

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



**STUDI ALIRAN BEBAN MENGGUNAKAN METODE
ANT COLONY SYSTEM_BASED ALGORITHM
PADA PT. PLN (Persero) PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)**

SKRIPSI

**Disusun Oleh :
WIDYA SUMUNAR WAHYUDI
NIM: 00.102098**

SEPTEMBER 2006



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

LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

- | | |
|-----------------------------------|--|
| 1. Nama | : WIDYA SUMUNAR WAHYUDI |
| 2. NIM | : 00.12.098 |
| 3. Jurusan | : Teknik Elektro S-1 |
| 4. Konsentrasi | : Teknik Energi Listrik |
| Judul Skripsi | : STUDI ALIRAN BEBAN MENGGUNAKAN
METODE <i>ANT COLONY SYSTEM-BASED</i>
<i>ALGORITHM</i> PADA PT. PLN (Persero)
PEMBANGKITAN JAWA-BALI (PJB) |
| 5. Tanggal Mengajukan Skripsi | : 15 Februari 2006 |
| 6. Tanggal Menyelesaikan Skripsi | : 15 September 2006 |
| 7. Dosen Pembimbing | : Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE. |
| 10. Telah dievaluasi dengan nilai | : 85,00 (A) 8 |

Malang, 22 September 2006

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Disetujui,
Dosen Pembimbing

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



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 : WIDYA SUMUNAR WAHYUDI
NIM : 00.12.098
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : STUDI ALIRAN BEBAN MENGGUNAKAN
METODE *ANT COLONY SYSTEM-BASED*
ALGORITHM PADA PT. PLN (Persero)
PEMBANGKITAN JAWA-BALI (PJB)

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

Hari : Jum'at
Tanggal : 22 September 2006
Dengan Nilai : 80,50 (A) 



Ketua Majelis Penguji

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

Panitia Ujian Skripsi

Sekretaris Majelis Penguji

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

Anggota Penguji

Penguji Pertama

(Ir. Teguh Herbasuki, MT)
NIP. 103 8900 209

Penguji Kedua

(Ir. Choirul Saleh, MT)
NIP. Y. 101 8800 190

**STUDIES LOAD FLOW USING
ANT COLONY SYSTEM-BASED ALGORITHM METHOD
IN THE PT. NATIONAL ELECTRICAL COMPANY (Persero)
JAVA-BALIES GENERATION (PJB)**

Widya Sumunar Wahyudi (00.102098)
Leader of Lecturer : H. Almizan Abdullah

ABSTRAC

In the paper research *Ant Colony System-Based Algorithm* method in the PT. National Electrical Company (Persero) Generation Jawa-Bali (PJB). The developed *Ant Colony System (ACS)* algorithm formulates for the constrained load flow (CLF) problem studies as a combinatorial optimization problem. It is a distributed algorithm composed of a set cooperating artificial agent, called "Ant", that cooperate among them to find an optimum solution of the constrained load flow (CLF) problem studies. A pheromone matrix that plays the role of global memory provides the cooperation between ant. The study consists of mapping the solution space, expressed by an objective function of the CLF on the space of control variables [*ant system (AS)-graph*], that ants walk. The ACS algorithm is applied to the IEEE 14-bus system and is applied to the power system java-balies 500 kV with 19 buses dan 22 lines. The results from validation test are compared with those given by result from power system java-balies to taken equal valids from this algorithm with limits tolerance, and on a computer programs using delphi 7 version borland. Moreover, the ACS algorithm was implemented in the reactive power control problem by consedering the real power losses for keeping voltage profile to constant and operating constrained over the power system 500 kV java-balies.

Key Word : *Ant Colony System (ACS), Constrained Load Flow, Operasi Sistem Tenaga Listrik.*

**STUDI ALIRAN BEBAN MENGGUNAKAN METODE
ANT COLONY SYSTEM-BASED ALGORITHM
PADA PT. PLN (Persero) PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)**

Widya Sumunar Wahyudi (00.102098)
Dosen Pembimbing : H. Almizan Abdullah

ABSTRAKSI

Didalam skripsi ini mempergunakan metode *Ant Colony System-Based Algorithm* pada PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa-Bali (PJB). Pengembangan perumusan algoritma *Ant Colony System (ACS)* untuk studi aliran beban terkendala sama halnya seperti masalah optimasi *combinatorial*. Pendistribusian algoritma terdiri dari suatu himpunan dari kooperatif *artificial agent*, yang disebut dengan "Semut", kooperatif merupakan sama seperti mencari suatu solusi yang optimum dari studi aliran beban terkendala. Suatu *pheromone matrix* berperan dari memori global yang menyediakan kerjasama antar semut. Studi terdiri dari suatu gambaran ruang solusi, yang ditunjukkan dengan suatu fungsi obyektif dari aliran beban terkendala pada ruang variabel pengaturan [*ant system (AS)-graph*], perjalanan semut. Untuk uji validasi digunakan pada *IEEE 14-bus system* dan diaplikasikan pada sistem jawa-bali 500 kV dengan 19 bus dan 22 saluran. hasil dari uji validasi akan dibandingkan dengan hasil dari sistem jawa bali untuk diambil kelayakan dari algoritma ini dengan batas toleransi yang telah ditentukan, dan diaplikasikan pada komputer. Pengaplikasian dari algoritma *ACS* ini digunakan untuk pengaturan daya reaktif dalam rangka untuk menjaga profile tegangan agar tetap konstan dengan meminimalisasi rugi-rugi daya aktif maupun daya reaktif pada sistem jawa bali 500 kV, dengan tujuan pengoperasi sistem tenaga listrik yang terkendala.

Kata Kunci : *Ant Colony System (ACS), Constrained Load Flow, Operasi Sistem Tenaga Listrik.*

KATA PENGANTAR

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

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

1. Bapak prof. Dr. *Eng.* Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSME, selaku dekan Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku ketua jurusan Teknik Elektro S-1.
4. Bapak Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE, selaku dosen pembimbing atas kesediaanya memberikan bimbingan, saran dan masukan dalam skripsi ini.
5. Kedua orang tua ku khususnya, atas segalanya yang telah diberikan kepada saya. dan semua pihak yang telah membantu selama penulisan skripsi ini yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.

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

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

Malang, September 2006

Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
LEMBAR PERSETUJUAN	ii
ABSTRAKSI.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERSEMBAHAN	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR GRAFIK	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Tujuan Penulisan	3
1.4. Batasan Masalah.....	4
1.5. Metode Pemecahan Masalah.....	4
1.6. Sistematika Pembahasan	5
1.7. Kontribusi Penelitian.....	6
BAB II LANDASAN TEORI.....	7
2.1. Studi Aliran Beban	7
2.2. Gambaran Umum Mengenai Kendala.....	9
2.3. Aliran Beban Terkendala (<i>Constrained Load flow</i>).....	12
2.3.1. Pengaturan Teg, Arus dan Daya Pada Saluran Transmisi.....	13
2.3.2. Hal Yang Mempengaruhi Pengaturan Tegangan	16
2.3.3. Perhitungan Aliran Daya (<i>Power Flow Calculation</i>)	25
2.3.4. Alokasi Daya Reaktif Yang Optimum	32
2.4. Proses Penyampaian Tenaga Listrik Ke Pelanggan	34
2.5. Sistem Tenaga Listrik.....	38

2.6.	Perkembangan Sistem Tenaga Listrik.....	40
2.7.	Penggunaan Komputer.....	16
2.8.	Konsep Dasar <i>Ant Colony System (ACS)</i>	43
2.9.	Pengembangan Sistem Koloni Semut untuk masalah <i>CLF</i>	45
BAB III	PT. PLN (Persero) PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)	49
3.1.	Sekilas Tentang PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB)	49
3.1.1.	Misi dan Visi	50
3.1.2.	Struktur Organisasi PT. PLN (Persero) PJB	50
3.2.	Sistem Ketenagalistrikan Di Indonesia	51
3.2.1.	Realisasi Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik	52
3.2.2.	Jumlah Pelanggan.....	54
3.2.3.	Rasio Elektrifikasi	54
3.2.4.	Pertumbuhan Beban Puncak.....	55
3.2.5.	Kondisi Sistem Pembangkitan	55
3.2.6.	Kondisi Sistem Transmisi	56
3.2.7.	Kondisi Sistem Distribusi	57
3.2.7.1.	Susut Jaringan dan Faktor Beban	57
3.2.7.2.	Keandalan Pasokan	58
3.3.	Uji Validasi	58
3.3.1.	Data Uji Validasi Pembangkitan dan Pembebanan <i>IEEE 14 – Bus System</i>	60
3.3.2.	Data Saluran Transmisi Uji Validasi <i>IEEE 14 – Bus System</i> ..	61
3.4.	Sistem Tenaga Listrik pada Sistem 500 kV Jawa – Bali.....	61
3.4.1.	Data Pembangkitan dan Pembebanan	64
3.4.2.	Data Saluran Transmisi	65
BAB IV	OPTIMASI STUDI ALIRAN BEBAN DENGAN PENDEKATAN METODE <i>ANT COLONY SYSTEM-BASED ALGORITHM (ACS)</i>	66
4.1.	Program Komputer Untuk Menyelesaikan Studi Aliran Beban	

Pada PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB).....	66
4.2. Algoritma Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode	
<i>Newton Rhapson</i>	66
4.3. Algoritma program <i>Ant Colony System</i> untuk Masalah <i>CLF</i>	67
4.4. <i>Flow Chart</i> Algoritma Program	69
4.4.1. <i>Flow Chart</i> Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode	
<i>Newton Rhapson</i>	69
4.4.2. <i>Flowchart</i> Program <i>Ant Colony System</i> untuk Masalah	
<i>Constrained Load Flow</i>	71
4.5. Hasil Validasi Dengan Menggunakan Metode <i>Ant Colony</i>	
<i>System-Based Algorithm</i>	74
4.6. Hasil dan Analisis Hasil	78
4.6.1. Tampilan Program	78
4.6.2. Hasil Perhitungan	85
4.6.2.1. Hasil Perhitungan Pada Kondisi Awal	85
4.6.2.2. Hasil Perhitungan Pada Kondisi Akhir	87
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	92
5.1. Kesimpulan.....	92
5.2. Saran.....	93

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2.1. Hubungan Antara Titik Pengirim dan Titik Penerima pada Saluran Transmisi.....	14
2.2. Ruang Pencarian untuk Masalah <i>CLF</i>	45
3.1. Struktur Organisasi PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali	50
3.2. <i>IEEE 14 – Bus System</i>	59
3.3. Sistem Jaringan Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali	63
4.1. <i>Flow Chart</i> Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode <i>Newton Rhapson</i>	70
4.2. <i>Flowchart</i> Program <i>Ant Colony System</i> untuk Masalah <i>Constrained Load Flow</i>	73
4.3. Tampilan Data Dengan 14 Bus	74
4.4. Tampilan Parameter <i>Ant Colony System</i> Untuk Uji Validasi.....	74
4.5. Tampilan Hasil Hasil Program Untuk Uji Validasi.....	75
4.6. Tampilan Hasil <i>Load Flow</i> Akhir Untuk Uji Validasi.....	76
4.7. Tampilan Program Utama	78
4.8. Tampilan Data General	79
4.9. Tampilan Data Bus	79
4.10. Tampilan Data Saluran.....	80
4.11. Tampilan Data Generator	80
4.12. Tampilan Hasil <i>Load Flow</i> Kondisi Awal	81
4.13. Tampilan Hasil Aliran Daya Kondisi Awal	81
4.14. Tampilan Hasil <i>Summary</i> Kondisi Awal.....	82
4.15. Tampilan Hasil <i>Parameter Ant Colony</i> Dalam Menentukan Rugi-Rugi Saluran.....	82
4.16. Tampilan Hasil Program	83
4.17. Tampilan Hasil <i>Load Flow</i> Kondisi Akhir.....	83
4.18. Tampilan Hasil Aliran Daya Kondisi Akhir.....	84
4.19. Tampilan Hasil <i>Summary</i> Kondisi Akhir	84

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
3.1. Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)	53
3.2. Perkembangan Jumlah Pelanggan (Juta Unit).....	54
3.3. Perkembangan Rasio Elektrifikasi	54
3.4. Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa-Bali 2001-2005	55
3.5. Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali.....	56
3.6. Perkembangan Kapasitas Trafo Distribusi Sistem Jawa-Bali	56
3.7. Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali	57
3.8. Kapasitas Pembangkit dan Trafo IBT	57
3.9. Rugi Jaringan dan Load Faktor (%)	58
3.10. SAIDI dan SAIFI PLN	58
3.11. Batas Variabel Terkendala Pada <i>IEEE 14-bus System</i>	60
3.12. Data Pembangkitan dan Pembebanan 150 kV <i>IEEE 14-bus</i>	60
3.13. Data Saluran Transmisi 150 kV <i>IEEE 14-bus System</i>	61
3.14. Data Pembangkitan dan Pembebanan 500 kV Sistem Jawa-Bali.....	64
3.15. Data Saluran Transmisi 500 kV Sistem Jawa-Bali	65
4.1. Perbandingan Data Hasil Referensi Dengan Data Program.....	76
4.2. Perbandingan Total Pembangkitan, Pembebanan, dan Rugi-rugi.....	77
4.3. Hasil Perhitungan Tegangan, Pembangkitan, dan Pembebanan Sebelum Optimasi Pada Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Newton Raphson	85
4.4. Hasil Perhitungan Aliran Daya Sebelum Optimasi Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Metode Newton Raphson	85
4.5. Hasil Perhitungan Rugi-rugi Saluran Sebelum Optimasi Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Metode Newton Raphson	86
4.6. Hasil Perhitungan Tegangan, Pembangkitan, dan Pembebanan Setelah Optimasi Pada Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali	

	Menggunakan Metode Newton Raphson	87
4.7.	Hasil Perhitungan Aliran Daya Setelah Optimasi Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Metode Newton Raphson	88
4.8.	Hasil Perhitungan Rugi-rugi Saluran Setelah Optimasi Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Metode Newton Raphson	88
4.9.	Perbandingan Kondisi <i>Profile</i> Tegangan dan Pembangkitan Sebelum Optimasi dan Setelah Optimasi	90

DAFTAR GRAFIK

Grafik		Halaman
4.1.	<i>Profile</i> Tegangan (pu) Sebelum dan Setelah Optimasi	90
4.2.	Perbandingan Total Pembangkitan, Pembebanan, dan Rugi-rugi Untuk Daya Aktif Sebelum dan Sesudah Optimasi	91

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Seirama dengan perkembangan pemakaian tenaga listrik oleh para pelanggan, berkembang pula perkembangan pemakaian tenaga listrik yang dilayaninya. Karena berbagai persoalan teknis, tenaga listrik hanya dibangkitkan pada tempat-tempat tertentu. Sedangkan pemakai tenaga listrik atau pelanggan tenaga listrik tersebar diperbagai tempat, maka penyampaian tenaga listrik dari tempat dibangkitkan sampai ke tempat pelanggan memerlukan berbagai penanganan teknis.

Banyak permasalahan optimisasi sistem daya dapat dinyatakan sebagai masalah optimisasi kombinasi, seperti masalah aliran beban yang terkendala (*Constrained Load Flow*). Masalah *CLF* mencakup penyesuaian *offline* dari variabel pengendali sistem daya untuk memenuhi kendala fisik dan pengoperasian.

Seperti telah kita sadari, bahwa didalam sistem tenaga listrik tidak mungkin menyalurkan energi listrik secara terus menerus ke konsumen secara mutlak tanpa gangguan. Peluang terjadinya gangguan pada saluran transmisi maupun distribusi; baik itu gangguan kawat putus, hubung singkat, tegangan lebih dan lain-lain, tetap tidak bisa dihilangkan. Bahkan dengan disain suatu peralatan penyaluran yang mahalpun, terjadinya gangguan tidak bisa dihindari dan tetap ada, walaupun kecil kemungkinan terjadinya gangguan tersebut. Yang bisa dilakukan oleh kita, adalah bagaimana caranya agar gangguan yang terjadi berakibat sekecil mungkin, baik bagi peralatan maupun konsumen.

Dengan demikian studi aliran beban sangat penting dalam merencanakan perluasan sistem tenaga listrik dan dalam menentukan operasi terbaik untuk sistem yang

telah ada. Mutu dan keandalan diukur dengan frekwensi, 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 erat kaitannya dengan masalah pengembangan Sistem Tenaga Listrik, mengingat bahwa konsumsi tenaga listrik oleh para pelanggan selalu bertambah dari waktu ke waktu. Keterangan utama yang diperoleh dari suatu studi aliran beban adalah besar dan sudut fasa tegangan pada setiap rel dan daya nyata maupun daya reaktif yang mengalir pada setiap saluran. Dalam penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, tegangan yang konstan seperti halnya frekwensi yang konstan, merupakan salah satu syarat utama yang harus dipenuhi. Oleh karenanya masalah pengaturan tegangan merupakan masalah operasi sistem tenaga listrik yang perlu mendapatkan penanganan tersendiri. Pengaturan tegangan erat kaitannya dengan pengaturan daya reaktif dalam sistem. Alokasi daya reaktif yang tepat dalam sistem bisa menghasilkan kondisi optimum, yaitu kondisi dengan rugi-rugi transmisi yang minimum.

Pada skripsi ini akan dibahas metode alternatif untuk masalah aliran beban terkendala dengan meminimalisasi rugi-rugi daya reaktif dan daya aktif melalui penerapan studi aliran beban menggunakan metode *Ant Colony System-Based Algorithm (ACS)*. Dan yang paling utama metode *ACS Algorithm* bila dibandingkan dengan metode yang lain, misalnya seperti *Conventional Probabilistic method* dan *Reinforcement Learning* yang dikenalkan oleh *Ernst et al.* menunjukkan hasil yang lebih baik dalam meminimalisasi rugi-rugi daya reaktif dan daya aktif^[1].

1.2. Rumusan Masalah

Dalam perencanaan suatu operasi yang optimum diperlukan pembagian beban pada unit-unit pembangkit yang beroperasi sehingga daya yang dibangkitkan cukup memasok beban dan rugi-rugi transmisi yang terjadi. Penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya, dan faktor daya atau daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan listrik dilakukan untuk keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi dimasa yang akan datang.

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

**“ STUDI ALIRAN BEBAN MENGGUNAKAN METODE
ANT COLONY SYSTEM_BASED ALGORITHM
PADA PT. PLN (Persero) PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB) ”**

1.3. Tujuan

Tujuan dari pembahasan dalam skripsi ini adalah, untuk memecahkan masalah aliran beban yang terkendala (*CLF*). Masalah *CLF* mencakup penyesuaian *offline* variabel pengendali sistem daya dalam rangka untuk memenuhi kendala fisik dan pengoperasian.

Disamping itu algoritma *ACS* diterapkan pada masalah pengontrolan daya reaktif untuk memperkecil rugi-rugi daya reaktif dan daya aktif yang sesuai dengan kendala operasi selama seluruh periode perencanaan.

1.4. Batasan Masalah

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

1. Analisis optimasi hanya menyangkut masalah aliran beban yang terkendala (*CLF*).
2. Tidak membahas masalah penjadwalan pembangkitan dan relokasi yang optimum
3. Tidak membahas relokasi saklar optimum dan masalah rekonfigurasi jaringan untuk sistem distribusi.
4. Pembahasan dititik beratkan pada optimasi rugi-rugi daya reaktif dan daya aktif yang minimum.

1.5. Metode Pemecahan Masalah

Metode yang digunakan dalam pembahasan penelitian ini dilakukan dengan langkah – langkah sebagai berikut :

1. Studi Literatur

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

2. Pengumpulan Data

Bentuk data yang digunakan :

- a. Data Kuantitatif, yaitu data yang dapat dihitung atau data yang berbentuk angka – angka.
 - b. Data Kualitatif, yaitu data yang berbentuk diagram.
3. Simulasi dan pembahasan masalah

Menggunakan analisa perhitungan yang disimulasi dengan menggunakan pendekatan *Ant Colony system_Based Algorithm* pada komputer dengan bahasa pemrograman *Borland Delphi* versi 07.

1.6. Sistematika Pembahasan

Untuk mendapatkan arah yang tepat mengenai hal-hal yang akan dibahas maka skripsi ini di susun sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Meliputi latar belakang, rumusan masalah, Tujuan yang ingin dicapai, batasan masalah, metodologi penulisan, sistematika penulisan dan kontribusi.

BAB II : LANDASAN TEORI

Meliputi teori-teori dasar yang mendukung studi aliran beban dan metode *Ant Colony System-Based Algorithm (ACS)*.

