GLUKUK - BANGKI pk: 11.00 WTTA			
1 SEC KAPAL	750	Amp	22.4
1 SEC PMRON	172	Amp	5.1
1 SEC NGARA	55	Amp	1.7
1 SEC GNYAR	84	Amp	2.5
4 SEC KAPAL	91	Amp	2.7
4 SEC NSDUA	891	Amp	26.6
5 SEC PMRON	24	Amp	0.7
5 SEC PSGRN	1574	Amp	47.1
SUB TOTAL1 SEC	1062	Amp	31.8
SUB TOTAL4 SEC	982	Amp	29.4
SUB TOTAL5 SEC	1598	Amp	47.8
TOTAL	3642	Amp	108.9

UFR TERPASANG Island Glukuk			
48.6 Hz	220	Amp	5.6
48.4 Hz	287	Amp	8.6
48.3 Hz	1766	Amp	52.8
TOTAL	2273	Amp	68.0

PUKUL : 11.00 WTTA					
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	OP.GI
GLUKUK	1	20.5	12	4.0	WIDODO
NGARA	2	20.5	6	2.2	NURHADI
ASARI	1	20.5	13	4.0	SUDAstra
PMRON	1	20.4	13	5.7	WIDYATNO
BTRTI	2	20.4	12	7.5	HADI
KAPAL	1	20.4	16	11.1	
	2	20.3	17	6.4	GIPAT
	3	20.5	15	13.8	
	4	20.4	15	9.0	
GNYAR	1	20.5	15	6.3	SUDARNO
	2	20.5	14	11.1	
AMPRAS	1	20.5	15	6.1	ARDANE
	2	0.0	0	0.0	
SANUR	1	20.2	15	15.6	APD
	2	20.3	16	13.9	
	3	20.5	16	18.4	
PSGRN	3	20.3	17	7.9	SUPARTA
	4	20.5	15	26.5	
	5	20.4	15	37.5	
NSDUA	1	20.5	16	15.5	SWASTANA
	2	20.4	16	10.2	
	3	20.4	15	14.7	
PBIAN	1	20.0	14	27.3	WAKER
	2	-	-	-	
PYNGN	1	20.4	13	6.7	SUKARTA

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN			
PSGRN	754	Amp	22.5
NSDUA	490	Amp	14.7
TOTAL	1244	Amp	37.2

69.3 / 15.8	PELAN	139.8	27.3	10.9	
42.0 / 4.9					
12.3					
41.7 / 4.9	PSGRNS	15.5 / 6.2	140.3	71.9	25.7
15.3 / 6.2					
47.9	18.1	32.6 / 0.7	141.3	47.9	18.1
141.3	SANURS				
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					
17.4					
56.7					
141.5					
32.6					
141.5					



Pembangkit BALI & SC	210.1	218.8
Total Transfer	166.0	-36.0
Capexstor / MSC	-	100.0
Distribusi BALI	376.1	182.8
DISPATCHER : PM 15.00 ~ 21.00		
1 MUHAMMAD YUSUF		
2 MOCHI, RIZONO		



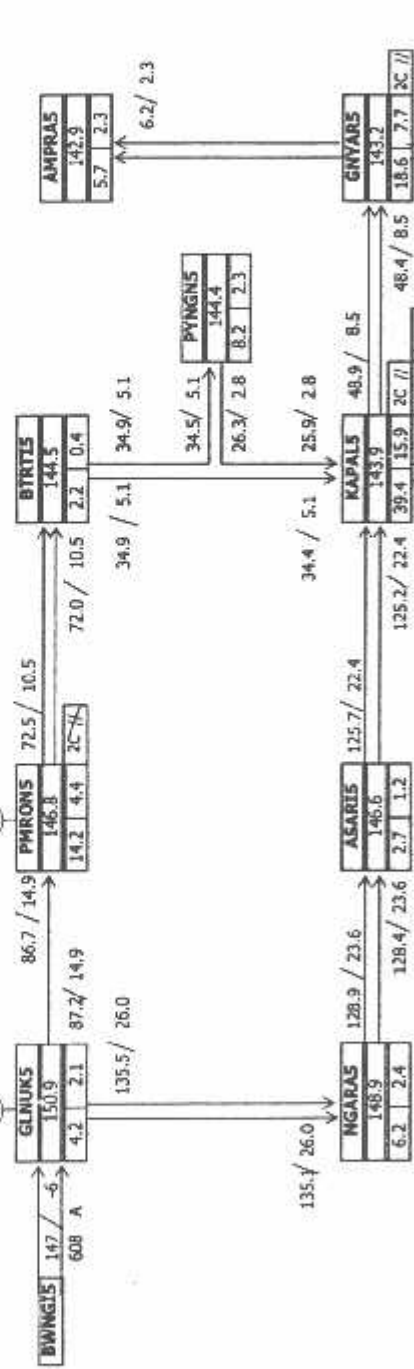
PT. PLN (PERSERO) PJSB
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

ISLAND GILNUK PK: 11.00			
f: 48.3 Hz	MW	103.0	MW

PLTG 1 & 2	79.9	49.0
------------	------	------

PLTG 1 & 2	0.0	0.0
------------	-----	-----

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI	
SELASA, 03 JANUARI 2006	
PUKUL 1 10.00 WITA	



OIS 150KV GILNUK - BWINGI PK: 11.00 WITA	
1 SEC KAPAL	773 Amp 23.1 MW
1 SEC PHRON	180 Amp 5.4 MW
1 SEC NCARA	64 Amp 1.9 MW
1 SEC GNYAR	140 Amp 4.2 MW
4 SEC NSOUA	93 Amp 2.8 MW
4 SEC PHRON	873 Amp 25.1 MW
5 SEC PHRON	24 Amp 0.7 MW
5 SEC PSGRN	1556 Amp 46.5 MW
SUB TOTAL 1 SEC	1157 Amp 34.6 MW
SUB TOTAL 4 SEC	966 Amp 28.9 MW
SUB TOTAL 5 SEC	1580 Amp 47.2 MW
TOTAL	3703 Amp 110.7 MW

FREK. UFR TERPASANG Island Gilnuh	
48.6 Hz	267 Amp 8.0 MW
48.4 Hz	182 Amp 5.4 MW
48.3 Hz	1828 Amp 54.7 MW
TOTAL	2277 Amp 68.1 MW

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN	
PSGRN	732 Amp 21.9 MW
NSOUA	520 Amp 15.5 MW
TOTAL	1252 Amp 37.4 MW