BAB III : PT. PLN (Persero) PEMBANGKITAN JAWA-BALI (PJB)

Meliputi Sekilas Tentang PT. PLN (Persero) PJB, Sistem ketenagalistrikan di Indonesia, Perkembangan sistem tenaga listrik, Data-data validasi program maupun data-data PT. PLN (Persero) PJB. dan serta Aplikasi metode *Ant Colony System-Based Algorithm (ACS)*.

BAB IV : OPTIMASI STUDI ALIRAN BEBAN DENGAN PENDEKATAN METODE *Ant Colony System-Based Algorithm (ACS)*

Meliputi Analisis data hasil optimasi studi aliran beban dengan metode *Ant Colony System-Based Algorithm (ACS)*, dan petunjuk pengoperasian program.

BAB V : PENUTUP

Meliputi kesimpulan dan saran.

1.7. Kontribusi Penelitian

Kontribusi dari skripsi ini adalah menggunakan *Ant Colony Sistem_Based Algorithm* (ACS) untuk dapat diterapkan oleh pemerintah khususnya PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB), sehingga bisa menghemat biaya bagi PLN sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

BAB II

LANDASAN TEORI

2.1. Studi Aliran Beban^[4]

Studi aliran beban adalah penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya, dan faktor daya atau daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan listrik pada keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi dimasa yang akan datang. Studi aliran beban sangat penting dalam perencanaan pengembangan suatu sistem untuk masa yang akan datang, karena pengoperasian yang baik dari sistem tersebut banyak tergantung pada diketahuinya efek interkoneksi dengan sistem tenaga yang lain, beban yang baru, stasiun pembangkit baru, serta saluran transmisi baru, sebelum semuanya itu dipasang. Betapa pentingnya studi aliran beban dalam merencanakan perluasan sistem tenaga dan dalam menentukan operasi terbaik untuk sistem yang telah ada. Keterangan utama yang diperoleh dari suatu studi aliran beban adalah besar dan sudut fasa tegangan pada setiap rel dan daya nyata dan reaktif yang mengalir pada setiap saluran.

Disamping membahas bagaimana studi-studi aliran beban dilakukan pada sebuah komputer, bab ini telah pula menyajikan beberapa metode pengaturan tegangan dan aliran daya dilihat dari segi pengertian bagaimana pengaturan ini dapat dilakukan. Studi aliran beban pada sebuah komputer adalah cara yang terbaik untuk memperoleh jawaban-jawaban kuantitatif tentang pengaruh operasi-operasi pengaturan tertentu.

Tujuan studi aliran beban ialah :

- Untuk memeriksa tegangan-tegangan pada setiap rel (bus) yang ada dalam sistem yang dipelajari, biasanya variasi tegangan yang diijinkan adalah $\pm 5\%$.
- Memeriksa kapasitas semua peralatan yang ada dalam sistem apakah cukup besar untuk menyalurkan daya yang diinginkan.
- Untuk memperoleh kondisi mula studi selanjutnya yaitu:
Studi hubung singkat, studi stabilitas, dan juga studi rugi-rugi transmisi.

Informasi-informasi diatas sangat penting untuk menganalisa keadaan sekarang dari sistem dan guna perancangan pengembangan sistem selanjutnya.

Salah satu masalah yang kita perlu pecahkan adalah bagaimana memenuhi kebutuhan energi listrik, karena dari pengamatan menunjukkan bahwa pemakaian energi listrik ini terus meningkat.

Dalam rangkaian langkah-langkah ataupun tindakan untuk dapat memenuhi kebutuhan energi listrik pada saat tertentu, kita harus membuat rencana. Rencana atau suatu perencanaan adalah merupakan rangkaian dari kegiatan-kegiatan ataupun proses dalam mana antara lain menetapkan kebutuhan (energi) pada suatu saat pada masa mendatang dan cara-cara bagaimana memenuhi kebutuhan tersebut. Menentukan kebutuhan pada suatu saat pada waktu masa mendatang, diperoleh dengan membuat perhitungan-perhitungan dan kita kenal dengan sebutan proyeksi / prognosa ataupun perkiraan. Dalam usaha membuat prakiraan ini, selain diperlukan data-data, juga perlu diperhatikan keadaan masa lampau dan keadaan saat ini, yaitu masa yang sedang berjalan.

Prakiraan beban dibidang tenaga listrik, sebenarnya adalah “prakiraan kebutuhan energi listrik” yang dinyatakan dalam satuan wh, Mwh, atau Gwh dan prakiraan beban tenaga listrik / *load* atau *power* dinyatakan dalam satuan w, kw, Mw, atau Gw (yang kesemua ini disebut juga “*demand and load forecasting*”).

Jadi kegiatan prakiraan dibidang tenaga listrik menghasilkan dua hasil pokok / utama yaitu :

1. Prakiraan kebutuhan energi listrik (*demand*), yaitu energi yang dibutuhkan oleh pelanggan.
2. Prakiraan beban tenaga listrik (*load*), yaitu *power* yang perlu disediakan atau disiapsiagakan untuk memenuhi kebutuhan energi tersebut.

Dalam pengertian ini, kata beban (*load*) diartikan sebagai beban puncak (*peak load*).

Banyak hal-hal yang mempengaruhi pembuatan prakiraan beban ini, misalnya kebijaksanaan (*policy*) pemerintah dalam sektor tenaga listrik, tingkat perkembangan perekonomian dunia dan sebagainya. Sementara itu, dari pengamatan statistik berbagai negara memang membenarkan adanya korelasi yang nyata antara pertumbuhan Pendapatan Nasional (*Gross National Product, GNP*). Oleh karena itu, kebanyakan perencanaan jangka panjang mengkaitkannya dengan indikator-indikator ekonomi.

Banyak cara atau metoda yang dipakai untuk membuat suatu perkiraan, dimulai paling sederhana seperti *extrapolasi*, penyesuaian lengkung menurut keperluan yang khusus sampai pada sistem-sistem analisis.

2.2. Gambaran Umum Mengenai Kendala^[6]

Kendala yang dalam bahasa Inggris disebut *constraint*, sesungguhnya merupakan batasan yang harus dipenuhi agar suatu proses dapat dilaksanakan. Sebagai contoh dapat

dikemukakan bahwa untuk mencapai suatu tempat dalam waktu yang sesingkat mungkin adalah dengan cara mengendarai mobil dengan kecepatan setinggi mungkin. Cara ini akan menghadapi kendala sebagai berikut :

1. Kecepatan maksimum yang biasa dicapai mobil tanpa merusak mobil.
2. Kondisi jalan, tikungan jalan yang memungkinkan mobil mencapai kecepatan maksimum.

Dua kendala ini harus dipenuhi agar proses mencapai tempat tersebut diatas dengan mobil dapat terlaksana.

Dalam proses optimisasi pada umumnya, khususnya optimisasi operasi sistem tenaga listrik, selalu ada kendala-kendala (*constraints*). Secara matematis untuk sistem yang terdiri dari n variabel hal ini digambarkan sebagai berikut :

- a. sebuah fungsi $(X_1, X_2, \dots, X_n)$ yang biasa disebut *objective function* adalah fungsi yang dioptimisasikan misalnya dicari nilai maksimumnya atau nilai minimumnya. Dalam hal-hal optimisasi operasi sistem tenaga listrik $P(X_1, X_2, \dots, X_n)$ adalah fungsi biaya operasi / bahan bakar yang perlu dicari nilai minimumnya.

Dalam hal ini $X_1, X_2, \dots, X_n$ misalnya adalah daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit ke-1, ke-2, ... ke- n dalam sistem. Dalam kegiatan penjualan $P(X_1, X_2, \dots, X_n)$ dapat merupakan fungsi keuntungan yang harus dicari maksimumnya sedangkan $X_1, X_2, \dots, X_n$ merupakan produk-produk yang harus dijual.

- b. Kendala-kendala yang harus diatasi, secara matematis digambarkan oleh ketidaksamaan-ketidaksamaan dan persamaan-persamaan yang harus

dipenuhi, misalnya pada operasi sistem tenaga listrik digambarkan oleh ketidaksamaan dan persamaan :

$$P_{min} \leq Q(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq P_{max} \quad (2.1)$$

$$P(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq P_{totalmax} \quad (2.2)$$

$$Q(X_1, X_2, \dots, X_n) - B - L = 0 \quad (2.3)$$

Dimana : P_{min} = batas pembangkitan daya yang minimal

P_{max} = batas pembangkitan daya yang maksimal

$P_{totalmax}$ = batas pembangkitan daya yang maksimal untuk sekelompok unit pembangkit tertentu ($X_1, X_2, \dots, X_n$) misalnya karena pembatasan aliran daya.

B = daya yang diperlukan konsumen (beban).

L = rugi-rugi daya dalam sistem.

P = daya nyata yang dibangkitkan

Q = daya reaktif yang dibangkitkan.

Batas bawah ketidaksamaan (2.1) yaitu P_{min} biasanya merupakan kendala mekanis dalam sistem yang ada hubungannya dengan masalah kontrol pada unit pembangkit termis dan pada unit PLTA yang ada hubungannya dengan masalah kavitasi.

Sedangkan batas atas ketidaksamaan (2.1) yaitu P_{max} ditentukan oleh kemampuan pembangkit unit-unit pembangkit membangkitkan daya. Ketidaksamaan (2.2) merupakan kendala yang kadang-kadang timbul dalam sistem misalnya karena ada pembatasan penyaluran bagi sekelompok unit-unit pembangkit tertentu.

Kendala-kendala operasi yang telah diuraikan diatas adalah kendala-kendala untuk keadaan statis. Untuk keadaan dinamis yaitu dalam rangka pengaturan frekwensi,

yang mana harus dipenuhi agar frekwensi sistem bisa mencapai nilai yang dikehendaki (50 hertz + toleransi yang diperbolehkan). Untuk mempertahankan frekwensi apabila salah satu unsur persamaan tersebut berubah, maka kendala yang perlu diperhatikan adalah besarnya perubahan beban per satuan waktu yaitu MW per-menit dari sistem unit pembangkit dalam sistem.

2.3. Aliran Beban Terkendala (*Constrained Load flow*) ^[1]

Masalah aliran beban dapat dinyatakan dengan dua himpunan persamaan tidak linier sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Y &= g(X, U) \\ Z &= h(X, U) \end{aligned} \tag{2.4}$$

Dimana

Vektor Inputan Y, meliputi node (simpul) injeksi daya

Vektor Inputan Z, meliputi aliran daya, daya reaktif pada bus PV (bus generator), dsb.

Vektor yang diatur X, meliputi besaran dan sudut tegangan

Vektor pengatur/kontrol U, meliputi posisi tap setting trafo, besarnya kompensasi *shunt*, Daya dan tegangan pada bus PV(bus generator), dsb.

Sasaran aliran beban terkendala (*CLF*) adalah memelihara beberapa atau semua elemen vektor X dan Z dengan batas operasi yang diberikan dalam ketersediaan unit pembangkit yang tidak pasti dan beban yang tidak pasti.

Kendala seperti itu biasanya merupakan himpunan besaran tegangan pada bus beban, daya reaktif dan daya aktif yang diinjeksikan (dimasukkan) pada bus generator, aliran daya nyata pada saluran, dsb. Operasi dalam batas kendala dapat dicapai dengan variasi

yang sesuai dari variabel pengatur/kontrol U , yang juga terkendala, yaitu batasan fisik yang ada didalam variasi tap *transformator*, peralatan kompensasi *shunt*, tegangan pada bus PV(bus generator), dsb.

Secara umum, suatu solusi aliran beban yang tidak terkendala akan menghasilkan suatu bilangan variabel X dan Z diluar *interval* variasi yang diijinkan untuk membatasi variabel-variabel itu, tindakan pada variabel pengatur/kontrol yang dibutuhkan. Tindakan ini akan menjadi dasar dari hasil analisa sensitivitas, yaitu menghitung faktor sensitivitas pada setiap variabel yang perlu dibatasi terhadap variabel pengatur/kontrol.

2.3.1. Pengaturan Tegangan Arus dan Daya Pada Saluran Transmisi^[6]

Tegangan, arus dan daya adalah besaran-besaran pada saluran transmisi yang diamati untuk keperluan operasi sistem tenaga listrik.

Berdasarkan pengamatan atas besaran-besaran ini kemudian dilakukan langkah-langkah pengaturan operasi agar saluran transmisi dapat dioperasikan secara optimum langkah-langkah pengaturan operasi yang dilakukan adalah pengaturan sumber-sumber daya aktif maupun sumber-sumber daya reaktif.

Generator sebagai sumber daya aktif maupun sumber daya reaktif dapat diatur keluarannya. Daya aktif dan daya reaktif yang dihasilkan suatu pusat listrik kemudian disalurkan melalui saluran transmisi. Hubungan antara titik pengirim dan titik penerima pada saluran transmisi dinyatakan oleh persamaan-persamaan :

$$V_S = A V_R + B I_R \quad (2.5)$$

$$I_S = C V_R + D I_R \quad (2.6)$$

Secara matriks kedua persamaan ini dapat ditulis sebagai :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

dimana :

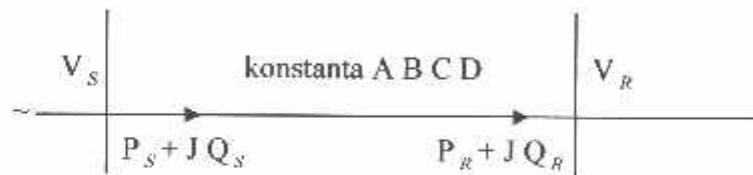
V_S = tegangan dititik pengirim

I_S = arus dititik pengirim

V_R = tegangan di titik penerima

I_R = arus di titik penerima

Hal ini ditunjukkan oleh **Gambar 2.1** berikut:



Gambar 2.1^[6]
Hubungan Antara Titik Pengirim dan Titik Penerima
pada Saluran Transmisi

A, B, C, dan D adalah konstanta-konstanta saluran transmisi. Untuk menghitung nilai konstanta transmisi ini maka didapat :

$$AD - BC = 1 \quad (2.8)$$

Dimana :

$$\begin{aligned} A &= \cosh \gamma \ell & C &= \frac{\sinh \ell}{Z_C} \\ B &= Z_C \sinh \delta \ell & D &= A = \cosh \gamma \ell \end{aligned} \quad (2.9)$$

Sedangkan :

γ = konstanta propagasi dari saluran transmisi

ℓ = panjang saluran transmisi

Z_C = karakteristik impedansi dari saluran transmisi

Jika tegangan di titik penerima V_R dipakai sebagai tegangan referensi seperti ditunjukkan pada **Gambar 2.1**, maka :

$$V_R = V \angle 0^\circ \quad \text{dan} \quad V_S = |V| \angle \delta \quad (2.10)$$

Dari persamaan (2.5) didapat :

$$I_R = \frac{V_S - AV_R}{B} \quad (2.11)$$

Jika :

$$\begin{aligned} A &= |A| \angle \alpha & B &= |B| \angle \beta \\ V_R &= |V_R| \angle 0^\circ & V_S &= |V_S| \angle \delta \end{aligned} \quad (2.12)$$

Maka :

$$I_R = \frac{|V_S|}{|B|} \angle \delta - \beta - \frac{|A| \cdot |V_R|}{|B|} \angle \alpha - \beta \quad (2.13)$$

Daya yang sampai di titik penerima adalah perkalian vector V_R dan I_R :

$$P_R + jQ_R = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{|B|} \angle \beta - \delta - \frac{|A| \cdot |V_R|^2}{|B|} \angle \beta - \alpha \quad (2.14)$$

daya ini terdiri dari komponen daya aktif P_R dan komponen daya reaktif Q_R :

$$P_R = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{|B|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|A| \cdot |V_R|^2}{|B|} \cos(\beta - \alpha) \quad (2.15)$$

$$Q_R = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{|B|} \sin(\beta - \delta) - \frac{|A| \cdot |V_R|^2}{|B|} \sin(\beta - \alpha) \quad (2.16)$$

Persamaan (2.15) dan persamaan (2.16) menggambarkan hubungan antara daya aktif dan daya reaktif di titik penerima dengan tegangan di titik pengirim. Baik besarnya tegangan $|V_s|$ dan sudutnya δ . Hubungan ini tergantung kepada konstanta-konstanta saluran transmisi $|A|$, $|B|$, α , dan β . Hukum fisik, dalam hal ini hukum ohm, memberikan hubungan seperti yang dinyatakan oleh persamaan (2.5) dan persamaan (2.6) antara titik pengirim dan titik penerima dengan menggunakan besaran-besaran tegangan dan arus. Tetapi dalam analisa sistem tenaga listrik, lebih sering diinginkan menyatakan beban satu titik (simpul) tidak dalam arus, melainkan dalam daya aktif dan daya reaktif seperti dinyatakan dalam persamaan (2.15) dan persamaan (2.16). Untuk sistem tenaga listrik yang terdiri dari lebih dua titik (simpul), persoalan ini menjadi lebih sulit, sehingga dikembangkan berbagai teknik untuk memecahkannya.

2.3.2. Hal Yang Mempengaruhi Pengaturan Tegangan ^[6]

Dalam penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, tegangan yang konstan seperti halnya frekwensi yang konstan, merupakan salah satu syarat utama yang harus dipenuhi. Oleh karenanya masalah pengaturan tegangan merupakan masalah operasi sistem tenaga listrik yang perlu mendapatkan penanganan tersendiri. Pengaturan tegangan erat kaitannya dengan pengaturan daya reaktif dalam sistem.

Sistem tenaga listrik terdiri dari banyak GI dan Pusat Listrik. Dalam setiap GI maupun Pusat Listrik terdapat simpul (bus). Tegangan dari simpul di GI dan tegangan dari simpul di Pusat Listrik bersama-sama membentuk profil tegangan sistem. Berbeda dengan frekwensi yang sama dalam semua bagian sistem, tegangan tidak sama dalam setiap bagian sistem, sehingga pengaturan tegangan adalah lebih sulit dibandingkan

dengan pengaturan frekwensi. Kalau frekwensi praktis hanya dipengaruhi oleh daya nyata MW dalam sistem, di lain pihak tegangan dipengaruhi oleh :

- a. arus penguat generator;
- b. daya reaktif beban;
- c. daya reaktif yang didapat dalam sistem (sebagai generator), misalnya dari kondensator dan dari reaktor;
- d. posisi tap transformator.

Mengatur tegangan pada suatu titik (simpul) dalam sistem akan lebih mudah apabila di titik tersebut ada sumber daya reaktif yang bisa diatur, hal ini juga merupakan hal yang berbeda dengan pengaturan frekwensi, karena frekwensi dapat diatur dengan mengatur sumber daya nyata yang ada dimana saja dalam sistem. Dalam sistem tenaga listrik ada dua variabel yang dapat diatur secara bebas, disebut variabel pengatur (*control variabel*), yaitu daya nyata (MW) dan daya reaktif (MVAR). Seperti telah diuraikan diatas. Pengaturan daya nyata akan mempengaruhi frekwensi, sedangkan pengaturan daya reaktif akan mempengaruhi tegangan. Butir a sampai d tersebut diatas adalah cara untuk mengatur daya reaktif yang harus disediakan dalam sistem. Pengaturan daya reaktif terutama akan mempengaruhi tegangan sistem. Secara singkat bahwa dapat dikatakan ;

MW merupakan variabel pengatur frekwensi

MVAR merupakan variabel pengatur tegangan

Di lain pihak, beban dalam sistem mengambil daya aktif dan daya reaktif dari sistem. Beban tidak bisa diatur karena tergantung kepada kebutuhan banyak pelanggan yang mempergunakan tenaga listrik dari sistem. Secara pengetahuan kontrol, beban merupakan pengganggu (*disturbance variabel*).

Disamping variabel pengatur dan variabel pengganggu tersebut diatas ada variabel yang diatur (*state variabel*) dan dapat dibaca dengan mudah dari alat ukur, variabel yang diatur dalam sistem adalah frekwensi dan tegangan.

Dalam operasi sistem tenaga listrik diinginkan agar variabel yang diatur mempunyai nilai konstan walaupun ada perubahan beban (variabel pengganggu). Untuk mempertahankan variabel yang diatur pada nilai konstan, diperlukan pengaturan dan ini berarti harus ada perubahan nilai dari variabel pengatur.

Untuk sistem yang terdiri dari n buah simpul, secara umum akan ada $2 \times n$ variabel pengatur dalam sistem, yaitu pembangkitan daya nyata dan daya reaktif pada setiap simpul. Hal ini dapat dinyatakan oleh sebuah vektor pengatur (*control vector*) :

$$P = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{Q1} \\ \vdots \\ \vdots \\ P_{Gn} \\ P_{Qn} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Dimana :

P_{G1} = Daya nyata yang dibangkitkan pada simpul no. 1

P_{Q1} = Daya reaktif yang dibangkitkan pada simpul no.1

Begitu seterusnya sampai dengan simpul no. n didapat variabel pengatur P_{Gn} dan P_{Qn} .