PUKUL 11.00 WITA				OP GI	
LOKASI	TRF	TEG	MW	MVAR	
GLNUK	1	20.4	11	4.2	2.1
WARSO					
NGARA	1	20.5	6	2.3	0.8
NURHADI	2	20.4	13	3.9	1.6
ASARI	1	20.5	13	2.7	1.2
SUDASTRA	1	20.5	13	6.0	2.6
KAMDI	2	20.4	12	8.2	1.8
HARYADI	1	20.4	12	2.2	0.4
GIPAT	1	20.3	16	13.9	4.3
2	20.3	16	6.7	3.2	
3	20.5	14	8.5	4.3	
4	20.4	143	10.3	4.1	
SUSANA	1	20.5	14	6.3	3.2
2	20.5	14	12.3	4.5	
HARDANI	1	20.5	14	5.7	2.3
2	0.0	0	0.0	0.0	
SAUR	1	0.0	0	0.0	
2	20.4	17	23.3	9.2	
3	20.4	16	20.6	8.5	
PSGRN	3	20.5	16	7.4	3.1
4	20.5	14	26.5	10.9	
5	20.5	14	35.9	11.7	
NSOUA	2	20.5	16	10.0	5.5
3	20.5	14	14.5	5.8	
PEJAN	1	20.5	15	28.9	17.5
2	-	-	-	-	
PTMIDAN	1	120.3	12	8.2	2.3
SUMERTA	1	120.3	12	8.2	2.3

BUS SECTION		91.0	34.5	455	A
BS85		PLTG: 1-4	51.0	25.2	
		PLTD: 3-6-7	14.5	5.9	
BSA5		PLTD:			
		BSA5: 1T4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11			

Pembangkit BALI & SC		145.4	130.1
Total Transfer		147.0	-6.0
Capasitor / MSC		-	50.0
Distribusi BALI		292.4	124.1

Keterangan:

ISLAND PSGRN PK: 11.00			
f: 48.3 Hz	Amp	1,440	MW
2,018	Amp	43.1	MW
60.3	MW	43.1	MW

ISLAND PSGRN PK: 09.00 WITA			
f: 48.3 Hz	Amp	1267	MW
1803	Amp	37.9	MW
53.9	MW	37.9	MW

DISPATCHER: PK. 08.00 ~ 15.00			
1	MUKTIHO		
2	ARTMAN		

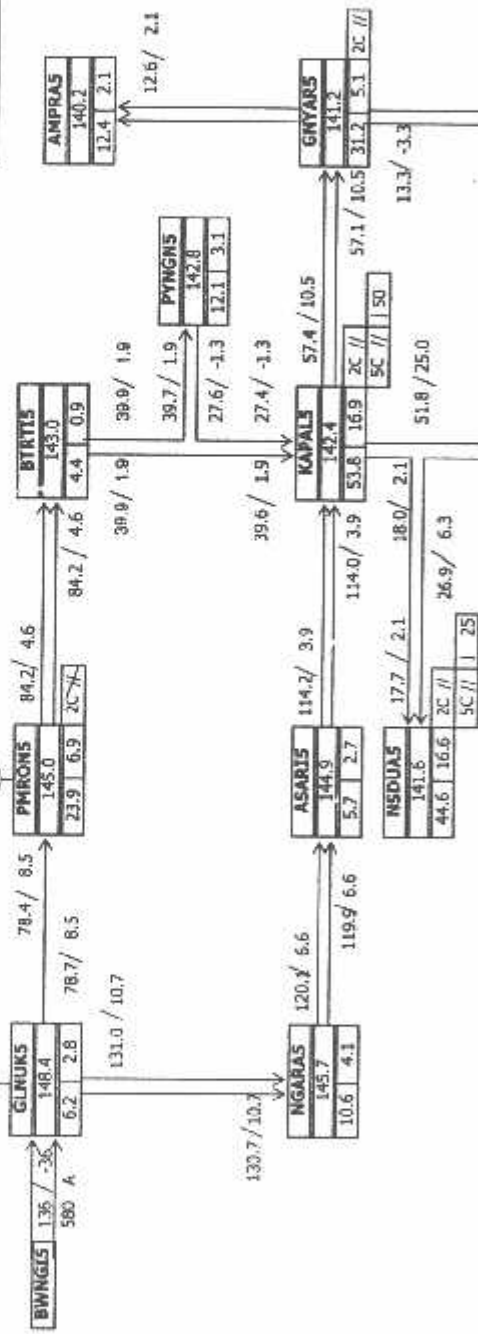


PT. PLN (PERSERO) P3B
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

ISLAND GINUK PK : 20.00			
F : 48.3 Hz	MW	133.2	MW

PLTG 1 & 2 : 79.9 58.0

PLTG 1 & 2 : 29.7 3.0



PUKUL : 20.00 WITA									
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP.GI	LOKASI	TRF	TEG
GINUK	1	20.5	13	6.2	2.8	WIDODO	GINUK	1	20.5
NGARA	1	20.4	7	4.2	1.5	E K O	NGARA	1	20.5
ASARI	1	20.5	13	5.7	2.7	SUKANAYA	ASARI	1	20.5
PHRON	1	20.4	13	7.2	2.6	WIDYATNO	PHRON	1	20.4
BTRTI	1	20.5	13	4.4	0.9	HADI	BTRTI	1	20.4
KAPAL	1	20.3	17	14.3	0.7	GIPAT	KAPAL	1	20.2
GINYAR	1	20.5	15	12.8	2.1	SUDARNO	GINYAR	1	20.5
ANPRA	1	20.5	14	7.5	1.9	HARDANI	ANPRA	1	20.5
SANUR	1	20.3	16	12.2	2.5	OP. APO	SANUR	1	20.3
PSGRN	1	20.5	17	7.5	3.2	SUDJANA	PSGRN	1	20.4
NSDUA	1	20.4	17	17.4	4.5	MAKIN	NSDUA	1	20.4
PBIAN	1	20.4	16	10.2	5.4	WAKER	PBIAN	1	20.4
PNGAN	1	20.5	13	12.1	3.1	SUKARTA	PNGAN	1	20.4

PUKUL : 19.30 wita Trato 150/20kV									
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	LOKASI	TRF	TEG	TAP
GINUK	1	20.5	13	6.2	2.8	GINUK	1	20.5	13
NGARA	1	20.4	7	4.2	1.5	NGARA	1	20.5	13
ASARI	1	20.5	13	5.7	2.7	ASARI	1	20.5	13
PHRON	1	20.4	13	7.2	2.6	PHRON	1	20.4	13
BTRTI	1	20.5	13	4.4	0.9	BTRTI	1	20.4	13
KAPAL	1	20.3	17	14.3	0.7	KAPAL	1	20.2	17
GINYAR	1	20.5	15	12.8	2.1	GINYAR	1	20.5	15
ANPRA	1	20.5	14	7.5	1.9	ANPRA	1	20.5	14
SANUR	1	20.3	16	12.2	2.5	SANUR	1	20.3	16
PSGRN	1	20.5	17	7.5	3.2	PSGRN	1	20.4	17
NSDUA	1	20.4	17	17.4	4.5	NSDUA	1	20.4	17
PBIAN	1	20.4	16	10.2	5.4	PBIAN	1	20.4	16
PNGAN	1	20.5	13	12.1	3.1	PNGAN	1	20.4	13

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

SELASA, 03 JANUARI 2006
PUKUL : 20.00 WITA

OLS 150KV GINUK - BWNGL					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
G1	1,031	30.8	1,078	32.2	32.2
1 SEC KAPAL	376	11.2	360	11.4	11.4
1 SEC PHRON	110	3.3	118	3.5	3.5
1 SEC NGARA	120	3.6	128	3.8	3.8
4 SEC GINYAR	139	4.2	147	4.4	4.4
4 SEC KAPAL	914	27.3	934	27.9	27.9
5 SEC NSDUA	52	1.6	56	1.7	1.7
5 SEC PHRON	1,557	46.5	1,559	46.6	46.6
SUB TOTAL 1 SEC	1,637	48.9	1,704	50.9	50.9
SUB TOTAL 4 SEC	1,053	31.5	1,081	32.3	32.3
SUB TOTAL 5 SEC	1,609	48.1	1,615	48.3	48.3
TOTAL	4,299	129.5	4,400	131.6	131.6

UPL TERPASANG Island Ginuk					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
FREK	48.6 Hz	479	14.3	526	15.7
48.4 Hz	334	10.0	335	10.0	10.0
48.3 Hz	2321	69.4	2,462	73.6	73.6
TOTAL	3,134	93.7	3,323	99.4	99.4

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
G1	1,031	30.8	1,078	32.2	32.2
PSGRN	1,031	30.8	1,078	32.2	32.2
NSDUA	120	3.6	116	3.5	3.5

BUS SECTION 84.3 31.0 422 A

BSB5 PLTG : 1-2-4 62.6 28.5
PLTD : 2-3-4-6-7-8 27.1 11.2

BSAS PLTD : 10-11 19.0 10.0
BSAS : Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11

ISLAND PSGRN			
pk.	F : 48.3 Hz	F : 48.3 Hz	
19.00	3,195	95.5	2,154
20.00	3,229	96.5	2,169

Pembangkit BALI & SC	218.3	185.7
Total Transfer	136.0	-36.0
Capacitor / MSC	-	75.0
Distribusi BALI	354.3	149.7
DISPATCHER: PK. 15.00 ~ 21.00		
1 MOCH. RIONO		
2 WINARTO		



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

ISLAND GILUK - PK: 11.00			
f: 48.3 Hz	MW	f: 48.1 Hz	MW
91.6	89.9		

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0 0.0			

GLUK5			
134 / 2	150.4	69.3 / 11.1	
560 A	4.2 2.1		

PRONS			
82.8 / 14.9	146.5	69.3 / 11.1	
	13.5 3.8		

BTRTIS			
	144.6		
	2.3 0.5		

AMPRAS			
	142.3		
	6.3 2.9		

OLIS 150KV GILUK - BWNGT PK: 11.00 WITA			
1 SEC KAPAL	806	Amp	24.1 MW
1 SEC PMRON	156	Amp	4.7 MW
1 SEC NGARA	45	Amp	1.3 MW
1 SEC GNYAR	136	Amp	4.1 MW
4 SEC KAPAL	94	Amp	2.8 MW
4 SEC NSDUA	837	Amp	25.0 MW
5 SEC PMRON	26	Amp	0.8 MW
5 SEC PSGRN	1600	Amp	47.8 MW
SUB TOTAL1 SEC	1143	Amp	34.2 MW
SUB TOTAL4 SEC	931	Amp	27.8 MW
SUB TOTAL5 SEC	1626	Amp	48.6 MW
TOTAL	3700	Amp	110.6 MW

FREK UFR TERPASANG Island Giluk			
48.6 Hz	220	Amp	6.6 MW
48.4 Hz	437	Amp	13.1 MW
48.3 Hz	1850	Amp	55.3 MW
TOTAL	2507	Amp	75.0 MW

PUKUL : 11.00 WITA									
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP	GI		
GLUK	1	20.5	12	4.2	2.1	WARSO			
NGARA	1	20.4	5	1.8	0.5	NURHADI			
ASARI	1	20.5	12	3.9	1.6	ARNAWA			
PMRON	1	20.4	13	4.3	1.8	KAMDI			
BTRTI	1	20.4	12	2.3	0.5	HARYADI			
KAPAL	1	20.5	17	14.6	1.1				
	2	20.5	17	8.5	3.6	GIPAT			
	3	20.5	15	9.6	4.6				
	4	20.6	15	10.1	4.3				
GNYAR	1	20.5	14	6.2	3.6	DUMATA			
	2	20.5	13	11.8	6.9				
AMPRAS	1	20.5	14	3.5	1.5	HARDANI			
	2	20.5	14	2.8	1.4				
SANUR	1	20.1	15	24.8	3.6	APD			
	2	20.5	16	15.5	5.7				
	3	0.0	0	0.0	0.0				
PSGRN	3	20.5	17	7.3	3.1	SUPARTA			
	4	20.5	14	28.9	11.7				
	5	20.4	14	33.5	12.5				
NSDUA	1	20.4	16	16.4	4.1	MAKIN			
	2	20.4	16	10.1	5.2				
	3	20.4	15	13.7	6.0				
PSIAN	1	20.5	15	25.7	12.5				
	2	-	-	-	-				
PINGN	1	20.5	13	7.8	2.7	SUDARSANA			

PENGANTIAN
GSW POLE 25
S.D 75

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN			
PSGRN	685	Amp	20.5 MW
NSDUA	515	Amp	15.4 MW
TOTAL	1200	Amp	35.9 MW

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		

KIT PSGRN			
66.5	27.1		



PT. PLN (PERSERO) P3B
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

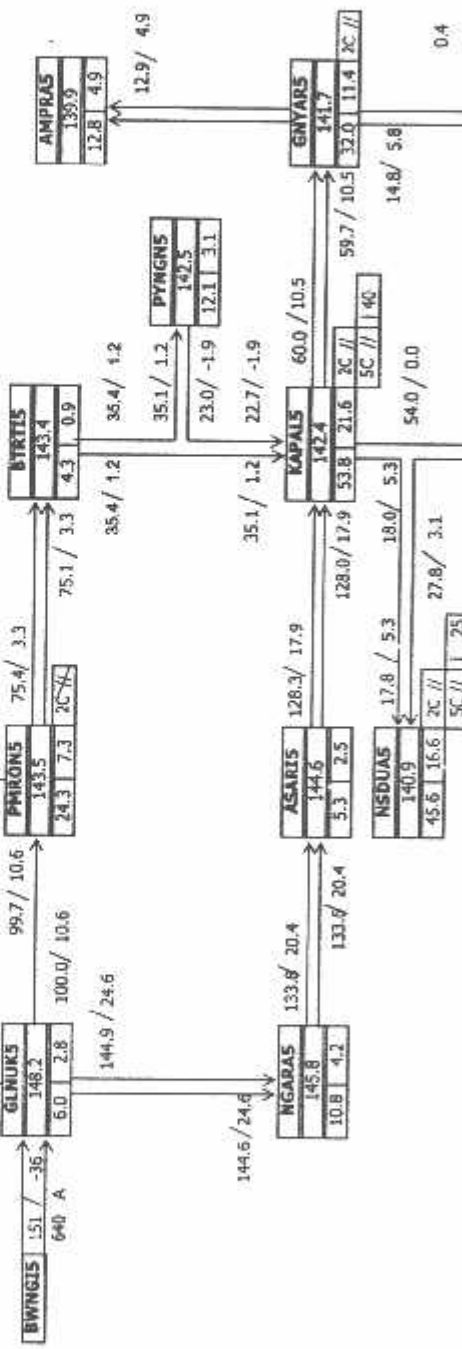
ISLAND GINUK PK: 20.00			
F: 48.3 Hz	MW	138.7	MW