Selanjutnya untuk variabel pengganggu dapat pula dinyatakan dengan sebuah vektor pengganggu (*disturbance vector*) :

$|V_1|$ = nilai tegangan di simpul no. 1

Begitu seterusnya sampai dengan simpul no. n didapat variabel yang dapat diatur δ_n dan

$|V_n|$.

Dalam praktek ada kendala-kendala sebagai berikut :

- a. Bagi variabel pengatur

$$P_{G \min} \leq P_G \leq P_{G \max} \quad (2.20)$$

$$P_{Q \min} \leq P_Q \leq P_{Q \max} \quad (2.21)$$

kendala bagi variabel pengatur ditentukan oleh syarat-syarat teknis sumber daya nyata dan sumber daya reaktif yang pada umumnya mempunyai batas minimum

$P_{\min}$ dan batas maksimum $P_{\max}$.

Untuk simpul yang tidak mempunyai sumber daya nyata, maka nilai $P_G = 0$ dan apabila tidak ada sumber daya reaktif, maka nilai $P_Q = 0$.

- b. Variabel pengganggu :

Karena variabel pengganggu sepenuhnya tergantung kepada kebutuhan pemakaian tenaga listrik pelanggan, maka tidak ada kendala bagi variabel pengganggu. Bahkan variabel pengganggu dapat mengganggu sistem tenaga listrik dalam arti sesungguhnya, apabila sebelumnya tidak ada perkiraan yang baik terhadap besarnya variabel pengganggu ini.

- c. Variabel yang diatur :

Besarnya selisih sudut fasa antara dua buah simpul yang berdampingan dan dihubungkan oleh saluran transmisi mempunyai batas maksimum berkaitan dengan stabilitas, secara matematis hal ini dinyatakan sebagai berikut :

$$|\delta_i - \delta_j| \leq |\delta_i - \delta_j|_{maks} \quad (2.22)$$

Suatu keadaan permulaan (*initial state*) dari sistem tenaga listrik dalam keadaan tunak (*steady state*) dapat dinyatakan sebagai fungsi yang terdiri dari variabel pengatur, variabel pengganggu dan variabel yang diatur :

$$A^*(p^*, g^*, x^*) = 0 \quad (2.23)$$

Bila dalam sistem terjadi perubahan beban, maka berarti terjadi perubahan nilai variabel pengganggu. Dalam praktek, perubahan tersebut relatif kecil sehingga dapat ditulis sebagai berikut :

$$p' = p^* + \Delta p \quad (2.24)$$

$$g' = g^* + \Delta g \quad (2.25)$$

$$x' = x^* + \Delta x \quad (2.26)$$

dimana tanda aksen (') menunjukkan keadaan yang baru, sedangkan Δ menunjukkan perubahan yang terjadi. Analog dengan persamaan (2.23) keadaan yang baru dapat pula dinyatakan dengan persamaan :

$$A'(p', g', x') = 0 \quad (2.27)$$

Atau

$$A'(p^* + \Delta p, g^* + \Delta g, x^* + \Delta x) = 0 \quad (2.28)$$

Untuk sistem yang terdiri dari n buah simpul maka persamaan (2.27) dan persamaan (2.28) adalah persamaan *vector* berdimensi $2n$. Hal ini terlihat dari persamaan (2.17) sampai dengan persamaan (2.19), dimana terlihat bahwa untuk setiap simpul ada dua variabel pengatur, dua variabel pengganggu dan dua variabel yang diatur, masing-masing yang berkaitan dengan daya nyata dan yang berkaitan dengan daya reaktif.

dari sistem tidak diikuti perubahan *input* ke dalam sistem yang identik, maka akan terjadi perubahan pada variabel yang diatur walaupun telah tercapai keadaan tunak (*steady state*). Secara matematis hal ini dinyatakan oleh persamaan (2.23) dan persamaan (2.28).

Dengan pengertian ini maka dari persamaan (2.30) didapat :

$$\frac{\partial A_1}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial A_2}{\partial p_2} \Delta p_2 + \dots + \frac{\partial A_i}{\partial g_1} + \frac{\partial A_i}{\partial g_2} + \dots + \frac{\partial A_i}{\partial x_1} + \frac{\partial A_i}{\partial x_2} + \dots = 0 \quad (2.31)$$

Sebagaimana lazimnya dalam analisa sistem tenaga listrik, simpul no. 1 dipakai sebagai simpul referensi dan tegangannya dianggap = 1 per unit dengan sudut $\delta = 0$, atau $\Delta x = 0$. Hal ini berarti bahwa untuk simpul no. 1, persamaan (2.31) menjadi ($i = 1$) :

$$\frac{\partial A_1}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial A_1}{\partial p_2} \Delta p_2 + \dots + \frac{\partial A_1}{\partial g_1} + \frac{\partial A_1}{\partial g_2} + \dots + 0 + \frac{\partial A_1}{\partial x_2} + \dots = 0 \quad (2.32)$$

dengan mengingat persamaan (2.31) dan persamaan (2.32) maka disusun persamaan dalam bentuk matriks sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial A_1}{\partial p_1} & \frac{\partial A_1}{\partial p_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_1}{\partial p_{2n}} \\ \frac{\partial A_2}{\partial p_1} & \frac{\partial A_2}{\partial p_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_2}{\partial p_{2n}} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & J_p & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial A_{2n}}{\partial p_1} & \frac{\partial A_{2n}}{\partial p_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_{2n}}{\partial p_{2n}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p_1 \\ \Delta p_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta p_{2n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial A_1}{\partial g_1} & \frac{\partial A_1}{\partial g_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_1}{\partial g_{2n}} \\ \frac{\partial A_2}{\partial g_1} & \frac{\partial A_2}{\partial g_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_2}{\partial g_{2n}} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & J_g & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial A_{2n}}{\partial g_1} & \frac{\partial A_{2n}}{\partial g_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_{2n}}{\partial g_{2n}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta g_1 \\ \Delta g_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta g_{2n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial A_1}{\partial x_1} & \frac{\partial A_1}{\partial x_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_1}{\partial x_{2n}} \\ \frac{\partial A_2}{\partial x_1} & \frac{\partial A_2}{\partial x_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_2}{\partial x_{2n}} \\ \vdots & \vdots & & & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & J_x & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial A_{2n}}{\partial x_1} & \frac{\partial A_{2n}}{\partial x_2} & \dots & \dots & \dots & \frac{\partial A_{2n}}{\partial x_{2n}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta x_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

secara singkat dapat ditulis :

$$[J_p] \cdot [\Delta p] + [J_g] \cdot [\Delta g] + [J_x] \cdot [\Delta x] = 0 \quad (2.34)$$

dimana:

$[J_p]$, $[J_g]$, dan $[J_x]$ adalah matriks *Jacobian* sebagaimana tertulis pada persamaan (2.34). $[p]$, $[g]$, dan $[x]$ adalah vector *increment* secara berurutan dari p merupakan variabel pengatur, g merupakan variabel pengganggu dan x merupakan variabel yang diatur.

Dalam operasi sistem tenaga listrik biasanya diinginkan agar variabel yang diatur merupakan hasil pengaturan dinyatakan secara eksplisit, untuk ini persamaan (2.34) perlu dirubah sebagai berikut :

$$[\Delta x] = -[J_x]^{-1}[J_p] p - [J_x]^{-1}[J_g] g \quad (2.35)$$

dimana :

$$[J_x]^{-1} \text{ adalah invers dari matrik } [J_x]$$

Selanjutnya :

$$- [J_x]^{-1}[J_p] = [S_p]$$

$$- [J_x]^{-1}[J_g] = [S_g]$$

Sehingga persamaan (2.35) menjadi :

$$[\Delta x] = [S_p][\Delta p] + [S_g][\Delta g] \quad (2.36)$$

dimana S_p dan S_g adalah matriks-matriks sensitivitas yang menggambarkan berapa besar sensitivitas perubahan variabel pengatur (p) dan perubahan variabel pengganggu (g) terhadap perubahan variabel yang diatur (x).

Secara umum perubahan beban (variabel pengganggu) dan perubahan penyediaan daya aktif maupun daya reaktif (variabel pengatur) akan memberikan akibat kepada variabel yang diatur (besar tegangan beserta sudut fasanya dalam keadaan stasioner) menurut persamaan (2.36). Hal ini berarti bahwa matriks sensitivitas S_p dan S_g yang

menentukan pengaruh perubahan ini terhadap Δx yang menggambarkan perubahan variabel yang diatur.

Berdasarkan uraian diatas, dapat disimpulkan bahwa pengaturan profil tegangan sistem memerlukan penentuan dua faktor :

- a. Besarnya daya reaktif yang harus disediakan
- b. Tempat (simpul) penyediaan daya reaktif yang tepat

Dalam praktek tidak di semua simpul dapat disediakan daya reaktif, karena tidak semua simpul mempunyai pembangkit, kapasitor, atau reaktor, sehingga masalah alokasi daya reaktif untuk mencapai profil tegangan sistem yang diinginkan memerlukan analisa aliran daya yang tidak mudah.

2.3.3 Perhitungan Aliran Daya (*Power Flow Calculation*) ^[6]

Gambaran mengenai aliran daya yang terjadi dalam sistem beserta profil tegangan sangat diperlukan untuk keperluan analisa situasi sistem. Untuk mendapatkan gambaran mengenai aliran daya ini, di perlukan suatu perhitungan yang biasa disebut sebagai perhitungan aliran daya, perhitungan aliran daya ini perlu dilakukan karena yang diketahui adalah beban daya aktif dan beban daya reaktif yang ada pada setiap GI atau simpul dalam sistem, sedangkan aliran daya yang terjadi ditentukan oleh Hukum *Ohm* dan Hukum *Kirchhoff*.

Dalam sistem yang terdiri dari banyak simpul (*bus*) ada berbagai metode untuk menghitung aliran daya, khususnya dalam kaitannya dengan penggunaan komputer.

Dalam perhitungan aliran daya secara garis besar ada tiga langkah utama :

1. Di setiap simpul perlu ditentukan atau dihitung (kalau tidak ditentukan) besarnya P , Q , V dan sudut fasa yaitu δ , jadi ada 4 variabel. Persamaan pertama yang

dipakai dalam langkah perhitungan ini adalah persamaan yang menyatakan hubungan anatara arus I_i , tegangan V_i , daya aktif P , dan daya reaktif Q pada suatu simpul i , yaitu :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.37)$$

dimana V_i^* adalah *conjugate* tegangan dari simpul i .

I_i diberi tanda positif apabila mengalir ke simpul i dan diberi tanda negatif apabila mengalir meninggalkan simpul.

Persamaan kedua yang dipakai adalah persamaan yang menggambarkan hubungan antara besarnya arus di simpul i yaitu I_i dengan tegangan di semua simpul dalam sistem (simpul j) melalui matriks admitansi Y_{ij}

$$I_i = \sum_{j=1}^{i=n} V_j \cdot Y_{ij} \quad (2.38)$$

dimana :

$j = 1, 2, 3, \dots, n$ dan n adalah jumlah simpul yang ada dalam sistem.

Arus yang ada di simpul i , yaitu I_i , harus dapat memenuhi persamaan (2.37) dan persamaan (2.38). Karena dalam perhitungan aliran daya pada umumnya besaran I sebuah simpul tidak dinyatakan dalam arus I , melainkan dalam P , Q , V , dan δ , maka dengan menggunakan persamaan (2.37) dan persamaan (2.38) hal ini dapat dilakukan sebagai berikut :

dari persamaan (2.37) didapat :

$$P_i - jQ_i = V_i \cdot I_i \quad (2.39)$$

nilai I_i dari persamaan (2.38) dimasukkan ke dalam persamaan (2.39) memberikan :

$$P_i - jQ_i = V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \quad (2.40)$$

dimana $i = 1, 2, 3, \dots, n$

jika bagian riil (Ri) dan bagian imajiner (Im) dipisahkan maka didapat :

$$P_i (\text{daya nyata}) = \text{Re } V_i V_j \cdot Y_{ij} \quad (2.41)$$

$$Q_i (\text{daya reaktif}) = \text{Im } V_i V_j \cdot Y_{ij} \quad (2.42)$$

dalam bentuk polar :

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$$

selanjutnya daya nyata dan daya reaktif dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$P_i (\text{daya nyata}) = |V_i| \left| \sum_{j=1}^{j=n} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right| \quad (2.43)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$Q_i (\text{daya reaktif}) = -|V_i| \left| \sum_{j=1}^{j=n} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right| \quad (2.44)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

dengan menggunakan persamaan (2.43) dan persamaan (2.44) untuk n buah simpul dalam sistem didapat $2n$ persamaan, sedangkan seperti telah di sebutkan diatas, di setiap simpul ada 4 variabel. Jadi diperlukan $4n$ persamaan untuk sistem dengan n buah simpul.

2. Didalam proses menghitung $4n$ variabel yang terdapat pada n buah simpul seperti di uraikan dalam butir 1 baru ada $2n$ persamaan. Untuk memecahkan persoalan

ini, $2n$, variabel perlu ditentukan terlebih dahulu, sehingga $2n$ variabel yang lain dapat dicari dengan menggunakan $2n$ persamaan yang ada. Penentuan $2n$ variabel ini dilakukan dengan menentukan beberapa macam simpul dalam sistem, yaitu :

a. Simpul PQ (Simpul beban)

Pada simpul ini jumlah netto daya nyata (P_i) dan daya reaktif (Q_i) ditentukan (diketahui). Untuk itu, besarnya beban P_{Bi} ditentukan (diketahui) berdasarkan perkiraan beban, sedangkan daya yang dibangkitkan P_{Gi} dan Q_{Gi} besarnya diketahui (ditentukan). Selanjutnya $P_i = P_{Bi} - P_{Gi}$ dan $Q_i = Q_{Bi} - Q_{Gi}$. Simpul beban (PQ) yang murni mempunyai nilai $P_{Gi} = 0$ dan $Q_{Gi} = 0$.

b. Simpul PV (Simpul Generator atau Simpul yang dayanya dapat diatur)

Pada simpul ini nilai P_{Bi} dan Q_{Bi} diketahui dari perkiraan beban, sedangkan nilai V_i dan P_i (jadi nilai P_{Gi}) ditentukan. Yang tidak diketahui adalah Q_i (jadi juga Q_{Gi}) dan δ_i .

c. Simpul Referensi (*Slack Bus*)

Bedanya dengan kedua macam simpul yang terdahulu adalah bahwa pada simpul ini, daya nyatanya maupun daya reaktifnya tidak ditentukan. Dilain pihak, yang ditentukan adalah besarnya tegangan $|V_i|$ dan sudutnya δ_i yang biasanya ditentukan $= 0$, sehingga merupakan sudut referensi bagi tegangan dalam sistem.

Pada umumnya dalam analisa aliran daya hanya ada sebuah simpul referensi.

Simpul referensi ini diperlukan karena nilai P_i dan Q_i untuk setiap simpul tidak dapat ditentukan terlebih dahulu.

Nilai P dan nilai Q total dari sistem baru dapat dihitung setelah aliran daya antar simpul dihitung, kemudian rugi-rugi pada saluran transmisi ini mempunyai nilai daya nyata P_r dan daya reaktif Q_r , hal ini selanjutnya harus diperhitungkan dengan daya nyata dan daya reaktif yang dibangkitkan pada simpul referensi dengan persamaan sebagai berikut :

$$P_1 = \sum P_{Pi} + P_r - \sum P_{Qi} \quad (i \neq 1) \quad (2.45)$$

$$Q_1 = \sum P_{Pi} + P_r - \sum P_{Qi} \quad (i \neq 1) \quad (2.46)$$

Indeks 1 ($i = 1$) adalah indeks bagi simpul referensi.

3. Berdasarkan uraian pada butir 1 dan butir 2 untuk sistem yang terdiri dari n buah simpul, 2n variabel telah diketahui (ditentukan), sedangkan 2n variabel yang lain harus dicari. Untuk mencari 2n variabel ini dipakai persamaan (2.43) dan persamaan (2.44) untuk setiap simpul sehingga didapat 2n persamaan, yang merupakan syarat untuk mencari 2n variabel tersebut. Karena persamaan (2.43) dan persamaan (2.-44) masing-masing adalah persamaan yang tidak linier, maka pemecahannya dengan komputer perlu dilakukan melalui proses iterasi.

Ada beberapa metode penyelesaian persamaan tidak linier ini, dalam skripsi ini dibahas metode *Newton Rhapson* saja. Dalam metode *Newton Rhapson*, variabel-variabel yang harus dicari, dimisalkan dulu nilainya, jadi untuk setiap simpul ada dua variabel yang diketahui dan dua variabel yang dimisalkan, kecuali untuk Simpul Referensi yang akan dihitung terakhir. Kemudian digunakan persamaan (2.43) dan persamaan (2.44) untuk dihitung nilai P dan nilai Q pada setiap simpul.

Pada setiap simpul PQ (simpul beban), nilai P, dan nilai Q diketahui dan nilai yang diketahui inilah yang dibandingkan dengan nilai hasil perhitungan.

Apabila selisih antara nilai yang diketahui dan hasil perhitungan lebih kecil daripada suatu nilai yang dikehendaki, maka nilai variabel yang dimisalkan tersebut diatas dapat dianggap benar. Apabila selisih tersebut lebih besar daripada nilai yang dikehendaki, maka harus dilakukan proses iterasi sampai selisih tersebut mencapai nilai yang dikehendaki. Untuk simpul PV (simpul generator), yang dibandingkan hanya selisih daya aktif ΔP saja, karena daya reaktif (Q) tidak diketahui (tidak ditentukan), akan merupakan hasil perhitungan.

Untuk simpul referensi (*Slack Bus*) dihitung terakhir seperti telah dijelaskan pada butir 2c.

Dalam metode *Newton Rhapson*, dasar matematis yang digunakan untuk memecahkan persoalan diatas secara iteratif adalah *Deret Taylor*. Apabila ada n persamaan tidak linier dengan n variabel seperti halnya persamaan (2.43) atau persamaan (2.44) untuk sistem dengan n buah simpul, yang dapat ditulis sebagai :

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad (2.47)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Untuk memecahkan persamaan (2.47) dicoba suatu nilai untuk x terlebih dahulu misalnya $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$. Selisih antara nilai $\underline{x}$ yang sebenarnya, dengan nilai x yang dicoba adalah $\Delta x_1^0, \Delta x_2^0, \dots, \Delta x_n^0$ maka selisih ini harus diusahakan mendekati nol dengan cara coba-coba, yaitu dengan iterasi, untuk menemukan / mendekati nilai x yang sebenarnya. Hubungan matematisnya adalah sebagai berikut :

dari persamaan (2.52) nilai koreksi Δx dapat dicari, karena persamaan (2.52) merupakan persamaan aljabar linier yang dapat dipecahkan dengan metode *triangularization* dan *back substitution*. Nilai baru yang harus dicoba untuk x dalam iterasi adalah :

$$x' = x^o + \Delta x^o$$

atau secara umum untuk iterasi ke $(r + 1)$ dicoba nilai x :

$$x^{(r+1)} = x^r + \Delta x^r \quad (2.53)$$

Iterasi dilanjutkan sampai persamaan (2.47) terpenuhi dengan ketelitian yang diinginkan, yaitu apabila :

$$\Delta x_i^r < \varepsilon \quad (2.54)$$

untuk $i = 1, 2, 3, \dots, n$

Sedangkan ε adalah suatu angka yang ditentukan berdasarkan ketelitian yang diinginkan.

2.3.4. Alokasi Daya Reaktif Yang Optimum^[6]

Alokasi daya reaktif yang tepat dalam sistem bisa menghasilkan kondisi optimum, yaitu kondisi dengan rugi-rugi transmisi yang minimum.

Tidak semua simpul dalam sistem bisa menghasilkan daya reaktif, sedangkan rugi-rugi transmisi dipengaruhi letak beban dalam sistem, hal ini merupakan persoalan utama dalam menyelesaikan alokasi daya reaktif yang optimum.