PLTG 1 & 2: 99.9 74.0

PLTG 1 & 2: 0.0 0.0

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

RABU, 04 JANUARI 2006
PUKUL 1 20.00 WITA



OLE 15KV GINUK - BWINGI					
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00			
GI	AMP	MW	AMP	MW	MW
1 SEC KAPAL	1.065	31.8	1.067	31.9	
1 SEC PMRON	286	8.6	302	9.0	
1 SEC NGARA	108	3.2	118	3.5	
1 SEC GNYAR	128	3.8	132	3.9	
4 SEC KAPAL	149	4.5	144	4.3	
4 SEC NSDUA	932	27.9	928	27.7	
5 SEC PSGRN	52	1.6	54	1.6	
5 SEC PMRON	1.619	48.4	1.580	47.2	
SUB TOTAL 1 SEC	1.587	47.5	1.619	48.4	
SUB TOTAL 4 SEC	1.081	32.3	1.072	32.1	
SUB TOTAL 5 SEC	1.671	50.0	1.634	48.9	
TOTAL	4.339	129.7	4.325	129.3	

UPR TERPASANG Island Ginuk					
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00			
FREK	AMP	MW	AMP	MW	MW
48.6 Hz	423	12.6	446	13.3	
48.4 Hz	343	10.3	333	10.0	
48.3 Hz	2463	73.6	2470	73.9	
TOTAL	3.229	96.5	3.249	97.1	

UPR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN					
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00			
GI	AMP	MW	AMP	MW	MW
NSDUA	116	3.5	112	3.3	

PUKUL : 20.00 WITA									
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP-GI	LOKASI	TRF	TEG
GINUK	1	20.5	13	6.0	2.8	WIDODO	GINUK	1	20.5
NGARA	1	20.5	8	4.3	1.6	EKO	NGARA	1	20.5
ASARI	1	20.5	15	6.5	2.6		ASARI	1	20.5
PMRON	1	20.4	14	7.2	2.7	SUDASTRA	PMRON	1	20.4
BTRTI	1	20.3	13	4.3	0.9	WIDYATNO	BTRTI	1	20.3
KAPAL	2	20.1	17	10.3	4.0	HADI	KAPAL	2	20.1
	3	20.4	15	13.5	6.0			3	20.4
	4	20.2	15	15.4	5.8			4	20.2
GNYAR	1	20.5	15	12.9	5.8	ISWANTO	GNYAR	1	20.5
	2	20.5	15	19.1	5.6			2	20.5
AMPRA	1	20.5	14	7.5	2.4	ANDI	AMPRA	1	20.5
	2	20.5	14	5.3	2.5			2	20.5
SANUR	1	20.5	15	12.8	3.8			1	20.5
	2	20.3	16	13.4	4.5	APD	SANUR	2	20.3
	3	20.4	16	20.6	9.2			3	20.4
	3	20.5	17	7.5	3.7			3	20.5
PSGRN	4	20.5	14	28.1	10.9	SUPARTA	PSGRN	4	20.5
	5	20.4	14	35.1	11.7			5	20.5
NSDUA	1	20.4	17	18.0	4.4			1	20.4
	2	20.4	16	10.0	5.2	SWASTIANA	NSDUA	2	20.4
	3	20.4	15	17.6	7.0			3	20.4
PBIAN	1	20.1	14	31.2	12.6	WAKER	PBIAN	1	20.0
	2	-	-	-	-			2	-
PNGAN	1	20.5	13	12.1	3.1	SUKARTA	PNGAN	1	20.4

Pukul : 19.30 Wita Trafo 150/20KV									
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	LOKASI	TRF	TEG	TAP
GINUK	1	20.5	13	6.0	2.8	GINUK	1	20.5	13
NGARA	1	20.5	8	4.3	1.6	NGARA	1	20.5	8
ASARI	1	20.5	15	6.5	2.6	ASARI	1	20.5	15
PMRON	1	20.4	14	7.2	2.7	PMRON	1	20.4	14
BTRTI	1	20.3	13	4.3	0.9	BTRTI	1	20.3	13
KAPAL	2	20.1	17	10.3	4.0	KAPAL	2	20.1	17
	3	20.4	15	13.5	6.0		3	20.4	15
	4	20.2	15	15.4	5.8		4	20.2	15
GNYAR	1	20.5	15	12.9	5.8	GNYAR	1	20.5	15
	2	20.5	15	19.1	5.6		2	20.5	15
AMPRA	1	20.5	14	7.5	2.4	AMPRA	1	20.5	14
	2	20.5	14	5.3	2.5		2	20.5	14
SANUR	1	20.5	15	12.8	3.8	SANUR	1	20.5	15
	2	20.3	16	13.4	4.5		2	20.3	16
	3	20.4	16	20.6	9.2		3	20.4	16
	3	20.5	17	7.5	3.7		3	20.5	17
PSGRN	4	20.5	14	28.1	10.9	PSGRN	4	20.5	14
	5	20.4	14	35.1	11.7		5	20.5	15
NSDUA	1	20.4	17	18.0	4.4	NSDUA	1	20.4	17
	2	20.4	16	10.0	5.2		2	20.4	16
	3	20.4	15	17.6	7.0		3	20.4	15
PBIAN	1	20.1	14	31.2	12.6	PBIAN	1	20.0	14
	2	-	-	-	-		2	-	-
PNGAN	1	20.5	13	12.1	3.1	PNGAN	1	20.4	13

PUKUL : 20,00 WITA							OP.GI	
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MMAR			
GLNUK	1	20,5	13	6,0	2,8		WIDODO	
	2	20,5	8	4,3	1,6		EKO	
NGARA	1	20,5	15	6,5	2,6			
	2	20,4	14	7,2	2,7			
ASARI	1	20,5	14	5,3	2,5		SUDASTRA	
	2	20,4	13	17,1	4,6		WIDYATNO	
PMRON	1	20,2	13	4,3	0,9		HADI	
	2	20,3	17	14,6	5,8			
BTRITI	1	20,1	17	10,3	4,0			
	2	20,4	15	13,5	6,0		GIPAT	
KAPAL	3	20,2	15	15,4	5,8			
	4	20,2	15	15,4	5,8			
GNYAR	1	20,5	15	12,9	5,8		JEWANTO	
	2	20,5	15	19,1	5,6			
AMPRA	1	20,5	14	7,5	2,4		ANDI	
	2	20,5	14	5,3	2,5			
SANUR	1	20,5	15	12,8	3,8			
	2	20,3	16	13,4	4,5			
SAWUR	3	20,4	16	20,6	9,2		AFD	
	3	20,5	17	7,5	3,2			
PSGRN	4	20,5	14	28,1	10,9		SUPARTA ⁶	
	5	20,4	14	35,1	11,7			
NGDUA	1	20,4	17	18,0	4,4			
	2	20,4	16	10,0	5,2		SWASIPANA	
PBIAN	3	20,4	15	17,6	7,0			
	1	20,1	14	31,2	12,6		WAKER	
PNGAN	2	-	-	-	-			
	1	20,5	13	12,1	3,1		SUKARTA	