Seperti yang telah diuraikan dalam pasal 2.3.1. persamaan (2.24), setiap perubahan variabel pengatur maupun perubahan variabel pengganggu (beban) di setiap (simpul) dalam sistem, akan memberikan pengaruh terhadap variabel yang diukur yaitu besar tegangannya beserta sudut fasanya di semua simpul dalam sistem yang

hubungannya tergantung kepada matriks-matriks sensitivitas [Sp] dan [Sg]. Jika besarnya daya reaktif pada simpul-simpul yang mempunyai sumber daya reaktif diatur, maka bisa didapat profil tegangan sistem yang menimbulkan rugi-rugi yang minimal dalam sistem. Alokasi daya reaktif yang demikian merupakan alokasi daya reaktif yang optimum dalam arti merupakan alokasi daya reaktif yang menghasilkan rugi-rugi daya yang minimal dalam sistem. Dalam mencari kondisi optimum ini batas-batas kemampuan sumber daya reaktif serta letak sumber daya reaktif merupakan kendala yang harus dihadapi. Dalam pasal 2.3.2 disebutkan bahwa variabel pengatur yang dapat mengatur daya reaktif dalam sistem adalah :

- a. Arus penguat generator, selanjutnya dalam analisa daya reaktif yang dibahas adalah hasil pengaturan Arus Penguat Generator, yaitu Daya Reaktif yang keluar dari generator bahkan pada simpul-simpul yang terdapat generator dengan pengatur tegangan otomatis, tegangan rel dianggap sebagai variabel pengatur .
- b. Kapasitor dan reaktor variabel yang ada pada simpul-simpul tertentu dalam sistem.
- c. Posisi Tap Transformator.

Perubahan posisi Tap *Transformator* sesungguhnya tidak merubah produksi daya reaktif, tetapi merubah impedansi jalur yang dilalui daya reaktif.

Pengaruh perubahan ketiga variabel pengatur daya reaktif tersebut diatas terhadap perubahan rugi-rugi dalam sistem dapat ditulis secara matematis sebagai berikut :

$$\Delta P_L = \frac{\partial P_L}{\partial V_1} \Delta V_1 + \frac{\partial P_L}{\partial V_2} \Delta V_2 + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial V_n} \Delta V_n + \frac{\partial P_L}{\partial Q_1} \Delta Q_{m+1} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_2} \Delta Q_{m+2} + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial Q_s} \Delta Q_{m+s} + \frac{\partial P_L}{\partial T_1} \Delta T_1 + \frac{\partial P_L}{\partial T_2} \Delta T_2 + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial T_k} \Delta T_k \quad (2.55)$$

V = tegangan rel mulai dari rel no. 1 sampai dengan rel no. m yaitu simpul yang mempunyai generator

Q = daya reaktif mulai dari simpul no (m+1) sampai dengan simpul no (m+x) untuk simpul-simpul yang mempunyai kapasitor atau reaktor

T = posisi tap transformator no. 1 sampai dengan tap transformator no. k, untuk transformator dalam sistem yang posisi tap nya dapat diatur, perlu diingat bahwa $m+x = n$, dimana n = jumlah simpul dalam sistem.

Untuk mendapat kondisi yang optimum, yaitu kondisi dengan rugi-rugi daya P_L yang minimum untuk suatu kondisi beban tertentu tanpa merubah sumber daya aktif kecuali di simpul referensi, variabel yang menjadi pengatur adalah V, Q, dan T, diubah-ubah sampai tercapai keadaan sedemikian hingga $\Delta P_L = 0$ pada persamaan (2.41), yang berarti bahwa rugi-rugi daya P_L tidak bisa berubah lagi walaupun V, Q, dan T diubah-ubah. Dalam mengubah-ubah nilai variabel-variabel pengatur V, Q, dan T harus diperhatikan kendala-kendala yang berlaku bagi V, Q, dan T, baik yang menyangkut nilai maksimumnya maupun nilai minimumnya.

2.4. Proses Penyampaian Tenaga Listrik Ke Pelanggan ^[6]

Karena berbagai persoalan teknis, tenaga listrik hanya dibangkitkan pada tempat-tempat tertentu. Sedangkan pemakai tenaga listrik atau pelanggan tenaga listrik tersebar diperbagai tempat, maka penyampaian tenaga listrik dari tempat dibangkitkan sampai ke tempat pelanggan memerlukan berbagai penanganan teknis.

Tenaga listrik dibangkitkan dalam pusat-pusat listrik seperti PLTA, PLTU, PLTG, PLTP, dan PLTD kemudian disalurkan melalui saluran transmisi setelah terlebih dahulu dinaikkan tegangannya oleh transformator penaik tegangan (*step up transformer*) yang

ada di pusat listrik. Saluran transmisi tegangan tinggi di PLN kebanyakan mempunyai tegangan 66 kV, 150 kV, dan 500 kV. Khusus untuk tegangan 500 kV dalam praktek saat ini disebut sebagai tegangan ekstra tinggi. Masih ada beberapa saluran transmisi dengan tegangan 30 kV namun tidak dikembangkan oleh PLN. Saluran transmisi ada yang berupa saluran udara dan ada pula yang berupa saluran kabel tanah. Karena saluran udara harganya jauh lebih murah dibandingkan dengan kabel tanah maka saluran transmisi PLN kebanyakan berupa saluran udara. Kerugian dari saluran udara dibandingkan dengan kabel tanah adalah bahwa saluran udara mudah terganggu misalnya karena petir, kena pohon dan lain-lain.

Setelah tenaga listrik disalurkan melalui saluran transmisi maka sampailah tenaga listrik di Gardu Induk (GI) untuk diturunkan tegangannya melalui transformator penurun tegangan (*step down transformer*) menjadi tegangan menengah atau yang juga disebut sebagai tegangan distribusi primer. Tegangan distribusi primer yang dipakai PLN adalah 20 kV, 12 kV, dan 6 kV. Kecenderungan saat ini menunjukkan bahwa tegangan distribusi primer PLN yang berkembang adalah 20 kV.

Jaringan setelah keluar dari GI biasa disebut jaringan distribusi, sedangkan jaringan antara pusat listrik dengan GI biasa disebut jaringan transmisi. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka kemudian tenaga listrik diturunkan tegangannya dalam gardu-gardu distribusi menjadi tegangan rendah dengan tegangan 380/220 Volt atau 220/127 Volt, kemudian disalurkan melalui Jaringan Tegangan Rendah untuk selanjutnya disalurkan ke rumah-rumah pelanggan (konsumen) PLN melalui sambungan rumah.

Pelanggan-pelanggan yang mempunyai daya tersambung besar tidak dapat disambung melalui Jaringan Tegangan Rendah melainkan disambung langsung pada Jaringan Tegangan Menengah bahkan ada pula yang disambung pada Jaringan Transmisi Tegangan Tinggi, tergantung besarnya daya tersambung.

Di pusat listrik maupun di GI selalu ada transformator pemakaian sendiri guna melayani keperluan tenaga listrik yang diperlukan dalam Pusat Listrik maupun GI misalnya untuk keperluan penerangan, mengisi baterai listrik dan menggerakkan berbagai motor listrik.

Dalam praktek karena luasnya jaringan distribusi sehingga diperlukan banyak sekali transformator distribusi, maka Gardu Distribusi seringkali disederhanakan menjadi transformator tiang yang rangkaian listriknya lebih sederhana. Setelah tenaga listrik melalui Jaringan Tegangan Menengah (JTM), Jaringan Tegangan Rendah (JTR) dan Sambungan Rumah (SR) maka tenaga listrik selanjutnya melalui pembatas daya dan KWH-meter. Rekening listrik pelanggan tergantung pada daya tersambung serta pemakaian KWH-nya, oleh karenanya PLN memasang pembatas daya dan KWH-meter. Setelah melalui KWH-meter, tenaga listrik kemudian memasuki instalasi rumah yaitu instalasi milik pelanggan. Instalasi PLN pada umumnya sampai dengan KWH-meter dan sesudah KWH-meter instalasi listrik pada umumnya adalah instalasi milik pelanggan. Dalam instalasi pelanggan tenaga listrik langsung memasuki alat-alat listrik milik pelanggan seperti lampu, setrika, lemari es, pesawat radio, pesawat televisi dan lain-lain. Dari uraian diatas kiranya dapat dimengerti bahwa besar kecilnya konsumsi tenaga listrik ditentukan sepenuhnya oleh para pelanggan, yaitu tergantung bagaimana para pelanggan akan menggunakan alat-alat listriknya kemudian PLN harus mengikuti kebutuhan tenaga

listrik para pelanggan ini dalam arti menyesuaikan daya listrik yang dibangkitkannya dari waktu ke waktu. Apabila jumlah pelanggan yang harus dilayani adalah jutaan maka daya yang harus dibangkitkan jumlahnya juga mencapai ribuan megawatt dan untuk ini diperlukan beberapa Pusat Listrik dan juga beberapa GI untuk dapat melayani kebutuhan listrik para pelanggan.

Pusat-pusat Listrik dan GI satu sama lain dihubungkan oleh saluran transmisi agar tenaga listrik dapat mengalir sesuai dengan kebutuhan dan terbentuklah suatu Sistem Tenaga Listrik. Misalnya suatu sistem Tenaga Listrik yang terdiri dari sebuah PLTU, PLTA, sebuah PLTG dan 8 buah GI. Setiap GI sesungguhnya merupakan Pusat Beban untuk suatu daerah pelanggan tertentu, bebannya berubah-ubah sepanjang waktu sehingga juga daya yang dibangkitkan dalam Pusat-pusat Listrik harus selalu berubah seperti yang telah diuraikan diatas. Perubahan beban dan perubahan pembangkitan daya ini selanjutnya juga menyebabkan aliran daya dalam saluran-saluran transmisi berubah-ubah sepanjang waktu. Apabila daya nyata yang dibangkitkan oleh Pusat-pusat Listrik lebih kecil daripada daya yang dibutuhkan oleh para pelanggan, maka frekwensi akan turun, sebaliknya apabila lebih besar, frekwensi akan naik. PLN berkewajiban menyediakan tenaga listrik yang frekwensinya tidak jauh menyimpang dari 50 Hertz. Mengenai penyediaan daya reaktif bagi para pelanggan yang erat kaitannya dengan tegangan. Masalahnya lebih sulit daripada masalah penyediaan daya nyata. PLN berkewajiban menyediakan tenaga listrik dengan tegangan yang ada dalam batas-batas tertentu. Dalam proses penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan seperti diuraikan diatas tidak dapat dihindarkan timbulnya rugi-rugi dalam jaringan disamping adanya tenaga listrik yang harus disisihkan untuk pemakaian sendiri. Proses pembangkitan

tenaga listrik dalam Pusat-pusat Listrik Termis memerlukan biaya bahan bakar yang tidak sedikit. Biaya bahan bakar serta rugi-rugi dalam jaringan merupakan faktor-faktor yang harus ditekan agar menjadi sekecil mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan.

Mutu dan keandalan diukur dengan frekwensi, tegangan dan jumlah gangguan. Masalah mutu tenaga listrik dapat semata-mata merupakan masalah operasi Sistem Tenaga Listrik tetapi erat kaitannya dengan pemeliharaan instalasi tenaga listrik dan juga erat kaitannya dengan masalah pengembangan Sistem Tenaga Listrik mengingat bahwa konsumsi tenaga listrik oleh para pelanggan selalu bertambah dari waktu ke waktu. Oleh karenanya 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 (*constrain*) terhadap biaya pengadaan tenaga listrik yang serendah mungkin, maka kompromi antara kedua hal ini merupakan masalah optimisasi yang akan banyak dibahas di dalam skripsi ini.

2.5. Sistem Tenaga Listrik^[6]

untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain mempunyai inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik.

Yang dimaksud dengan Sistem Tenaga Listrik disini adalah sekumpulan Pusat listrik dan Gardu Induk (GI) yang satu sama lain dihubungkan oleh Jaringan Transmisi sehingga merupakan sebuah kesatuan interkoneksi.

Biaya operasi dari Sistem Tenaga Listrik pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu Perusahaan Listrik. Secara garis besar biaya operasi dari suatu Sistem Tenaga Listrik terdiri dari :

- a. Biaya pembelian peralatan tenaga listrik.
- b. Biaya pegawai.
- c. Biaya bahan bakar dan material operasi.
- d. Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya tersebut diatas, biaya bahan bakar pada umumnya adalah biaya yang terbesar. Untuk PLN biaya bahan bakar adalah kira-kira 60 persen dari biaya operasi secara keseluruhan.

Mengingat hal-hal tersebut diatas maka operasi Sistem Tenaga Listrik perlu dikelola atas dasar pemikiran manajemen operasi yang baik terutama karena melibatkan biaya operasi yang besar dan juga karena langsung menyangkut citra PLN kepada masyarakat. Manajemen Operasi Sistem Tenaga Listrik haruslah memikirkan bagaimana menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan.

Karena daya listrik yang dibangkitkan harus selalu sama dengan daya listrik yang dibutuhkan oleh konsumen maka Manajemen Operasi Sistem Tenaga Listrik harus memperhatikan hal-hal sebagai berikut :

1. Perkiraan beban (*load forecast*)
2. Syarat-syarat pemeliharaan peralatan.
3. Keandalan yang diinginkan.
4. Alokasi beban dan produksi pembangkit yang ekonomis.

Keempat hal tersebut diatas seringkali masih harus dikaji terhadap beberapa kendala seperti :

- a. Aliran beban dalam jaringan.
- b. Daya hubung singkat peralatan.
- c. Penyediaan suku cadang dan dana.
- d. Stabilitas sistem tenaga listrik.

Dengan memperhatikan kendala-kendala ini maka seringkali harus dilakukan pengaturan kembali terhadap rencana pemeliharaan dan alokasi beban. Makin besar suatu sistem tenaga listrik makin banyak unsur yang harus dikoordinasikan serta yang harus diamati, sehingga diperlukan perencanaan, pelaksanaan, pengendalian serta analisa operasi sistem yang cermat.

2.6. Perkembangan Sistem Tenaga Listrik^[6]

Seirama dengan perkembangan pemakaian tenaga listrik oleh para pelanggan, berkembang pula mengikuti irama perkembangan pemakaian tenaga listrik yang dilayaninya.

Dalam perkembangannya suatu Perusahaan Listrik pada umumnya mulai usahanya dengan membangun sistem kecil yang terisolir, misalnya dengan sebuah PLTD atau PLTA kecil yang langsung dihubungkan dengan jaringan distribusi. Hal semacam ini masih banyak terdapat pada masa kini ditanah air kita yaitu perlistrikan desa dengan menggunakan PLTD atau PLTA mikro. Selanjutnya apabila beban bertambah maka jumlah unit pembangkit dalam PLTD ditambah tetapi pada PLTA hal ini sering tidak bisa dilakukan karena potensi hidranya terbatas. Begitu pula pada PLTD penambahan unit pembangkit ada batasnya walaupun umumnya lebih leluasa dibandingkan dengan PLTA.

Apabila Pusat Listrik yang ada sudah tidak mungkin diperluas lagi maka perlu dibangun Pusat Listrik lain untuk melayani perkembangan beban. Demikianlah dalam perkembangannya akan terbentuk sistem tenaga listrik dengan beberapa Pusat Listrik yang mengisi suatu jaringan tertentu. Sistem tenaga listrik yang terakhir ini menjadi sebuah sub sistem apabila di interkoneksi dengan sub sistem lain yang serupa sehingga terbentuk suatu sistem interkoneksi. Dalam sistem yang terisolir yang terdiri dari sebuah Pusat Listrik saja pembagian beban antar unit pembangkit dapat dilakukan oleh seorang operator dalam Pusat listrik. Pembagian beban ini dilakukan dalam rangka mengikuti kebutuhan beban dari para pemakai listrik (konsumen) yang selalu berubah sepanjang waktu.

Tetapi sejak sistem tenaga listrik sudah harus dilayani oleh dua buah Pusat Listrik atau lebih maka harus ada seorang operator sistem yang biasa disebut *system dispatcher* atau petugas piket operasi sistem yang harus mengatur pembagian beban diantara Pusat-pusat Listrik yang beroperasi dalam sistem. Untuk melakukan tugas ini seorang *system dispatcher* memerlukan sarana telekomunikasi. Jadi sejak sistem tenaga listrik harus dilayani oleh dua Pusat Listrik atau lebih maka diperlukan sarana telekomunikasi untuk mengendalikan sistem tenaga listrik.

Untuk sistem interkoneksi yang besar, yang terdiri dari banyak Pusat Listrik dan banyak Pusat Beban (Gardu Induk), sarana pengendalian operasi dengan menggunakan peralatan telekomunikasi saja tidak mencukupi tetapi harus ditambah dengan peralatan telemetering dan alat-alat pengolah data elektronik seperti komputer.

Hal ini adalah memadai terutama jika diingat bahwa sistem yang besar juga melibatkan biaya operasi yang besar sehingga pengendalian yang cermat sangat diperlukan.

2.7. Penggunaan Komputer ¹⁶¹

Sebagai juga dibidang lainnya, komputer banyak digunakan untuk keperluan operasi Sistem Tenaga Listrik. Untuk keperluan operasi Sistem Tenaga Listrik ada komputer yang digunakan secara *on line* dan juga ada yang *off line*. Pada penggunaan komputer secara *on line*, data diambil dari berbagai sistem kemudian dikirim ke komputer melalui saluran transmisi data. Dengan demikian melalui komputer bisa didapat data dari waktu yang sedang berlangsung (*real time*) mengenai keadaan sistem tenaga listrik yang beroperasi. Sedangkan penggunaan komputer *off line* adalah untuk keperluan perencanaan operasi dan juga untuk analisa hasil-hasil operasi.

Masalah *software* (piranti lunak) untuk penggunaan komputer secara *on line*, menyangkut proses pengambilan data *real time* dari sistem dan juga menyangkut masalah pemberian perintah oleh komputer kepada peralatan tertentu dalam sistem. Untuk komputer yang *off line*, *software* yang dipakai menyangkut masalah perencanaan operasi dan analisa operasi. Masalah perencanaan operasi dan analisa operasi perlu di formulasikan secara matematis untuk kemudian dicari metode penyelesaiannya. Metode penyelesaiannya harus menggambarkan pula bagaimana algoritma penyelesaiannya sehingga bisa dijadikan dasar membuat program komputer.

Perlu diingat bahwa penggunaan komputer bukanlah tujuan operasi sistem tenaga listrik. Tujuan dari operasi sistem tenaga listrik adalah menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan memperhatikan mutu dan kcandalan. Penggunaan komputer

hanya merupakan cara untuk mencapai tujuan operasi sistem tenaga listrik. Apabila tujuan tersebut dapat dicapai tanpa menggunakan komputer, misalnya dapat dilakukan secara manual karena sistemnya kecil, maka tidak perlu digunakan komputer.

2.8. Konsep Dasar *Ant Colony System (ACS)* ⁽¹⁾

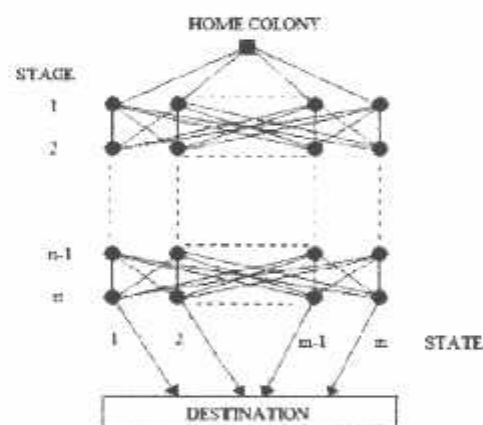
Algoritma *ACS* meniru perilaku semut yang sebenarnya. Berdasarkan pada prinsip menggunakan mekanisme komunikasi sederhana, suatu kelompok semut bisa menemukan alur yang paling pendek antara dua titik manapun untuk bertahan hidup. Selama perjalanan mereka, suatu jejak bahan kimia (*pheromone*) ditinggalkan ditanah. *Pheromone* memandu semut lain ke arah titik target. Untuk seekor semut, alur dipilih menurut kuantitas *pheromone*. *Pheromone* menguap dari waktu ke waktu (yaitu, hilangnya kuantitas itu jika semut lain sudah tidak lagi meletakkan *pheromone*). Jika banyak semut memilih alur tertentu dan meletakkan *pheromone*, kuantitas dari jejak (*trail*) akan meningkat, dan dengan demikian jejak (*trail*) ini akan menarik semakin banyak semut. Semut tiruan (atau sederhananya, semut) meniru transisi dari satu titik r ke titik s yang lain, menurut pengembangan versi *ACS*, yang dinamakan algoritma *Max_Min Ant System (MMAS)* sebagai berikut.