PT. PLN (PERSERO) P3B
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

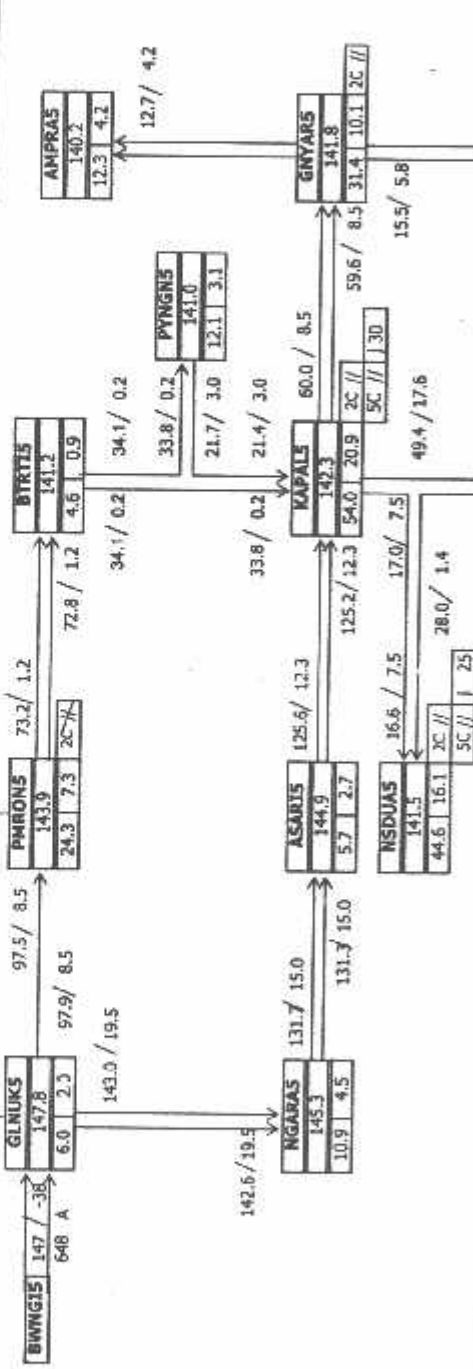
ISLAND GINUK PK: 20.00			
f: 48.3 Hz		MW	MW
140.7		137.1	

PLTG 1 & 2	99.9	88.0
------------	------	------

PLTG 1 & 2	0.0	0.0
------------	-----	-----

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

KAMIS, 05 JANUARI 2006
PUKUL : 20.00 WITA



OLS 150KV GINUK - BWNGE					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
G1					
1 SEC KAPAL	1,016	30.4	1,076	32.2	32.2
1 SEC PHRON	266	8.0	308	9.2	9.2
1 SEC NGARA	0	0.0	0	0.0	0.0
1 SEC GINAR	132	3.9	128	3.8	3.8
4 SEC KAPAL	138	4.1	149	4.5	4.5
4 SEC NSDUJA	914	27.3	911	27.2	27.2
5 SEC PHRON	48	1.4	56	1.7	1.7
5 SEC PSCGRN	1,565	46.8	1,559	46.6	46.6
SUB TOTAL 3 SEC	1,414	42.3	1,512	45.2	45.2
SUB TOTAL 4 SEC	1,052	31.5	1,060	31.7	31.7
SUB TOTAL 5 SEC	1,613	48.2	1,615	48.3	48.3
TOTAL	4,079	122.0	4,187	125.2	125.2

UFR TERPASANG Island Ginuk					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
FREK					
48.6 Hz	398	11.9	451	13.5	13.5
48.4 Hz	334	10.0	340	10.2	10.2
48.3 Hz	2372	70.9	2,444	73.1	73.1
TOTAL	3,104	92.8	3,235	96.7	96.7

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSCGRN					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
G1					
PSCGRN					
NSDUJA	114	3.4	115	3.4	3.4

BUS SECTION	82.0	22.2	410	A
-------------	------	------	-----	---

BSB5	PLTG 1-2-4	68.5	32.3
	PLTD 2-3-4-6-7	22.9	8.9

BSA5	PLTD 10 - 11	19.0	8.3
BSA5: Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11			

ISLAND PSCGRN			
PK	f: 48.3 Hz	f: 48.3 Hz	
Amp	MW	Amp	MW
19.00	3,216	96.2	2,177
20.00	3,201	95.7	2,165

Pembangkit BALI & SC		210.3	197.5
Total Transfer		147.0	38.0
Capasitor / MSC		-	80.0
Distibud BALI		357.3	159.5
DISPATCHER: PK. 15.00 ~ 21.00			
1 ARINAN			
2 MUKTIONO			



PT. PLN (PERSERO) P3B
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

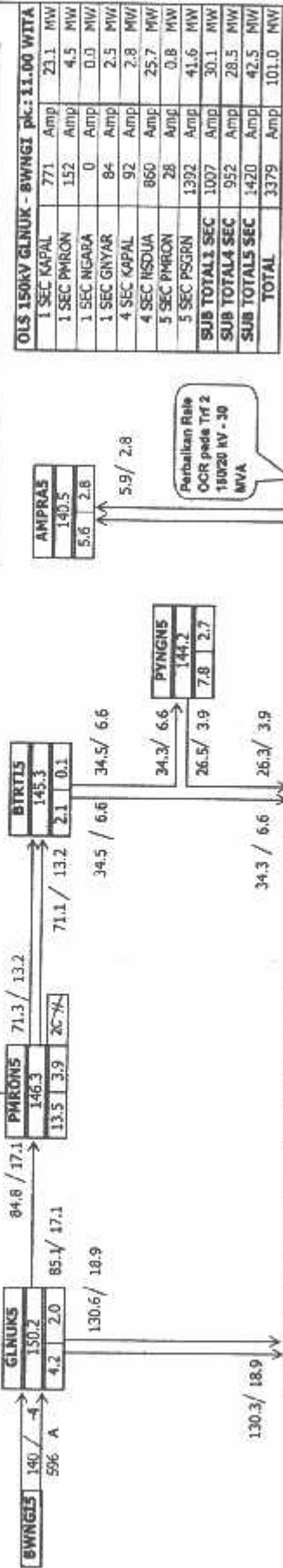
ISLAND GILUK pk: 11.00			
f: 48.3 Hz		f: 48.1 Hz	
109.0	MW	107.2	MW

PLTG 1 & 2 : 78.9 42.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

JUM'AT, 06 JANUARI 2006
PUKUL : 10.00 WITA



FREQ.		UFR TERPASANG Island Giluk	
48.6 Hz	204	Amp	6.1 MW
48.4 Hz	269	Amp	8.0 MW
48.3 Hz	1717	Amp	51.3 MW
TOTAL	2190	Amp	65.5 MW

FREQ.		UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN	
PSGRN	699	Amp	20.9 MW
NSDUAS	517	Amp	15.5 MW
TOTAL	1216	Amp	36.4 MW

Pembangkit BALI & SC	144.1	122.6
Total Transfer	140.0	-4.0
Capasitor / MSC	-	50.0
Distribusi BALI	284.1	118.6