Jika seekor semut k ada pada titik r , apakah titik berikutnya pernah dikunjungi? semut k akan mempertahankan suatu *tabu list* N_r^k didalam ingatannya (*memory*) yang menentukan himpunan titik yang masih perlu dikunjungi apabila ia ada pada titik r . Semut k akan memilih untuk pergi dari titik r ke titik s selama perjalanan kelilingnya dengan suatu kemungkinan yang diberikan oleh :

$$p(r, s) = \frac{\tau(r, s)}{\sum_{\ell \in N_r^k} \tau(r, \ell)} \quad s, \ell \in N_r^k \quad (2.56)$$

2.9. Pengembangan Sistem Koloni Semut untuk masalah CLF^[1]

Pengaturan variabel pengatur/kontrol (*tap_setting*, blok kompensasi Var, dsb) dikombinasikan untuk memenuhi kendala sistem daya. Didalam metode ini, grafik yang menggambarkan penyetelan variabel pengatur/kontrol dari masalah CLF dipetakan pada *AS_graph*. Yang merupakan ruang dimana semut tiruan itu akan berjalan. Gambar 2.2. menunjukkan *AS_graph* (ruang pencarian) untuk masalah CLF. Semua calon tatanan diskrit yang mungkin untuk menyetel suatu variabel pengatur/kontrol diwakili oleh keadaan r pada *AS_graph* ($r = 1, \dots, m$). Variabel pengatur/kontrol diwakili oleh tahap i ($i = 1, \dots, n$) dimana n adalah banyaknya variabel pengatur/kontrol. Masing-masing semut akan memulai perjalanan keliling dari rumah koloni dan berhenti di tempat tujuan itu. Algoritma ACS berlangsung sebagai berikut :



Gambar 2.2^[1]
Ruang Pencarian untuk Masalah CLF

Suatu titik operasi yang terdiri atas suatu pola pembangkitan dan beban (titik operasi yang menyangkut seluruh periode perencanaan sistem) diciptakan secara acak. Untuk titik operasi ini, pertama-tama, *AS_graph* dibuat, dan semua alur menerima sejumlah *pheromone* yang sesuai dengan suatu penaksiran solusi yang terbaik yang sedemikian

hingga semut menguji semua alur didalam iterasi awal. Oleh karena itu, algoritma *ACS* mencapai eksplorasi yang terbaik dari *AS_graph* pada iterasi bagian awal dari konvergensi dan eksploitasi yang lebih baik pada bagian.

Selanjutnya, semut k memilih pergi ke keadaan berikutnya yang sesuai dengan *probability* transisi yang dihitung oleh persamaan (2.56). Manakala semut k bergerak dari tahap yang satu ke tahap berikutnya, keadaan dari tiap-tiap tahap akan dicatat didalam suatu daftar lokasi (*location list*) j^k . Setelah semut k menyelesaikan perjalanan kelilingnya, daftar lokasinya digunakan untuk menghitung solusi terkininya. Kemudian *pheromone trail*, jejak yang terdiri dari daftar lokasi node j^k diperbarui menurut persamaan (2.57) (memperbarui lokal). Untuk kepentingan penelitian ini, pembaharuan *pheromone* $\Delta \gamma^k(r, s)$ dipilih sebagai berikut :

$$\Delta \gamma^k(r, s) = \frac{1}{Q \cdot f} \quad (2.58)$$

dimana f adalah fungsi objektif, dan Q adalah suatu konstanta besar yang positif.

Aplikasi algoritma *ACS* untuk masalah *CLF* dihubungkan dengan pemilihan suatu fungsi obyektif f , sedemikian hingga batas dari variabel-variabel terkendala menjadi terpenuhi untuk seluruh periode perencanaan. Suatu strategi empiris yang diperkuat adalah mempertimbangkan variasi dari variabel terkendala yang dekat dengan interval operasi rata-rata mereka. Fungsi obyektif f adalah dihitung dengan rata-rata dari semua batasan variabel, yang dinormalisir didalam interval $[0, 1]$, sebagai berikut;

$$f = \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^n \left| \frac{z_j - z_{j \max} - z_{j \min}}{z_{j \max} - z_{j \min}} \right| \quad (2.59)$$

dimana n menyatakan banyaknya variabel terkendala, z_j merupakan nilai dari variabel ke j , dan $(z_{j \min}, z_{j \max})$ adalah batas bawah dan batas atasnya.

Agar dapat mengeksploitasi iterasi didalam menentukan solusi yang terbaik dua langkah berikut dipertimbangkan

- Manakala semua semut menyudahi perjalanan keliling mereka, kajian aliran beban dijalankan, dan fungsi obyektif (2.59) dihitung untuk masing-masing kajian. Selanjutnya, jejak *pheromone* (r, s) dari perjalanan keliling semut yang terbaik [semut dengan fungsi obyektif minimum (2.59)] diperbaharui (perbaharuan global) sebagai :

$$\gamma(r,s) = \alpha \gamma(r,s) + \frac{R}{f_{best}} \quad r, s \in j_{best}^k \quad (2.60)$$

dimana R adalah suatu konstanta besar yang positif. Kedua-duanya baik Q didalam pers. (2.58) dan R adalah sembarang bilangan yang besar. Test empiris menunjukkan bahwa algoritma ACS memusat berkonvergensi lebih cepat manakala Q hampir sama dengan R .

- Untuk menghindari kemacetan dalam pencarian (situasi dimana semua semut mengikuti alur yang sama itu, yaitu mereka membangun solusi yang sama), rentang kekuatan jejak *pheromone* yang diijinkan dibatasi pada

$$\gamma(r,s) = \begin{cases} \tau_{min} & \text{if } \tau(r,s) > \tau_{min} \\ \tau(r,s) & \text{if } \tau(r,s) \leq \tau_{min} \\ \tau_{max} & \text{if } \tau(r,s) < \tau_{max} \\ \tau(r,s) & \text{if } \tau(r,s) \geq \tau_{max} \end{cases} \quad (2.61)$$

Dalam penelitian ini, batas dipilih sebagai :

$$\tau_{max} = \frac{1}{\alpha \cdot f_{ghen}} \quad (2.62)$$

dimana f_{ghen} adalah solusi global yang terbaik (terbaik untuk seluruh iterasi yang terdahulu), dan ;

$$\tau_{min} = \frac{\tau_{max}}{M} \quad (2.63)$$

dimana M adalah banyaknya semut.

BAB III

PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB)

3.1. Sekilas Tentang PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB) ¹⁷⁾

PT Pembangkitan Jawa-Bali (PJB) adalah anak perusahaan PLN (Perusahaan Listrik Negara), PLN berawal dari ketika Perusahaan Listrik dan Gas dibentuk pada tahun 1945, setelah Indonesia merdeka. Di tahun 1965, Perusahaan Listrik Negara dipisah dari Perusahaan Gas Negara. Pada tahun 1972, PLN menjadi Badan Usaha milik Negara dengan status Perusahaan Umum. Sepuluh tahun kemudian, tahun 1982, restrukturisasi dimulai di Jawa-Bali dengan pemisahan unit sesuai fungsinya, Unit PLN Distribusi dan Unit PLN Pembangkitan dan Penyaluran.

Pada tahun 1994, status PLN diubah menjadi Persero. Setahun kemudian, dilakukan restrukturisasi di dalam PT. PLN (Persero) dengan membentuk dua anak perusahaan di bidang pembangkitan. Restrukturisasi tersebut bertujuan memisahkan misi sosial dan misi komersial yang diemban. Pada tanggal 3 Oktober 1995, PT Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa-Bali II, atau yang lebih dikenal dengan nama PLN PJB II berdiri. Tujuan utama dibentuknya anak perusahaan ini adalah untuk menyelenggarakan usaha ketenagalistrikan yang bermutu tinggi serta handal berdasarkan prinsip industri dan niaga yang sehat dan efisien.

Seiring dengan pengembangan strategi usaha, pada tahun 2000, PLN PJB II melakukan penyempurnaan organisasi dan mengubah nama menjadi PT Pembangkitan Jawa-Bali. Saat ini, PJB memiliki 8 unit pembangkit dengan kapasitas terpasang 6.526 MW dan aset setara kurang lebih Rp 41,5 trilyun. Didukung 2.203 karyawan, PJB telah

berkembang menjadi produsen energi listrik kelas dunia. Kapasitas, mutu, kehandalan dan layanan yang diberikan mampu memenuhi standar internasional.

3.1.1. Misi dan Visi

Misi :

- Menjadikan PT PJB sebagai perusahaan publik yang maju dan dinamis dalam bidang pembangkitan tenaga listrik.
- Memberikan hasil yang terbaik kepada pemegang saham, pegawai, pelanggan pemasok, pemerintah dan masyarakat serta lingkungannya.
- Memenuhi tuntutan pasar.

Visi :

- Menguasai pangsa pasar di Indonesia.
- Menjadi perusahaan kelas dunia.
- Memiliki SDM yang profesional.
- Peduli lingkungan.

3.1.2. Struktur Organisasi PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB)



Gambar 3.1
Struktur Organisasi PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB)

3.2. Sistem Ketenagalistrikan Di Indonesia ^[7]

Sektor ketenagalistrikan di Indonesia terus berkembang dengan laju pertumbuhan rata-rata sekitar 10% pertahun. Sampai tahun 2000, Indonesia memiliki pembangkit listrik dengan total kapasitas sebesar 39,5 GW, dengan 20,76 GW (56%) diantaranya dimiliki oleh PLN. Tiga perempat diantaranya terdapat di sistem Jawa-Bali, dioperasikan oleh 2 operator, PT. Pembangkit Listrik Jawa Bali dan PT. Indonesia Power. Sisanya sekitar 10 GW didistribusikan diantara 12 daerah kelistrikan luar Jawa. Sebesar 16,8 GW pembangkit listrik dimiliki oleh swasta (IPP), koperasi dan *captive power* produsen listrik untuk keperluan sendiri, pada umumnya adalah industri yang tidak mempunyai akses ke jaringan PLN. Pada tahun 2000, sistem yang ada di jaringan Jawa-Bali didominasi oleh *gas combined cycle* yaitu sebesar 15,3 GW (sekitar 39%), diikuti oleh *coal-fired steam* sekitar 5,8 GW (sekitar 15%). Kedua sumber ini sudah menyumbangkan 85% dari total sistem Jawa-Bali. PLTA berkapasitas 4,2 GW, dipercaya telah mencapai puncaknya (tidak dapat diberdayakan lebih lanjut). Pembangkit listrik dengan bahan bakar batu bara dan gas masih akan menjadi sumber pembangkit listrik utama di Pulau Jawa dan akan cenderung bertambah pada tahun-tahun berikutnya.

Sementara itu, *captive power* menyumbang 40,5% kapasitas terpasang pembangkit listrik. Data yang akurat mengenai *captive power* tidak mudah diperoleh karena hanya yang berkapasitas lebih besar dari 200 kVA yang diharuskan memiliki ijin (terdaftar di PLN). Sebuah studi memperkirakan bahwa sampai tahun 1986, kapasitas terpasang *captive power* lebih tinggi daripada pembangkit listrik PLN. Namun selama tahun 1982-1989 pembangkit listrik PLN tumbuh pesat sekitar 15% pertahun, sehingga sejak tahun 1986 hingga kini kapasitas terpasang *captive power* lebih rendah dari PLN.

Sampai akhir tahun 1997, kapasitas terpasang dari *captive power* diperkirakan sebesar 15,22 GW yang 60% diantaranya menggunakan generator diesel dan 25% dengan *cogeneration*. Diperkirakan sekitar 77% digunakan oleh industri *manufacturing* yang 52% diantaranya berlokasi di Pulau Jawa dan Bali. Sepertiga dari pembangkit ini digunakan sebagai pembangkit cadangan (*reserve margin*), selebihnya dipergunakan sebagai pembangkit utama. Total listrik yang dibangkitkannya sebesar 39 GWH atau lebih dari separuh banyaknya listrik yang dijual PLN kepada pelanggannya di tahun yang sama.

Berdasarkan data pada tahun 1997, jaringan transmisi dan distribusi, yang sampai saat ini seluruhnya dimiliki oleh PLN dengan jaringan transmisi sepanjang 24 ribu Km dan jaringan distribusi sepanjang 460 ribu km. Pulau Jawa memiliki lebih dari 70% panjang jaringan transmisi dan 50% jaringan distribusi dengan Pusat Pengelola Beban di Gandul, dekat Jakarta, yang bertugas mengatur pengoperasian sarana pembangkitan dan transmisi listrik. Secara umum perannya adalah melakukan perencanaan operasional terpadu, menjalankan fungsi pengelolaan energi listrik, serta berwenang dalam aktivasi jaringan TET 500 kV. Hanya sistem kelistrikan Jawa-Bali yang memiliki pusat pengelola beban.

3.2.1. Realisasi Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik ^[7]

Dengan adanya krisis ekonomi menyebabkan langgam penjualan tenaga listrik PLN dalam beberapa tahun terakhir mengalami perubahan. Setelah mengalami pertumbuhan tinggi selama beberapa tahun, pada tahun 1998 penjualan tenaga listrik PLN hanya tumbuh sebesar 1,5% bahkan di Jawa Bali terjadi kontraksi (tumbuh negatif) sebesar -0,5%, sedangkan di Luar Jawa Bali mengalami pertumbuhan positif sebesar

10,3%. Dengan mulai membaiknya kondisi perekonomian saat ini menyebabkan pertumbuhan penjualan tenaga listrik PLN selama lima tahun terakhir (1999-2004) mengalami pertumbuhan relatif tinggi yaitu tumbuh rata-rata per tahun sebesar 7,0%, dimana di Jawa Bali tumbuh rata-rata per tahun sebesar 6,8% dan di Luar Jawa Bali tumbuh rata-rata per tahun sebesar 7,6%.

Pada **Tabel 3.1** dapat dilihat perkembangan penjualan tenaga listrik PLN selama periode 1999-2005.

Tabel 3.1
Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 *)	Tumbuh rata-rata (%)
INDONESIA	71,3	79,1	84,5	87,1	90,4	99,8	105,0	
Tumbuh (%)	9,2	10,9	6,8	3,1	3,8	10,4	5,1	6,7
JAWA-BALI	57,4	63,9	67,9	70,0	72,2	79,8	83,0	
Tumbuh (%)	9,8	11,3	6,3	3,1	3,1	10,5	4,0	6,3
SUMATERA	8,2	9,0	9,7	10,0	10,6	11,6	12,6	
Tumbuh (%)	6,8	10,0	7,9	2,5	6,1	9,8	8,7	7,5
Sistem Lainnya	5,7	6,2	6,9	7,1	7,7	8,4	9,3	
Tumbuh (%)	7,1	8,5	11,0	3,7	7,7	9,8	10,8	8,5

*) RKAT 2005

Pertumbuhan penjualan di Luar Jawa Bali pada 6 tahun terakhir, adalah rata-rata 7,5% per tahun, dimana penjualan pada tahun 1999 sebesar 13,0 TWh dan diperkirakan menjadi 21,9 TWh pada tahun 2005. Pertumbuhan ini masih berpotensi untuk tinggi karena ratio elektrifikasi pada tahun 2004 baru mencapai 50,5%. Penjualan tenaga listrik di Luar Jawa Bali hanya sekitar 20% dari total penjualan, namun area pelayanan di Luar Jawa Bali jauh lebih luas dan lebih sulit dibandingkan dengan Jawa Bali.

3.2.2. Jumlah Pelanggan ¹⁷¹

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 1999 - 2004 mengalami peningkatan dari 25.825.088 pelanggan menjadi 31.055.673 pelanggan atau bertambah rata-rata sebesar 1.046.177 pelanggan tiap tahunnya. Tabel 3.2 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN lima tahun terakhir.

Tabel 3.2
Perkembangan Jumlah Pelanggan (Juta Unit)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Rumah Tangga	25,83	26,79	27,89	28,90	29,99	31,06
Komersil	0,96	1,06	1,17	1,25	1,31	1,37
Publik	0,67	0,69	0,73	0,76	0,79	0,84
Industri	0,04	0,044	0,046	0,047	0,047	0,046
Total	27,52	28,59	29,83	30,95	32,15	33,32
Delta	1,09	1,07	1,2	1,12	1,19	1,17

3.2.3. Rasio Elektrifikasi ¹⁷¹

Rasio Elektrifikasi yaitu jumlah rumah tangga yang sudah berlistrik dengan jumlah rumah tangga yang ada. Perkembangan rasio elektrifikasi dari tahun ke tahun mengalami kenaikan yaitu dari 50,8% tahun 1999 menjadi 59,0% tahun 2005. Pada Tabel 3.3, diperlihatkan perkembangan rasio Elektrifikasi Indonesia.

Tabel 3.3
Perkembangan Rasio Elektrifikasi

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 ¹⁾
INDONESIA	50,8	51,5	52,6	53,7	56,4	58,3	59,0
Jawa Bali	55,4	55,9	57,1	58,3	61,4	63,0	63,9
SUMATERA				48,5	49,6	53,5	64,2
Sistem Lainnya				45,4	46,3	47,2	47,8

¹⁾ Perkiraan realisasi

3.2.4. Pertumbuhan Beban Puncak ¹⁷¹

Pertumbuhan beban puncak sistem Jawa-Bali 5 (lima) tahun terakhir dapat dilihat seperti pada Tabel 3.4. Pada tahun 2003, meskipun kendala transmisi 500 kV Paiton - Kediri - Klaten telah diselesaikan, namun pertumbuhan beban tetap dikendalikan untuk menghindari terjadinya pemadaman pada tahun 2004 dan 2005 akibat keterlambatan penyelesaian PLTU Tanjung Jati B, 2 x 660 MW, yang selanjutnya disebut pertumbuhan dengan skenario terbatas.

Tabel 3.4
Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa-Bali 2001-2005

		2001	2002	2003	2004	2005 *
Terpasang	MW	18.006	18.006	18.608	19.466	19.466
Daya Mampu	MW	12.950	13.666	15.087	15.875	15.875
Beban Puncak	MW	13.041	13.868	14.282	14.920	15.113
% Tumbuh	%	6,6	6,3	3,0	4,5	1,3

*; sd TW I 2005

Dalam kurun waktu lima tahun terakhir, Sistem Kelistrikan di Luar Jawa-Bali mengalami pertumbuhan beban puncak rata-rata 10,8%. Pertumbuhan yang tertinggi adalah Sistem Sumatera yang tumbuh 10,8% kemudian Sistem Kalimantan rata-rata 10,7%. Seperti halnya Sistem Jawa Bali, pertumbuhan beban masih dikendalikan akibat keterbatasan pasokan dari unit pembangkit yang ada.

3.2.5. Kondisi Sistem Pembangkitan ¹⁷¹

Sampai semester I/2005, kapasitas terpasang PT. PLN (Persero) di sistem Jawa Bali sebesar 19.514 MW, di Sumatera sebesar 3.305 MW, dan di sistem lainnya jumlahnya sebesar 2.268 MW. Tambahan kapasitas di tahun 2004 di sistem Jawa Bali hanya diperoleh setelah beroperasinya PLTG Muara Tawar 6 x 145 MW. Dengan

demikian pada tahun 2005, kondisi pembangkitan sistem Jawa Bali masih dalam keadaan cukup (*reserve margin* sistem masih 32%). Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa Bali berdasarkan jenis pembangkit dan pengelolaannya dapat dilihat pada **Tabel 3.5**.

Tabel 3.5
Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali 2005*)

No.	Jenis Pembangkit		IP	PJB	Others	IPP	Sistem	%
1	PLTA		1104	1283	180		2567	13
2	PLTU	Batubara	3400	800		2450	6650	34
		BBG/MMB		1000			1000	5
		BBM	500	300			800	4
3	PLTGU	BBG/BBM	1190	2068			3268	17
		BBM	1706	640			2438	12
4	PLTG	BBG/BBM	98	342		150	580	3
		BBM	447	40	856		1343	7
5	PLTD		76				76	0,4
6	PLTP		360			424	784	4
	Jumlah		8962	6492	1036	3024	19514	100

*) Sampai Semester I/2005

3.2.6. Kondisi Sistem Transmisi ¹⁷⁾

Perkembangan kapasitas trafo distribusi dan sarana penyaluran Sistem Jawa-Bali untuk 5 (lima) tahun terakhir ditunjukkan pada **Tabel 3.6** dan **Tabel 3.7**.

Tabel 3.6
Perkembangan Kapasitas Trafo Distribusi Sistem Jawa-Bali

		2001	2002	2003	2004	2005*
150/20	(MVA)	21.712	22.462	23.092	23.825	23.825
70/20	(MVA)	2.918	2.927	2.927	2.987	2.987
Total	(MVA)	24.630	25.389	26.019	26.812	26.812
B.Puncak	(MW)	13.041	13.868	14.282	14.920	15.113

*) ad TWI 2005
Sumber: Statistik 2003 P1 PLN (Perseri) P3B

Tabel 3.7
Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali

		2001	2002	2003	2004	2005*
500 kV	(kms)	2.849	3.128	3.532	4.068	4.068
150 kV	(kms)	10.475	11.055	11.055	11.121	11.121
70 kV	(kms)	3.985	3.985	3.757	3.603	3.603

*Jad. TW 1/2005

Sumber: Statistik 2003 PT PLN (Persero) PJB

Dari **Tabel 3.7** dapat dilihat, panjang saluran transmisi 70 kV terus berkurang karena adanya upaya *uprating* menjadi 150 kV guna meningkatkan keandalan dan perbaikan kualitas pelayanan ke konsumen. Keseimbangan kapasitas pembangkit dengan kapasitas IBT dan trafo distribusi dilihat dari sisi tegangan 500, 150 dan 70 kV, dalam kurun waktu 5 (lima) tahun terakhir adalah seperti pada **Tabel 3.8**.