Keterangan :	
DISPATCHER : PK. 08.00 ~ 15.00	
1 ADE AHMAD	
2 ACH. BUDHIMAN	

PUKUL : 11.00 WITA									
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP. GI			
GLUK	1	20.5	12	4.2	2.0	ARSANA			
NGARA	1	20.4	13	6.4	2.6	RAKA			
ASARI	1	20.5	13	2.7	1.2	ANTIKA			
PHRON	1	20.4	13	4.3	1.8	SUKA			
BTRTIS	1	20.4	12	9.2	2.1	TAMSI			
KAPAL	1	20.5	17	13.9	0.7	OP. GIPAT			
	2	20.5	17	6.7	2.8				
	3	20.5	14	9.2	4.3				
	4	20.6	15	10.1	4.3				
GNYAR	1	20.5	16	16.8	4.1	SUDARNO			
	2	0.0	0	0.0	0.0				
AMPRA	1	20.5	14	3.2	1.6	A. GANDHI			
	2	20.5	14	2.4	1.2				
SAWUR	1	20.5	15	15.6	2.1				
	2	20.2	16	14.7	6.4	OP. APD			
	3	20.4	16	18.4	7.8				
PSGRN	3	20.5	17	7.5	3.0	SUDJANA			
	4	20.5	14	21.8	8.6				
	5	20.5	14	34.3	11.7				
NSDUAS	1	20.4	16	17.2	4.2	SURONADI			
	2	20.4	16	10.2	5.4				
	3	20.4	14	14.6	6.0				
PRAJAN	1	20.4	15	27.3	12.5	WAKER			
	2	-	-	-	-				
PNYGN	1	20.5	13	7.8	2.7	SUDARSANA			
	2	-	-	-	-				

63. NGARA : Trf 1 150/20kV-15 MVA Pak. Penggantian Kubele 20 kV s/d Tgl 15 Jan 06



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

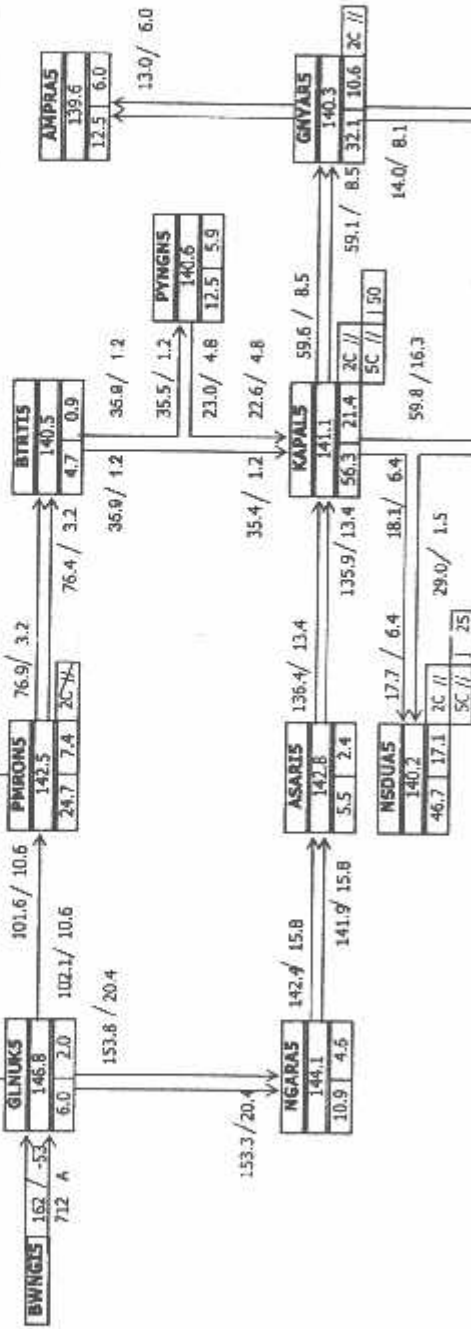
ISLAND GINUK PK : 20.00			
f : 48.3 Hz		f : 48.1 Hz	
145.8	MW	142.2	MW

PLTG 1 & 2 : 95.9	86.0
-------------------	------

PLTG 1 & 2 : 0.0	0.0
------------------	-----

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

JUM'AT, 06 JANUARI 2006
PUKUL : 20.00 WITA



OLS 150KV GINUK - BWNGI					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
G1					
1 SEC KAPAL	1,046	31.3	1,104	33.0	
1 SEC PHRON	276	8.3	310	9.3	
1 SEC NGARA	0	0.0	0	0.0	
1 SEC GNYAR	120	3.6	136	4.1	
4 SEC KAPAL	142	4.2	150	4.5	
4 SEC NSDUJA	950	28.4	944	28.2	
5 SEC PHRON	48	1.4	54	1.6	
5 SEC PSGRN	1,626	48.6	1,644	49.2	
SUB TOTAL 1 SEC	1,442	43.1	1,550	46.3	
SUB TOTAL 4 SEC	1,092	32.7	1,094	32.7	
SUB TOTALS SEC	1,674	50.1	1,698	50.8	
TOTAL	4,208	125.8	4,342	129.8	

UFR TERPASANG Island Ginuk					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
FREK					
48.6 Hz	399	11.9	458	13.7	
48.4 Hz	335	10.0	346	10.4	
48.3 Hz	2376	71.0	2,550	76.2	
TOTAL	3,110	93.0	3,356	100.3	

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	AMP	MW	MW
G1					
NSDUJA	117	3.5	118	3.5	

BUS SECTION			
BSB5	PLTG : 1-2-4	67.8	35.4
PLTD : 3-4-5-7-8		23.3	9.1

BSAS PLTD : 10-11			
BSAS : Tr-4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11		19.0	9.8

ISLAND PSGRN			
pk.	f : 48.3 Hz	f : 48.1 Hz	
19.00	1,347	100.1	2,252
20.00	3,373	100.9	2,287

Pembangkit BALI & SC		210.0	240.3
Total Transfer		162.0	-53.0
Capasitor / MSC		-	100.0
Distribusi BALI		372.0	187.3
DISPATCHER : PK. 15.00 ~ 21.00			
1	MUKTIDONO		
2	GEDE NOBEN		

PUKUL : 20.00 WITA						Pukul : 19.30 wita Trato 150/20kV					
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	LOKASI	TRF	20KV-150KV	NW	MVAR	
GLN IK	1	20.5	13	6.0	2.0	GLN IK	1	20.5	147.8	6.0	
NGARA	2	20.3	15	10.9	4.6	NGARA	1	-	145.2	-	
ASARI	1	20.5	13	5.5	2.4	ASARI	2	20.3	143.6	10.9	
PMRON	1	20.5	15	7.3	2.8	PMRON	1	20.6	144.1	7.4	
PMRON	2	20.4	14	17.4	4.6	PMRON	2	20.4	144.1	2.9	
BTRTI	1	20.3	14	4.7	0.9	BTRTI	1	20.4	141.8	18.7	
BTRTI	1	20.0	17	15.4	4.7	BTRTI	1	20.4	141.8	4.7	
KAPAL	2	20.0	17	10.6	4.3	KAPAL	1	20.1	154.6	6.1	
KAPAL	3	20.5	15	13.8	6.0	KAPAL	2	20.0	142.1	10.6	
KAPAL	4	20.3	14	16.5	6.4	KAPAL	3	20.5	13.8	4.3	
GNYAR	1	20.4	16	13.0	4.4	GNYAR	4	20.3	10.5	6.4	
GNYAR	2	20.4	15	19.1	6.2	GNYAR	1	20.5	13.0	3.6	
AMPRAS	1	20.5	15	7.7	3.7	AMPRAS	2	20.5	141.4	19.0	
AMPRAS	2	20.5	15	4.8	2.3	AMPRAS	1	20.5	7.3	3.6	
SANUR	1	20.1	15	13.5	1.4	SANUR	2	20.5	140.4	4.2	
SANUR	2	20.4	16	14.2	4.8	SANUR	1	20.3	13.5	1.4	
SANUR	3	20.5	16	21.3	9.2	SANUR	2	20.3	141.3	14.2	
PSGRN	3	20.4	17	7.8	3.2	PSGRN	3	20.5	21.3	9.2	
PSGRN	4	20.4	14	28.9	11.7	PSGRN	3	20.5	7.9	3.3	
NSDUJA	5	20.4	14	35.1	11.7	PSGRN	4	20.4	140.3	28.6	
NSDUJA	1	20.4	17	18.5	4.6	NSDUJA	5	20.4	35.9	11.7	
NSDUJA	2	20.4	16	10.2	5.4	NSDUJA	1	20.4	13.5	4.8	
PBLAN	3	20.4	15	18.0	7.1	PBLAN	2	20.4	140.5	10.2	
PBLAN	1	20.2	15	31.9	12.5	PBLAN	3	20.4	18.0	7.1	
PNIGAN	2	-	-	-	-	PBLAN	1	20.0	31.9	12.5	
PNIGAN	1	20.5	14	12.5	5.9	PNIGAN	2	-	-	-	
PNIGAN	1	20.5	14	12.5	5.9	PNIGAN	1	20.5	141.7	11.7	

GI NEARA : Trf 1 150/20KV-15 MVA Pak. Penempatan Kubele 20 kV /A Trf 1

GI. NGARA : Trf 1 150/20kV-15 MVA Pk, Pengantian Kubele 20 kV a/d Tgl 15 Jan '06



PT. PLN (PERSERO) P3B
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

ISLAND GINUK PK: 11.00			
f: 48.3 Hz	MW	f: 48.1 Hz	
100.4	98.6	MW	

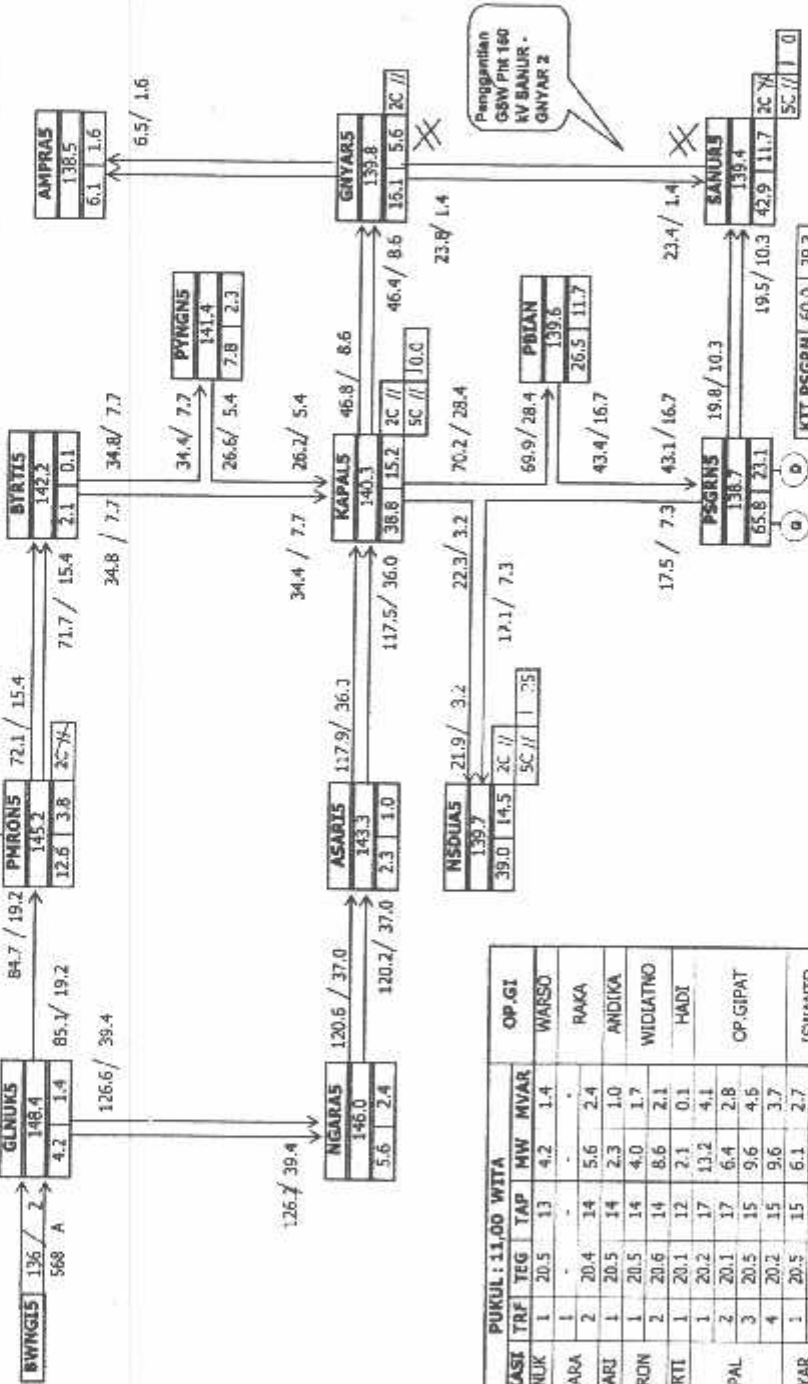
PLTG 1 & 2 : 79.9	58.0
-------------------	------

PLTG 1 & 2 : 0.0	0.0
------------------	-----

SABTU, 07 JANUARI 2006

PUKUL : 10.00 WITA

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI



BUS SECTION	80.6	33.4	428	A
-------------	------	------	-----	---

PLTG 1 & 2 : 4	49.6	26.0
PLTG 1 & 2 : 7	10.4	3.3

BSAS PLTD 1	-	-
BSAS Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11	-	-

ISLAND PSGRN PK: 11.00			
f: 48.3 Hz	Amp	f: 48.1 Hz	
1.980	1.404	MW	

ISLAND PSGRN PK: 09.00 WITA			
f: 48.3 Hz	Amp	f: 48.1 Hz	
1.980	1.404	MW	

PLTG 1 & 2 : 13	7.8	2.3
PLTG 1 & 2 : 14	11.7	3.6

Pembangkit BALI & SC	139.9	112.3
Total Transfer	136.0	2.0
Capasitor / MSC	-	25.0
Distribusi BALI	275.9	114.3