Tabel 3.8
Kapasitas Pembangkit dan Trafo IBT

		2001	2002	2003	2004	2005*
Kil. Sistem 500	(MW)	10.793	10.793	10.793	11.651	11.651
Trl. 500/150	(MVA)	14.500	14.500	15.500	15.500	15.500
Kil. Sistem 150	(MW)	7.086	7.086	7.522	7.522	7.522
Trl. 150/20	(MVA)	21.712	22.462	23.002	23.825	23.825
Trl. 150/70	(MVA)	3.966	3.504	3.439	3.399	3.399
Kil. Sistem 70	(MW)	293	293	293	293	293
Trl. 70/20	(MVA)	2.918	2.927	2.927	2.967	2.967

*Jad. TW 1/2005

Sumber: Statistik 2003 PT PLN (Persero) PJB

3.2.7. Kondisi Sistem Distribusi ^[7]

3.2.7.1. Susut Jaringan dan Faktor Beban

Realisasi rugi jaringan PLN pada tahun 2002 memburuk namun demikian setelah dilakukan usaha-usaha menekan susut jaringan, hasilnya ditunjukkan pada tahun 2004 dengan menurunnya angka susut jaringan menjadi 11,3% dan diharapkan pada tahun

2005 lebih membaik lagi. Sedangkan *load* faktor tahunan berkisar antara 72% dalam lima tahun terakhir seperti pada Tabel 3.9.

Tabel 3.9
Rugi Jaringan dan Load Factor PLN (%)

	2001	2002	2003	2004	2005*
LF	71,13	72,10	71,88	72,64	n.a
Losses	13,52	16,45	16,88	11,29	9,84

Sumber: Statistik PLN
*) RKAP 2005

3.2.7.2. Keandalan Pasokan

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan faktor SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) dan SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) jaringan PLN pada lima tahun terakhir menunjukkan perbaikan dengan angka SAIDI dari 17,48 jam/pel/tahun pada tahun 2001 dan ditargetkan menjadi 8,13 jam/pel/tahun. Sedangkan SAIFI juga membaik dari 18,24 kali/pel/tahun menjadi 10,57 kali/pel/tahun. Selengkapnya SAIDI dan SAIFI lima tahun terakhir pada Tabel 3.10.

Tabel 3.10
SAIDI dan SAIFI PLN

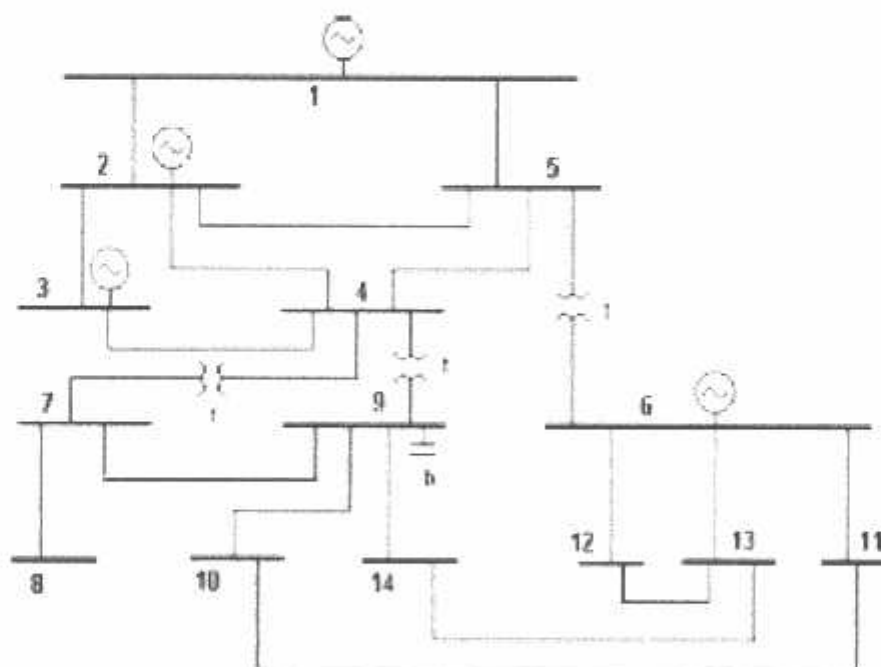
	2001	2002	2003	2004	2005*
SAIDI	17,48	14,35	10,90	9,43	8,13
SAIFI	18,24	14,17	12,51	11,78	10,57

Sumber: Statistik PLN
*) RKAP 2005

3.3. Uji Validasi ^[1]

Sebelum dilakukan uji validasi program untuk melihat kelayakan dari program tersebut terlebih dahulu dilakukan pemilihan parameter *Ant Colony System* yang tepat

untuk menghasilkan nilai solusi yang optimal, selanjutnya untuk pengujian validasi berpedoman pada data jurnal John G. Vlachogiannis, Nikos D. Hatziargyriou, *Senior Member, IEEE*, and Kwang Y. Lee, *Fellow, IEEE*, "Ant Colony System-Based Algorithm for Constrained Load Flow Problem", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. No. 3, AUGUST 2005. hasil pengujian dapat dilihat pada sub bab 4.5. yang diuji pada *IEEE 14-bus system*. Dimana *test system* terdiri dari Bus Slack (Simpul 1), Tiga Bus PV (Simpul 2, 3, dan 6), Sepuluh Bus PQ, dan 20 cabang. Total pemasangan kapasitor adalah 4.9 p.u. dan meliputi 14 kapasitor *banks* pada simpul 1, empat kapasitor *banks* pada simpul 2, dua kapasitor *banks* pada simpul 6. Tegangan dasar pada seluruh Bus PV sekitar 1.0 p.u. dan tegangan dasar pada Bus slack sekitar 1.02 p.u. seperti pada **Gambar 3.2**. Kemudian dilakukan perhitungan optimasi aliran daya untuk meminimalisasi rugi-rugi daya reaktif dan daya aktif dengan metode *Ant Colony System*.



Gambar 3.2
IEEE 14 – Bus System

Tabel 3.11
Batas Variabel Terkendala Pada IEEE 14 – Bus System

Constrained Variables	Wmin	Wmax
Qg2	0.00	0.30
Qg3	0.00	0.70
Qg6	0.00	0.45
T23	0.00	0.75
T56	0.00	0.50
V4	0.96	1.05
V5	0.96	1.05
V7	0.96	1.05
V8	0.96	1.05
V9	0.96	1.05
V10	0.96	1.05
V11	0.96	1.05
V12	0.96	1.05
V13	0.96	1.05
V14	0.96	1.05

3.3.1. Data Uji Validasi Pembangkitan dan Pembebanan IEEE 14 – Bus System

Tabel 3.12
Data Pembangkitan dan Pembebanan Sistem Interkoneksi 150 kV IEEE 14 – Bus System

No	Bus	Jenis	Pembangkitan			Pembebanan	
			P (MW)	Q (MVAR)		P (MW)	Q (MVAR)
				Qmin	Qmax		
1	1	Swing	232.4	0	0	0	0
2	2	Generator	40	-40	50	21.7	12.7
3	3	Generator	0	0	40	94.2	19
4	4	Beban	0	0	0	47.8	3.9
5	5	Beban	0	0	0	7.6	1.6
6	6	Generator	0	-6.0	24	11.2	7.5
7	7	Beban	0	0	0	0	0
8	8	Beban	0	0	0	0	0
9	9	Beban	0	0	0	29.5	16.6
10	10	Beban	0	0	0	9.0	5.8
11	11	Beban	0	0	0	3.5	1.8
12	12	Beban	0	0	0	6.1	1.6
13	13	Beban	0	0	0	13.8	5.8
14	14	Beban	0	0	0	14.9	5

Sumber : IEEE Trans. on Power Systems, Vol.20, No. 3, AUGUST 2005.

3.3.2 Data Saluran Transmisi Uji Validasi *IEEE 14 – Bus System*

Tabel 3.13
Data Saluran Transmisi 150 kV IEEE 14 – Bus System

No	Saluran	R (pu)	X (pu)	Lc (pu)
1	1 – 2	0.01938	0.05917	0.02640
2	2 – 3	0.04699	0.10797	0.02190
3	2 – 4	0.05811	0.17632	0.01870
4	1 – 5	0.05403	0.22304	0.02460
5	2 – 5	0.05695	0.17388	0.01700
6	3 – 4	0.06701	0.17103	0.01730
7	4 – 5	0.01335	0.04211	0.00640
8	5 – 6	0.00000	0.25202	0.00000
9	4 – 7	0.00000	0.20912	0.00000
10	7 – 8	0.00000	0.17615	0.00000
11	4 – 9	0.00000	0.55618	0.00000
12	7 – 9	0.00000	0.11001	0.00000
13	9 – 10	0.03181	0.08450	0.00000
14	6 – 11	0.09498	0.19890	0.00000
15	6 – 12	0.12291	0.25581	0.00000
16	6 – 13	0.06615	0.13027	0.00000
17	9 – 14	0.12711	0.27038	0.00000
18	10 – 11	0.08205	0.19207	0.00000
19	12 – 13	0.22092	0.19988	0.00000
20	13 – 14	0.17093	0.34802	0.00000

Sumber : *IEEE Trans. on Power Systems, Vol.20, No. 3.Aug 05.*

3.4. Sistem Tenaga Listrik pada Sistem 500 kV Jawa – Bali

Sistem Tenaga Listrik Jawa–Bali memakai Saluran Udara Tegangan Extra Tinggi (SUTET) 500 kV. Untuk menyelesaikan masalah pengaturan tegangan ini terlebih dahulu harus ditetapkan diagram segaris (*single line*) yang akan dianalisa.

Data jaringan tenaga listrik pada interkoneksi Jawa – Bali yang digunakan adalah data pada tahun 2004. Sistem kelistrikan ini, terdiri dari 20 bus dan 23 saluran yang semuanya terinterkoneksi melalui saluran transmisi 500 kV.

Base yang dipakai pada perhitungan adalah :

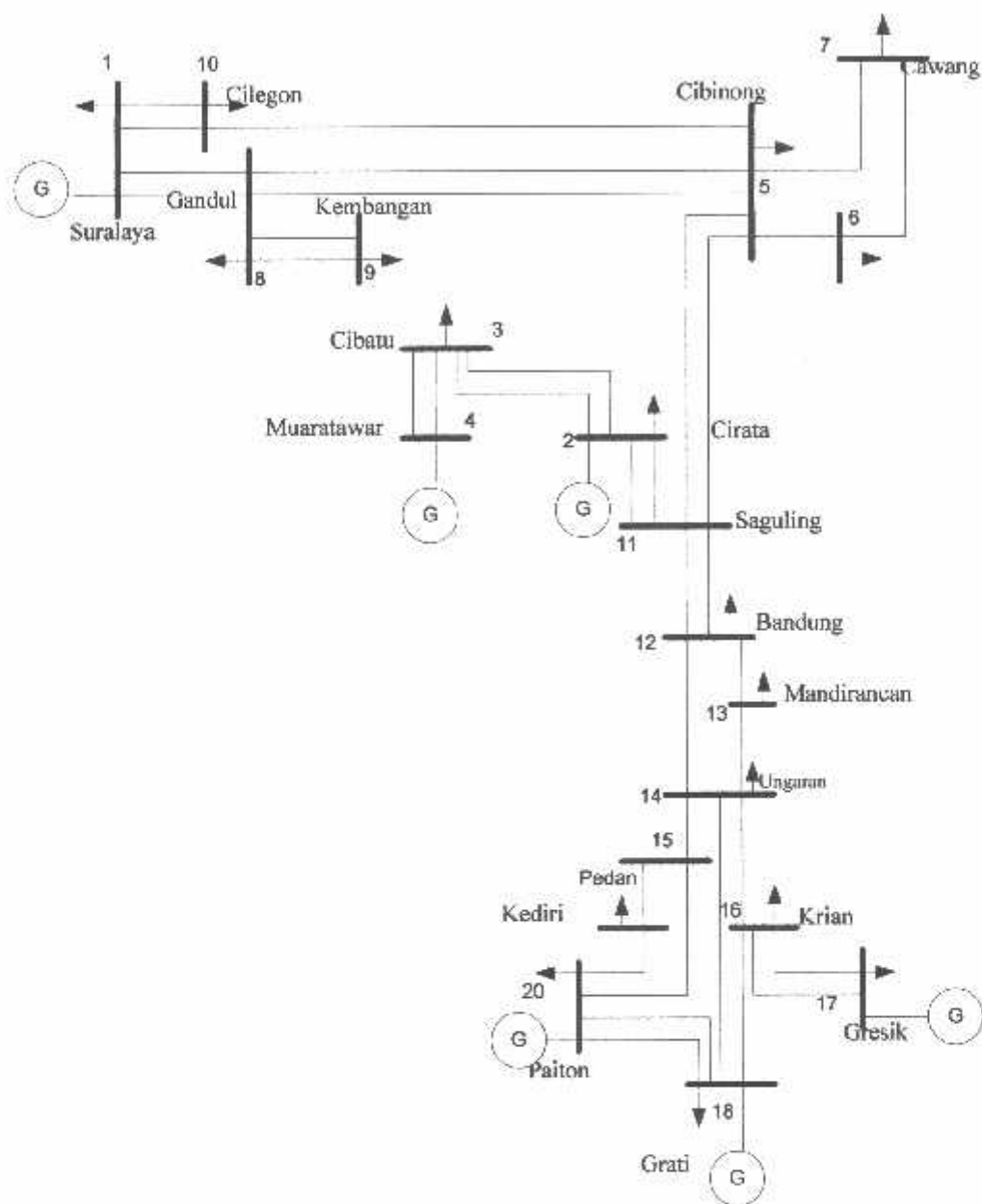
- *Base Tegangan* : 500 kV
- *Base Daya* : 100 MVA

Selanjutnya bus – bus yang ada diklasifikasikan sebagai berikut :

- *Bus Slack* : Bus Suralaya
- *Bus Generator* : Bus Cirata, Bus Muaratawar, Bus Saguling, Bus Paiton, Bus Grati, Bus Gresik.
- *Bus Beban* : Bus Krian, Bus Gandul, Bus Cibat, Bus Cibirong
Bus Bandung, Bus Kembangan, Bus Cilegon, Bus Bekasi, Bus Cawang, Bus Pedan Bus Kediri, Bus Ungaran, dan Bus Mandiracan

Data-data sistem tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali dipergunakan untuk menghitung aliran daya dengan metode *Newton Raphson* dan juga digunakan untuk menentukan lokasi optimal.

Gambar *single line* diagram interkoneksi 500 kV Jawa-Bali tersebut ditunjukkan pada **Gambar 3.3**.



Gambar 3.3
Sistem Jaringan Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali
Sumber : PLN (Persero) P3B Jawa-Bali

3.4.1. Data Pembangkitan dan Pembebanan

Tabel 3.14
Data Pembangkitan dan Pembebanan Sistem Interkoneksi 500 kV
Jawa-Bali

No	Bus	Jenis	Pembangkitan			Pembebanan		V (pu)	θ (°)
			P (MW)	Q (MVAR)		P (MW)	Q (MVAR)		
				Qmin	Qmax				
1	Suralaya	Swing	0	0	0	196	58	1.0	0
2	Cirata	Generator	650	-30	250	561	295	1.0	0
3	Cibatu	Beban	0	0	0	669	307	1.0	0
4	Muara Tawar	Generator	22	-72	300	0	0	1.0	0
5	Cibinong	Beban	0	0	0	549	152	1.0	0
6	Bekasi	Beban	0	0	0	543	82	1.0	0
7	Cawang	Beban	0	0	0	597	256	1.0	0
8	Gandul	Beban	0	0	0	706	168	1.0	0
9	Kembangan	Beban	0	0	0	638	245	1.0	0
10	Cilegon	Beban	0	0	0	386	51	1.0	0
11	Saguling	Generator	175	-133	400	0	0	1.0	0
12	Bandung	Beban	0	0	0	631	323	1.0	0
13	Mandiracan	Beban	0	0	0	314	184	1.0	0
14	Ungaran	Beban	0	0	0	470	218	1.0	0
15	Pedan	Beban	0	0	0	303	86	1.0	0
16	Krian	Beban	0	0	0	333	150	1.0	0
17	Gresik	Generator	454	-55	630	176	184	1.0	0
18	Grati	Generator	43	-45	335	182	156	1.0	0
19	Kediri	Beban	0	0	0	318	16	1.0	0
20	Paiton	Generator	610	-180	1067	491	79	1.0	0

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

3.4.2. Data Saluran Transmisi

Tabel 3.15
Data Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali

No	Saluran		R (pu)	X (pu)	Lc (pu)	Jarak (km)
1	1 – 10	Suralaya – Cilegon	0.0000	0.0007	0.63150	12.48
2	1 – 8	Suralaya – Gandul	0.0006	0.0062	0.56950	111.48
3	10 – 5	Cilegon – Cibinong	0.0013	0.0146	0.32962	130.81
4	8 – 5	Gandul – Cibinong	0.0001	0.0016	0.10735	30.143
5	8 – 9	Gandul – Kembangan	0.0001	0.0011	0.15255	21.271
6	5 – 7	Cibinong – Cawang	0.0004	0.0047	0.13735	83.796
7	5 – 6	Cibinong – Bekasi	0.0004	0.0042	0.95555	37.9
8	5 – 11	Cibinong – Saguling	0.0001	0.0018	0.40895	16.84
9	6 – 7	Bekasi – Cawang	0.0006	0.0061	0.04232	54.5
10	11 – 2	Saguling – Crata	0.0001	0.0021	0.31785	37.515
11	11 – 12	Saguling – Bandung	0.0002	0.0027	0.27990	48.158
12	2 – 3	Crata – Cibatu	0.0002	0.0026	0.23665	46.757
13	3 – 4	Cibatu – Muaratawar	0.0001	0.0014	0.48550	25.166
14	12 – 14	Bandung – Ungaran	0.0011	0.0133	0.86385	119.167
15	12 – 13	Bandung – Mandiracan	0.0040	0.0386	0.30062	342.86
16	14 – 13	Ungaran – Mandiracan	0.0026	0.0251	0.54890	223.68
17	14 – 15	Ungaran – Pedan	0.0007	0.0084	0.18900	75
18	14 – 16	Ungaran – Krian	0.0014	0.0142	1.26555	252.4
19	15 – 19	Pedan – Kediri	0.0020	0.0230	0.51175	205
20	19 – 20	Kediri – Paiton	0.0003	0.0044	0.53947	205
21	20 – 18	Paiton – Grati	0.0001	0.0012	0.44960	88.363
22	18 – 16	Grati – Krian	0.0010	0.0115	0.40190	79.41
23	16 – 17	Krian – Gresik	0.0004	0.0049	0.12045	23

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

BAB IV

OPTIMASI STUDI ALIRAN BEBAN DENGAN PENDEKATAN METODE *Ant Colony System-Based Algorithm (ACS)*

4.1. Program Komputer Untuk Menyelesaikan Studi Aliran Beban Pada PT. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa Bali (PJB)

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

Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman *Borland Delphi* versi 7.0 dan diaplikasikan pada komputer pentium IV dengan prosesor 1.4-GHz.

4.2. Algoritma Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode *Newton Rhapson*

A. Besaran-Besaran yang diketahui :

1. Daya nyata P dan daya reaktif Q pada simpul PQ diketahui
2. Daya nyata P dan besarnya tegangan $|V|$ pada simpul PV diketahui
3. Besar tegangan $|V|$ dan sudut fasa tegangan δ dari simpul referensi (*Slack Bus*) diketahui

B. Kemudian dicoba nilai tertentu bagi Besaran sebagai berikut :

1. Besarnya tegangan $|V|$ beserta sudut fasanya δ pada semua simpul PQ
2. Besarnya sudut fasa tegangan pada semua simpul PV

C. Berdasarkan nilai yang dicoba tersebut pada butir B, dilakukan perhitungan dengan menggunakan persamaan (2.43) dan/atau persamaan (2.44) untuk mendapatkan :

1. Nilai P dan Q yang dihitung untuk simpul-simpul PQ
 2. Nilai P yang dihitung untuk simpul PV
- D. Nilai P dan Q yang diketahui pada butir A dikurangi dengan nilai P dan Q yang didapat dari perhitungan pada butir C disebut nilai residu dari P dan Q. Nilai residu ini harus mendekati nol, atau $< \varepsilon$ seperti yang disebutkan dalam ketidaksamaan (2.54), untuk mencapai suatu ketelitian perhitungan yang diinginkan apabila nilai residu P dan Q ini belum $< \varepsilon$, harus dilakukan iterasi dengan menggunakan persamaan (2.53).
- E. Proses iterasi dilakukan dengan mengoreksi nilai yang dicoba bagi besarnya tegangan $|V|$ beserta sudut fasanya δ seperti yang disebutkan dalam butir B.