Keberangan :			
DISPATCHER : PL 08.00 ~ 15.00			
1	MUHAMMAD YUSUF		
2	ADE AHMAD		

OLS 150KV GINUK - BWNGI PK: 11.00 WITA			
1 SEC KAPAL	747	Amp	22.3 MW
1 SEC PHRON	148	Amp	4.4 MW
1 SEC NGARA	0	Amp	0.0 MW
1 SEC GRYAR	30	Amp	0.9 MW
4 SEC KAPAL	90	Amp	2.7 MW
4 SEC NSDUA	850	Amp	25.4 MW
5 SEC PHRON	24	Amp	0.7 MW
5 SEC PSGRN	1490	Amp	44.6 MW
SUB TOTAL 1 SEC	925	Amp	27.7 MW
SUB TOTAL 4 SEC	940	Amp	28.1 MW
SUB TOTAL 5 SEC	1514	Amp	45.3 MW
TOTAL	3379	Amp	101.0 MW

UFR TERPASANG Island Ginuk			
48.6 Hz	208	Amp	5.2 MW
48.4 Hz	267	Amp	8.0 MW
48.3 Hz	1684	Amp	50.4 MW
TOTAL	2159	Amp	64.6 MW

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN			
PSGRN	669	Amp	20.0 MW
NSDUA	514	Amp	15.4 MW
TOTAL	1183	Amp	35.4 MW

61. NEARA : Trf 1 150/20kV-15 MVA Pak. Penggantian Kubele 20 kV 1/4 Tg 15 Jan 06

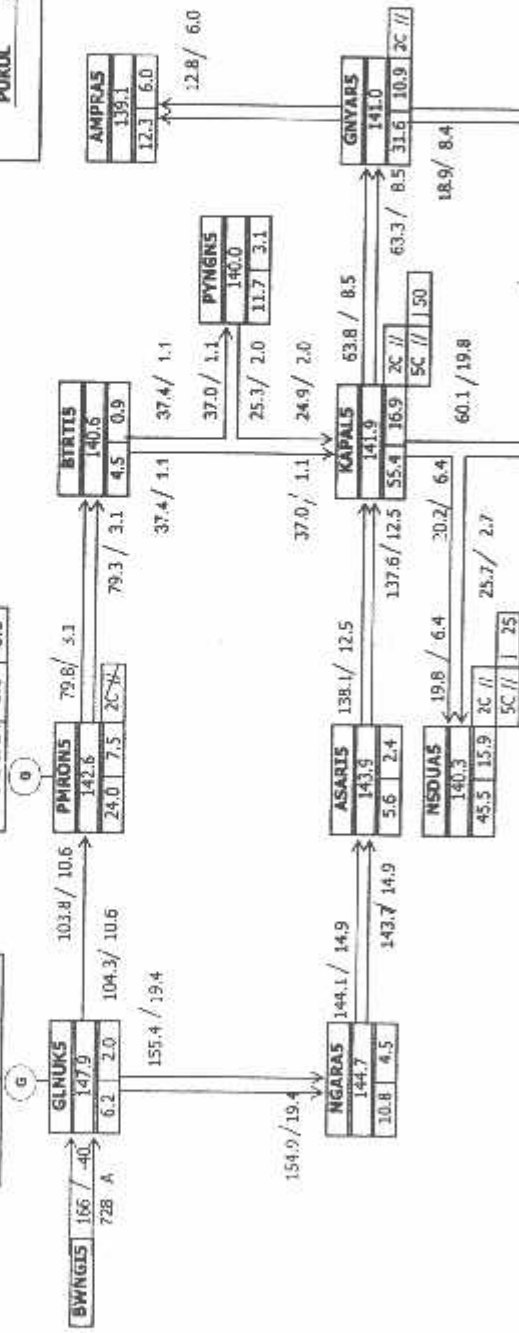


PT. PLN (PERSERO) P3B
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI
SUB REGION BALI

ISLAND GINUK PK : 20.00			
f: 48.3 Hz	MW	139.4	MW
142.7			

PLTG 1 & 2 : 99.9 72.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0



OLS 150KV GINUK - BWNIS					
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00	AMP	MW	MW
G1					
1 SEC KAPAL	1,026	30.7	1,073	32.1	
1 SEC PHRON	286	8.4	304	9.1	
1 SEC NGARA	0	0.0	0	0.0	
1 SEC GNYAR	120	3.6	136	4.1	
4 SEC KAPAL	140	4.2	148	4.4	
4 SEC NSDUA	922	27.6	927	27.7	
5 SEC PHRON	48	1.4	56	1.7	
5 SEC PSGRN	1,635	48.9	1,649	49.3	
SUB TOTAL1 SEC	1,426	42.6	1,513	45.2	
SUB TOTAL4 SEC	1,062	31.8	1,075	32.1	
SUB TOTAL5 SEC	1,683	50.3	1,705	51.0	
TOTAL	4,171	124.7	4,293	128.4	

UFR TERPASANG Island Ginuk					
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00	AMP	MW	MW
FREK					
48.6 Hz	414	12.4	451	13.5	
48.4 Hz	330	9.9	341	10.2	
48.3 Hz	2361	70.6	2,455	73.7	
TOTAL	3,105	92.8	3,257	97.4	

UFR 48.3 Hz terpasang Island PSGRN					
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00	AMP	MW	MW
G1					
PSGRN					
NSDUA	115	3.4	114	3.4	

BUS SECTION 92.0 25.3 460 A

BSAS PLTG : 1-2-4	68.0	35.8
PLTD : 2-4-5-6-7	22.0	7.2

BSAS PLTD : 11	10.0	4.8
BSAS : Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11		

ISLAND PSGRN			
f: 48.3 Hz	f: 48.1 Hz		
pk	pk	pk	pk
Ampr	Ampr	Ampr	Ampr
MW	MW	MW	MW
19.00	3.331	99.6	2,266
20.00	3.347	100.1	2,283

Pembangkit BALI & SC	199.9	219.8
Total Transfer	166.0	-40.0
Capasitor / MSC	-	100.0
Distribusi BALI	365.9	179.8
DISPATCHER : PK 15.00 ~ 21.00		
1	GEDE HOBEN	
2	ACH. BUDHIMAN	

Pukul : 19.30 wita Trafo 150/20kV									
LOKASI	TRF	OP.GI	TRF	OP.GI	TRF	OP.GI	TRF	OP.GI	TRF
GINUK	1	ARSANA	1	RAKA	1	NGARA	1	ASARI	1
NGARA	2	ARNAWA	1	WIDYATNO	1	PHRON	2	BTRIS	1
ASARI	1	TAMSI	1	OP. GIPAT	2	KAPAL	3	GNYAR	1
PHRON	2	SUDARNO	1	A. GANDHI	2	AMPRA	2	OP. APD	2
BTRIS	1	AGUNG JS	1	SWASTANA	2	SANUR	3	PSGRN	4
KAPAL	3	WAKER	2	SUDARSANA	1	PSGRN	4	NSDUA	2
GNYAR	1					NSDUA	2	PBLAN	2
AMPRA	2					PBLAN	2	PNCAN	1
SANUR	3					PNCAN	1		
PSGRN	4								
NSDUA	2								
PBLAN	2								
PNCAN	1								

61. NGARA : Tr4 1 150/20kV-15 MVA Pak. Penggantian Kubele 20 kV s/d Tgl 15 Jan'06