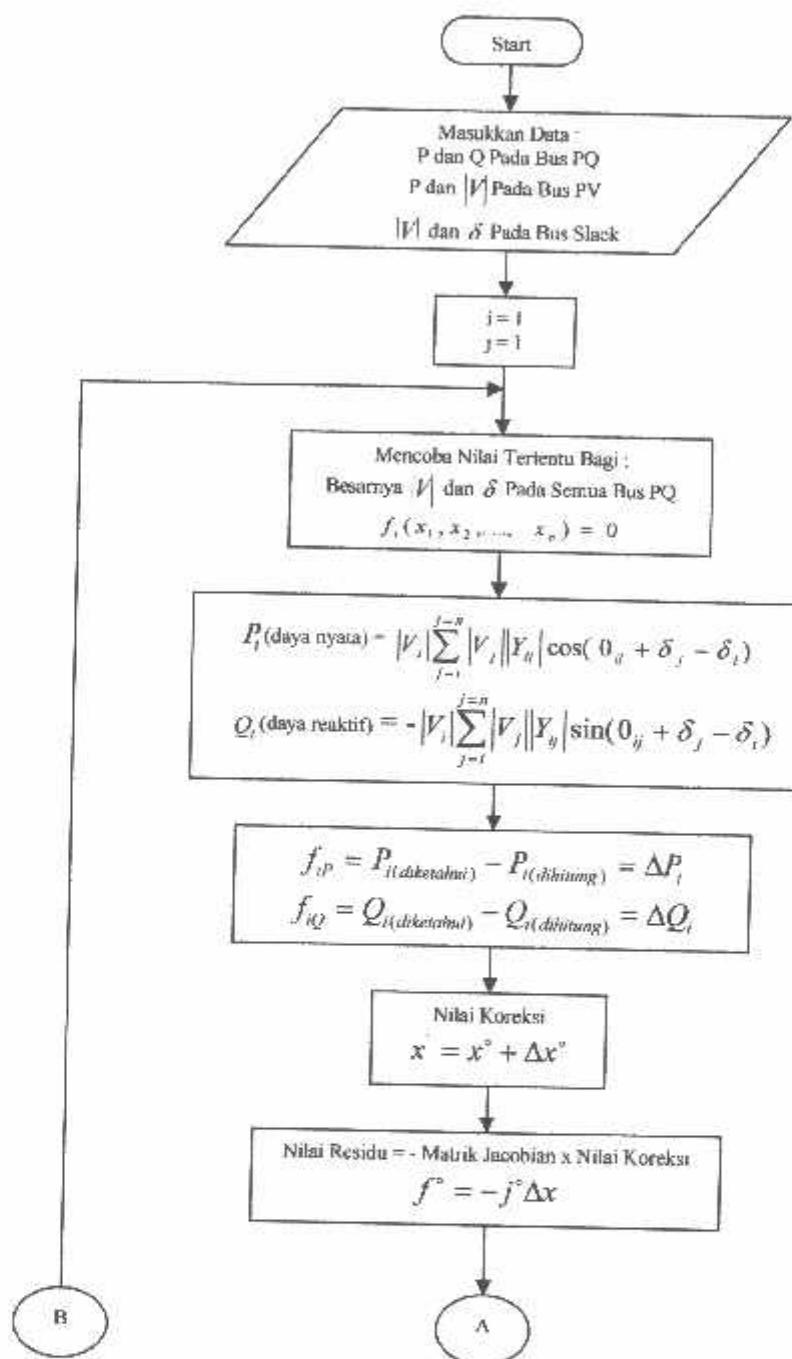
4.3. Algoritma program *Ant Colony System* untuk Masalah CLF

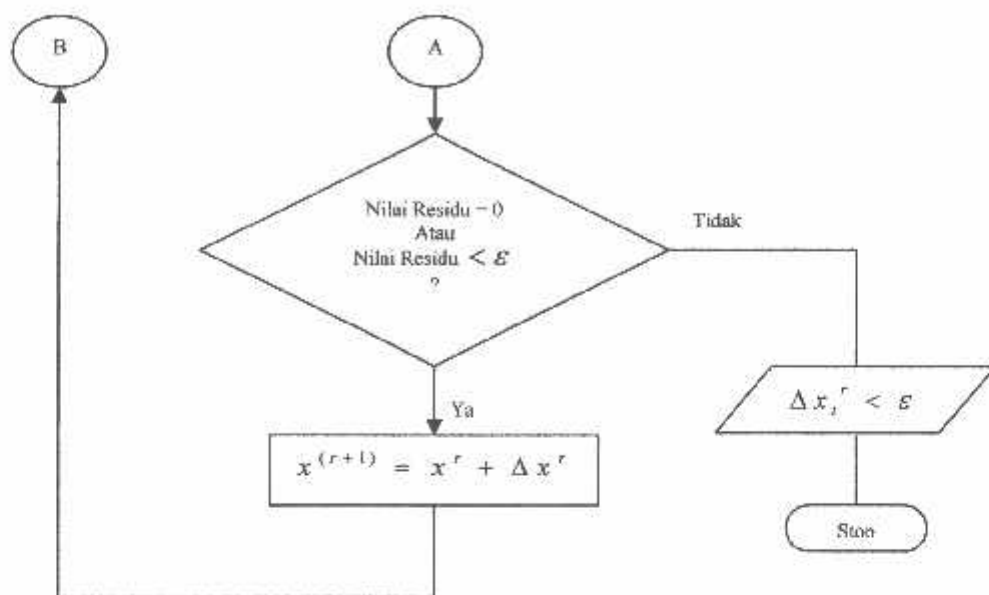
1. Membuat *AS-Graph* (ruang pencarian) yang menggambarkan penyetelan keadaan diskrit (*discrete state*) dari variabel kontrol tahapan (*stages*).
2. Masukkan matrik *pheromone* $\gamma(m,n)$ menurut *node* (simpul) *AS-Graph*, dimana m adalah jumlah keadaan dan n adalah jumlah tahap.
3. Inisialisasi matrik *pheromone* awal $\gamma(m,n) = \gamma_0(m,n) = \tau_{\max} = \frac{1}{\alpha \cdot f_{\text{best}}}$, dalam hal ini f_{best} adalah perkiraan awal solusi yang terbaik.
4. Ulangi untuk sejumlah titik operasi selama seluruh periode perencanaan.
5. Ulangi sampai sistem menjadi konvergen atau iterasinya lebih kecil dari pada suatu bilangan *maximum* yang ditentukan.

- 5.1 Tempatkan sejumlah semut M secara acak pada keadaan pertama dari tahapan pertama $(i-1)$.
- 5.1.2 For $k=1$ to M .
 - 5.1.2.1 For $i=2$ to n .
 - 5.1.2.1.1 Setelah semut k memilih keadaan- r pada tahapan- $(i-1)$, ia melakukan pemilihan keadaan- s pada tahapan- (i) yang akan bergerak sesuai dengan aturan perpindahan *transisi rule* (2.56).
 - 5.1.2.1.2 Pindahkan semut- k ke keadaan- s pada tahapan- i .
 - 5.1.2.1.3 Catat s untuk f^k , dan set $r=s$.
- 5.1.3 Buat aliran daya untuk tiap-tiap semut.
- 5.1.4 Hitung fungsi obyektif (2.59) untuk tiap-tiap semut.
- 5.1.5 pembaharuan jejak *pheromone*-(r,s) untuk tiap-tiap semut, menggunakan rumus pembaharuan *pheromone local* (2.57), (2.58).
- 5.1.6 Perbaharui jejak *pheromone*-(r,s) yang dipunyai perjalanan keliling semut yang terbaik f_{best} , menggunakan rumus pembaharuan *pheromone* (2.60).
- 5.1.7 Untuk mencegah kemacetan semut, berlaku batasan (2.61) - (2.63).
6. Berlakukan penyetelan kontrol yang terbaik untuk seluruh periode perencanaan dan hitung pers. (2.64).
7. Pilih penyetelan kontrol *greedy-optimum* dengan yaitu yang meminimumkan pers. (2.64).
8. Berhenti.

4.4. Flow Chart Algoritma Program

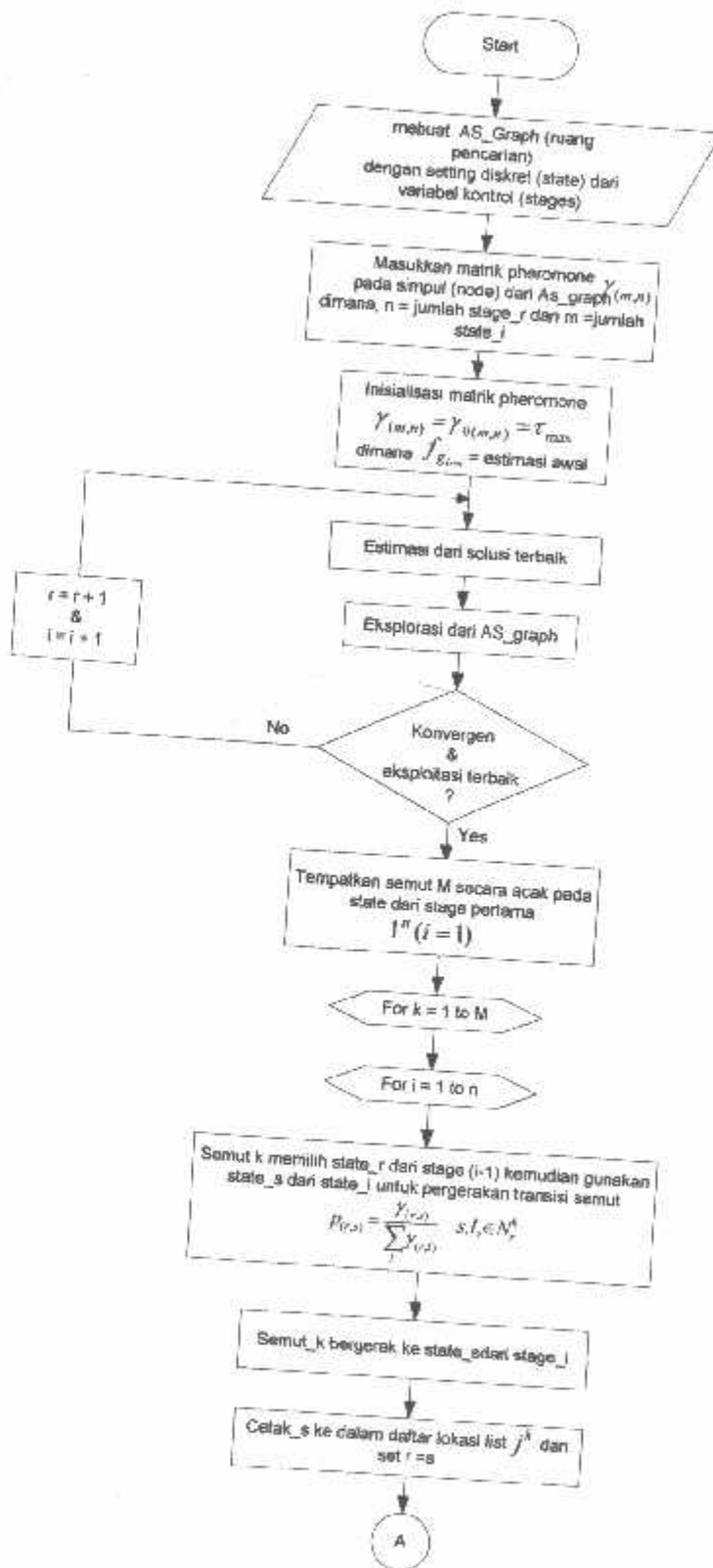
4.4.1. Flow Chart Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode Newton Rhapson

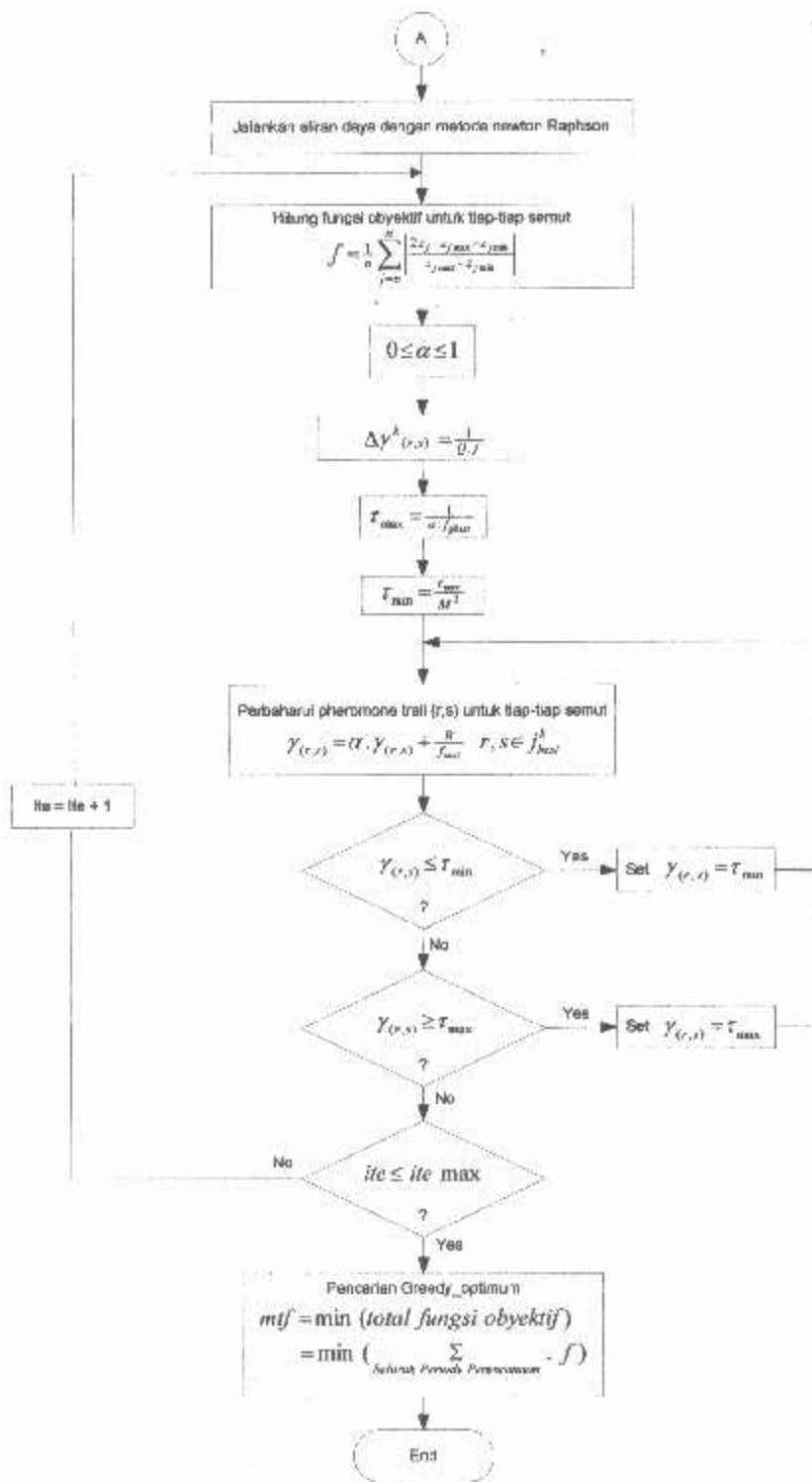




Gambar 4.1
Flow Chart Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode Newton Rhapson

4.4.2 Flowchart Program Ant Colony System untuk Masalah Constrained Load Flow





Gambar 4.2
Flowchart Program Ant Colony System untuk Masalah Constrained Load Flow

4.5. Hasil Validasi Dengan Menggunakan Metode *Ant Colony System-Based* Algoritma

1. Tampilan Data

The screenshot shows a window titled 'Tampilan Data' with four tabs: 'General', 'Data Bus', 'Data Solusi', and 'Data Generator'. The 'General' tab is active, displaying the following parameters:

Parameter	Value
Jumlah Bus	14
Jumlah Saluran	20
Tegangan Dasar	150 kV
Days Dasar	100 MVA
Parameter Solusi	pu

At the bottom right of the window are 'Next' and 'Done' buttons.

Gambar 4.3
Tampilan Data Dengan 14 Bus

2. Tampilan Parameter Validasi

The screenshot shows a window titled 'Validasi' with multiple tabs: 'LF Awal', 'Aliran Daya', 'Summary', 'Parameter', 'Hasil Program', 'LF Akhir', 'Aliran Daya', 'Summary', and 'Grafik V'. The 'Parameter' tab is active, displaying the following parameters:

Parameter Ant Colony		Parameter Objective Function	
Jumlah Iterasi	500	Bobot Tegangan	0.95 / 1.05
Jumlah Ant	100	Lambda V	100000
Length City	8	Lambda Q	1000
Jumlah City	10	Lambda S	1000
Konstanta p	0.732		
Konstanta Ka	1000000		
Update Pheromone	update		

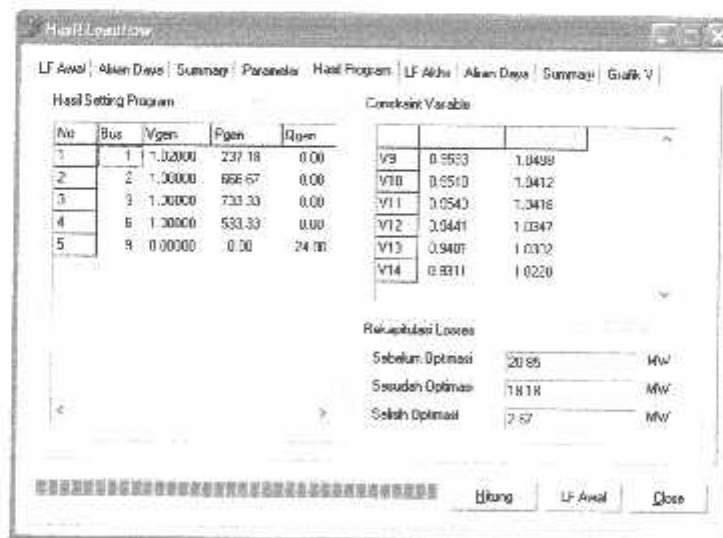
At the bottom right of the window are 'Hitung', 'LF Awal', and 'Close' buttons.

Gambar 4.4
Tampilan Parameter *Ant Colony System* Untuk Uji Validasi

Dimana:

- Jumlah iterasi merupakan suatu nilai yang menunjukkan jumlah pengulangan maksimum yang mungkin, jika pada nilai iterasi tersebut belum memperoleh nilai yang optimal maka dapat dirubah untuk nilai yang lebih besar untuk mendapatkan hasil yang optimal.
- Jumlah *Ant* merupakan jumlah semut dalam suatu kelompok yang menampilkan calon solusi dari suatu masalah.
- Konstanta *p*, *Ka*, merupakan pengali untuk perubahan *v*, yang mana berdasarkan jurnal nilai parameter untuk menghasilkan solusi yang optimal untuk *p* = 0,75 dan *Ka* = 1000000.
- Parameter *objective function* dengan batas tegangan 0.96 – 1.05, dan lamda *V*=100000, lamda *Q* = 1000, lamda *S* = 1000 untuk mendapatkan nilai baru yang lebih optimal.

3. Tampilan Hasil Program



Gambar 4.5
Tampilan Hasil Hasil Program Untuk Uji Validasi

4. Tampilan *Load Flow* Akhir

Bus	abv (pu)	adg (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Sbus (pu)	Type Bus
1	1.05000	0.00000	227.183	11.422	0.000	0.000	0.000	1
2	1.02000	-6.07070	40.000	19.742	21.731	12.700	0.000	2
3	0.98400	-12.34134	0.000	28.687	94.200	19.300	0.000	2
4	0.99236	-11.40156	0.000	0.000	47.600	3.900	0.000	3
5	1.00001	-9.67434	0.000	0.000	7.600	1.600	0.000	2
6	1.05000	15.60777	0.000	15.196	11.200	7.500	0.000	2
7	1.02740	-14.78569	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3
8	1.02740	-14.78569	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2
9	1.04145	16.54102	0.000	19.200	29.500	16.600	0.240	3
10	1.03431	-15.68234	0.000	0.000	9.000	5.000	0.000	2
11	1.03826	16.29028	0.000	0.000	2.900	1.900	0.000	3
12	1.03404	16.54418	0.000	0.000	6.100	1.600	0.000	3
13	1.02881	-16.65525	0.000	0.000	13.500	5.800	0.000	3
14	1.01662	-17.65280	0.000	0.000	14.900	5.000	0.000	3

Gambar 4.6
Tampilan Hasil *Load Flow* Akhir Untuk Uji Validasi

Tabel 4.1
Perbandingan Hasil Data Referensi Jurnal Dengan Data Hasil Program

Tegangan Keluaran	Data Referensi		Hasil Program	
	V _{min}	V _{max}	V _{min}	V _{max}
V ₄ (pu)	0.9784	0.9989	0.9337	1.0022
V ₅ (pu)	0.9903	1.0067	0.9347	1.0071
V ₇ (pu)	0.9887	1.0255	0.9531	1.0364
V ₈ (pu)	0.9887	1.0255	0.9531	1.0364
V ₉ (pu)	0.9850	1.0289	0.9593	1.0498
V ₁₀ (pu)	0.9822	1.0235	0.9510	1.0412
V ₁₁ (pu)	0.9959	1.0192	0.9543	1.0418
V ₁₂ (pu)	1.0001	1.0112	0.9441	1.0347
V ₁₃ (pu)	0.9911	1.0086	0.9401	1.0302
V ₁₄ (pu)	0.9631	1.0062	0.9311	1.0220

Hasil tegangan keluaran pada program menunjukkan bahwa hasil program masih di dalam batas V_{min} dan V_{max} . Menurut hasil program jurnal John G. Vlachogiannis, Nikos D. Hatziaargyriou, *Senior Member, IEEE*, and Kwang Y. Lee, *Fellow, IEEE*, "Ant

Colony System-Based Algorithm for Constrained Load Flow Problem," IEEE Transaction On Power System, Vol. 20, No. 3, August 2005 [1] Untuk IEEE 14-bus System.

Perbedaan total rugi-rugi daya aktif yang berdasarkan hasil program dan hasil referensi, ditunjukkan oleh selisih dari total pembangkitan dibawah ini:

$$\begin{aligned} \text{Total Pembangkitan} &= \text{Hasil Referensi} - \text{Hasil Program} \\ &= 279.854 \text{ (MW)} - 277.183 \text{ (MW)} \\ &= 2.671 \text{ MW} \end{aligned}$$

Sedangkan untuk total rugi-ruginya adalah :

$$\begin{aligned} \text{Total Rugi-Rugi} &= \text{Hasil Referensi} - \text{Hasil Program} \\ &= 20.854 \text{ (MW)} - 18.183 \text{ (MW)} \\ &= 2.671 \text{ MW} \end{aligned}$$

Dengan tingkat *presentasi error*-nya masing-masing sebesar 0.95 % dan 0.313 %. Dapat dijelaskan pada **Tabel 4.2** di bawah ini.

Tabel 4.2
Perbandingan Total Pembangkitan, Pembebanan, dan Rugi-Rugi

Total	Hasil Referensi	Hasil Program	Error (%)
Pembangkitan (MW)	279.854	277.183	0.95
Pembebanan (MW)	259.000	259.000	0
Rugi-Rugi (MW)	20.854	18.183	0.11

Dari hasil pengujian disini dapat dilihat bahwa program tersebut meskipun variabel kontrol-nya tidak menggunakan *tap setting transformator* (pada skripsi ini variabel kontrol-nya adalah kapasitor *banks*), hasilnya cukup valid. Dapat dijelaskan bahwa sistem tenaga listrik di Indonesia tidak menggunakan *tie transformer* untuk

2-2
mengatur tegangan transmisi(jurnal referensi) [1]. Hal ini dapat dilihat pada **gambar 3.1**
hal. Hal 59 *single line diagram* untuk sistem *IEEE 14-bus* dibandingkan dengan gambar
3.3 hal. 63 *single line diagram* untuk sistem 500 kV Jawa-Bali.

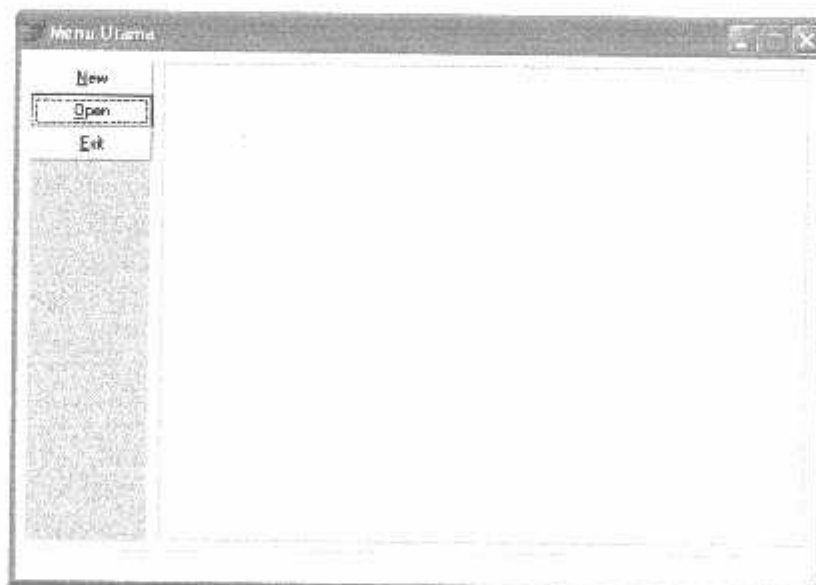
4.6. Hasil dan Analisis Hasil

4.6.1. Tampilan Program

Program dalam skripsi ini dijalankan dengan menggunakan bahasa pemrograman *Borland Delphi* versi 7.0 dan diaplikasikan pada komputer pentium IV dengan prosesor 1.4-GHz.

Mengenai jalannya program ikuti prosedur sebagai berikut :

1. Tampilan Utama dari Program



Gambar 4.7
Tampilan Program Utama

2. Tekan tombol Open File untuk membuka file yang sudah tersimpan

Tampilan Data

General | Data Bus | Data Saluran | Data Generator

Jumlah Bus: 20

Jumlah Saluran: 23

Tegangan Dasar: 500 kV

Daya Dasar: 100 MVA

Parameter Saluran: pu

Next Close

Gambar 4.8
Tampilan Data General

3. Kemudian tekan tombol data bus

Tampilan Data

General | Data Bus | Data Saluran | Data Generator

Bus	absV (pu)	rudiV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Cap (pu)	Type Bus
1	0	0	0	0	195	53	0	1
2	1	0	650	0	561	295	0	2
3	1	0	0	0	669	307	0	3
4	1	0	22	0	0	0	0	2
5	1	3	0	0	543	152	0	3
6	1	0	0	0	543	82	0	3
7	1	0	0	0	597	256	0	3
8	1	0	0	0	706	168	0	3
9	1	0	0	0	638	245	0	3
10	1	0	0	0	385	51	0	3
11	1	0	175	0	0	0	0	2
12	1	0	0	0	631	323	0	3
13	1	0	0	0	314	194	0	3
14	1	0	0	0	470	218	0	3
15	1	0	0	0	0	0	0	3

Next Close

Gambar 4.9
Tampilan Data Bus

4. Kemudian tekan tombol data saluran

Tampilan Data

General										Data Bus										Data Saluran										Data Generator									
No	Dari	Ke	Ri (pu)	Xi (pu)	Lo (pu)	Tr	Tu	Su (deg)	Kap (MVA)																														
1	1	10	0	0.0007	0.6315	0	0	0	1944																														
2	1	8	0.0006	0.00624	0.5695	0	0	0	1400																														
3	10	5	0.00135	0.01305	0.32962	0	0	0	5022																														
4	8	5	0.00012	0.00119	0.10735	0	0	0	4944																														
5	8	9	0.00016	0.00179	0.15255	0	0	0	1255.75																														
6	5	7	0.00066	0.00641	0.13735	0	0	0	12755.75																														
7	5	6	0.0004	0.00425	0.09555	0	0	0	5600																														
8	5	11	0.00047	0.00452	0.40695	0	0	0	1255.75																														
9	6	7	0.00021	0.0025	0.23665	0	0	0	5000																														
10	11	2	0.00014	0.00141	0.31785	0	0	0	4944																														
11	11	12	0.00018	0.0021	0.2799	0	0	0	5000																														
12	2	3	0.00026	0.0025	0.23665	0	0	0	5022																														
13	3	4	0.0001	0.0014	0.4855	0	0	0	5022																														
14	12	14	0.00001	0.00002	0.00005	0	0	0	1000																														

Next Close

Gambar 4.10
Tampilan Data Saluran

5. Kemudian tekan tombol data generator

Tampilan Data

General										Data Bus										Data Saluran										Data Generator									
No	Bus	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)	a2	a1	a0	Fix Cost	Var Cost	Pmin																														
1	1	1250.00	1250.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00	0.00	0.0																														
2	2	30.00	250.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00	0.00	0.0																														
3	4	72.00	300.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00	0.00	0.0																														
4	11	134.00	400.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00	0.00	0.0																														
5	17	55.00	630.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00	0.00	0.0																														
6	18	45.00	335.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00	0.00	0.0																														
7	20	180.00	1067.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00	0.00	0.0																														

Next Close

Gambar 4.11
Tampilan Data Generator

6. Tekan *next* kemudian tekan tombol hitung *load flow* awal untuk melihat hasil perhitungan *load flow* dan aliran daya pada kondisi awal

Bus	absV (pu)	angle (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.00000	0.00000	6340.546	1150.245	196.000	58.000	0.000	1
2	1.00000	-23.72124	650.000	346.410	561.000	295.000	0.000	2
3	0.99722	-24.64493	0.000	0.000	669.000	307.000	0.000	3
4	1.00000	-24.63056	22.000	148.657	0.000	0.000	0.000	2
5	0.95603	-15.93775	0.000	0.000	549.000	152.000	0.000	3
6	0.94617	-17.73697	0.000	0.000	543.000	82.000	0.000	3
7	0.94341	-17.90757	0.000	0.000	597.000	256.000	0.000	3
8	0.95306	-14.17874	0.000	0.000	706.000	100.000	0.000	3
9	0.94754	-14.87984	0.000	0.000	638.000	245.000	0.000	3
10	0.99750	-0.93369	0.000	0.000	396.000	51.000	0.000	3
11	1.00000	-23.26489	175.000	1725.250	0.000	0.000	0.000	2
12	0.98718	-25.83040	0.000	0.000	631.000	323.000	0.000	3
13	0.96113	-33.10486	0.000	0.000	314.000	194.000	0.000	2
14	0.97639	-41.25590	0.000	0.000	470.000	218.000	0.000	3
15	0.97637	-43.61954	0.000	0.000	303.000	86.000	0.000	3

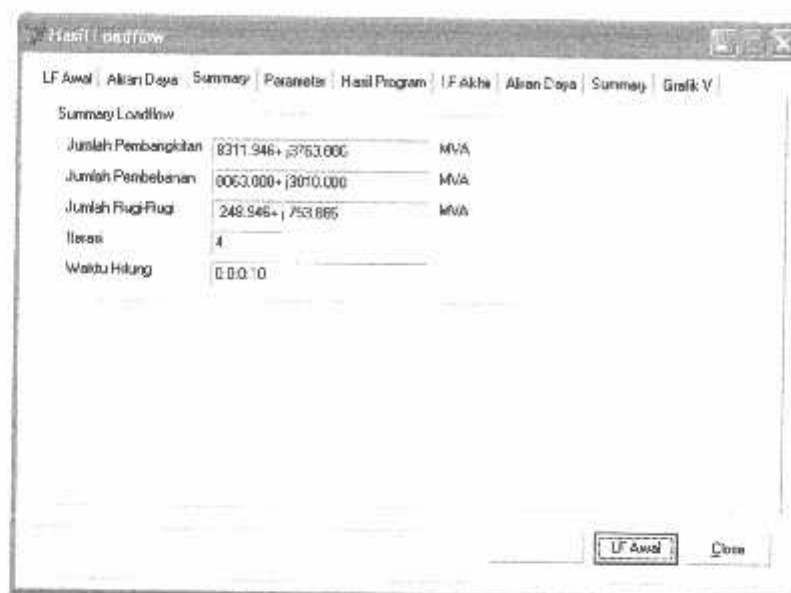
Gambar 4.12
Tampilan Hasil Load Flow Kondisi Awal

7. Kemudian tekan tombol aliran daya pada kondisi awal

No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Angle re (A)	Angle m (A)	Dari	Ke	P (MW)	Q
1		10	2322.043	299.195	4644.057	598.383	10	1	2322.043	-3
2	1	8	3822.899	793.050	7645.795	1586.100	8	1	3790.875	
3	10	5	1936.049	335.529	3669.962	735.828	5	10	-1983.362	1
4	8	5	2336.055	-449.932	5005.904	311.068	5	8	-2373.277	5
5	8	9	638.821	226.629	1183.741	789.466	9	8	638.000	2
6	5	7	403.974	133.626	896.214	547.753	7	5	482.129	-1
7	5	6	859.955	160.239	1234.762	702.730	6	5	-857.924	-1
8	5	11	2568.710	-1064.692	5779.384	-659.869	11	5	-2529.354	1
9	6	7	114.924	73.896	183.734	222.774	7	6	-114.877	-1
10	11	2	558.580	-85.097	1095.383	265.694	2	11	559.138	5
11	11	12	2144.774	445.539	3588.799	2512.919	12	11	-2138.080	-3
12	2	3	649.138	26.478	1166.299	568.034	3	2	-647.039	-1
13	3	4	-21.961	-244.936	154.812	-464.858	4	3	22.000	1
14	12	14	669.227	-35.396	1251.610	526.203	14	12	658.701	1

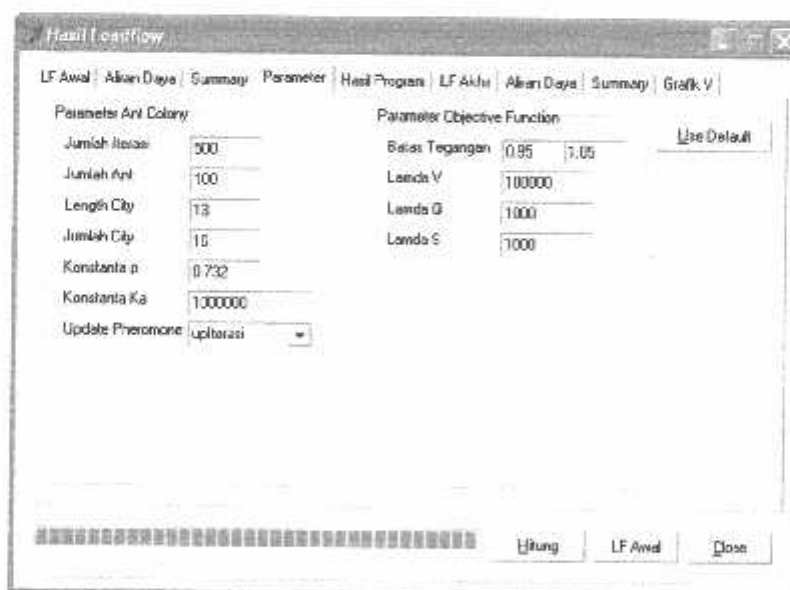
Gambar 4.13
Tampilan Hasil Aliran Daya Kondisi Awal

8. Kemudian tekan tombol *summary* pada kondisi awal



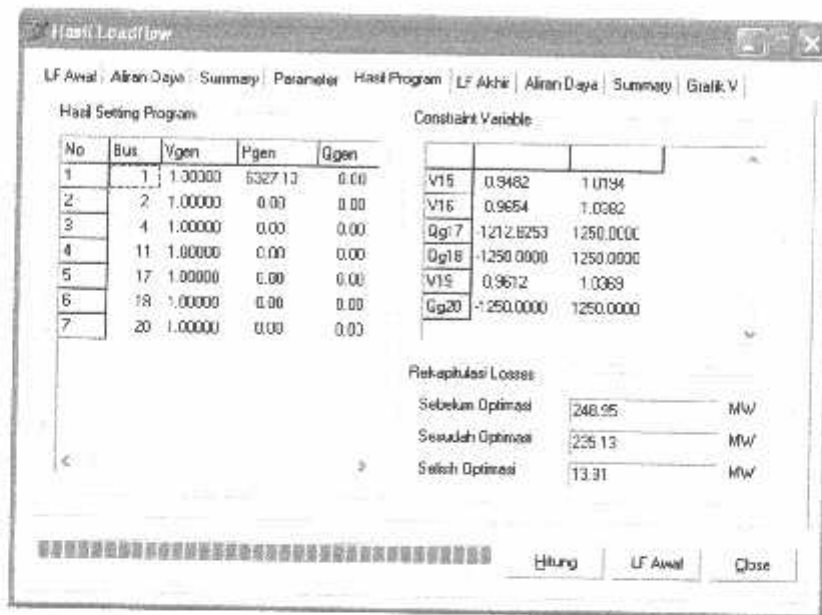
Gambar 4.14
Tampilan Hasil *Summary* Kondisi Awal

9. Untuk menghitung *load flow* dan aliran daya pilih tombol parameter kemudian tekan tombol *Use Default* dilanjutkan dengan menekan tombol Hitung



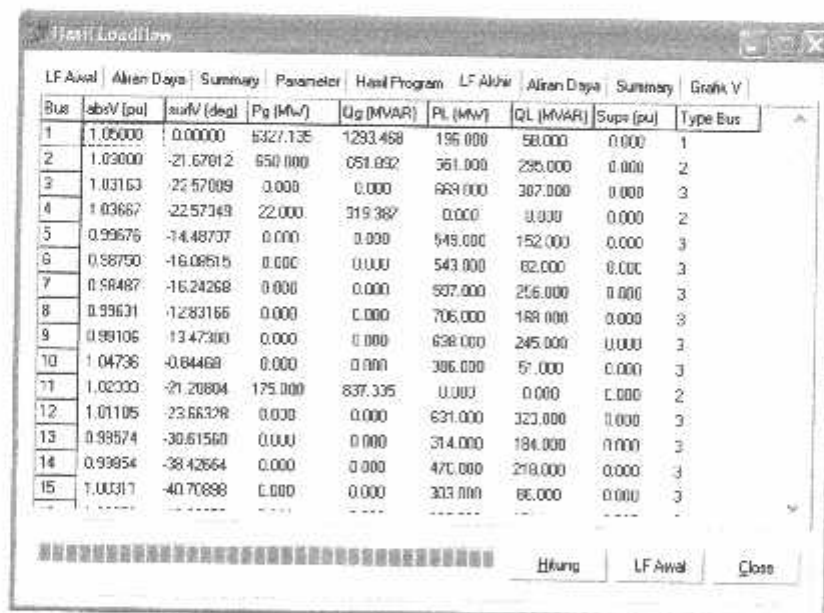
Gambar 4.15
Tampilan Hasil *Parameter Ant Colony* Dalam Menentukan Rugi-Rugi Saluran

10. Untuk melihat hasil program kondisi akhir tekan tombol hasil program



Gambar 4.16
Tampilan Hasil Program

11. Kemudian tekan tombol *load flow* pada kondisi akhir



Gambar 4.17
Tampilan Hasil Load Flow Kondisi Akhir

12. Kemudian tekan tombol Aliran Daya pada kondisi akhir

No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Arus Ia (A)	Arus Im (A)	Dari	Ke	P (MW)	Q
1	1	10	2316.035	347.900	4471.495	653.144	10	1	2316.035	-3
2	1	8	3815.100	952.567	7266.857	1700.128	8	1	3730.522	-1
3	10	5	1930.033	395.663	3673.965	809.784	5	10	1881.896	1
4	8	5	2386.177	-254.816	4784.023	565.061	5	8	-2279.217	3
5	8	9	638.749	223.256	1150.681	721.745	9	8	-637.988	-2
6	5	7	483.845	120.675	875.376	452.942	7	5	-482.155	-1
7	5	6	659.752	154.305	1204.244	330.928	6	5	657.591	-1
8	5	11	2568.518	-738.560	5380.568	-145.535	11	5	-2535.005	10
9	6	7	114.892	71.302	180.572	203.225	7	6	-114.844	-1
10	11	2	560.004	-570.218	1423.498	643.025	2	11	559.203	5
11	11	12	2750.034	430.153	3613.251	2303.834	12	11	-2141.635	3
12	2	3	648.200	-154.424	1200.384	186.286	3	2	-647.129	1
13	3	4	21.871	-421.427	274.427	-770.714	4	3	22.000	3
14	12	14	571.755	-36.966	1248.108	462.771	14	12	-853.996	1

Gambar 4.18
Tampilan Hasil Aliran Daya Kondisi Akhir

13. Kemudian tekan tombol *Summary* pada kondisi akhir

Summary Loadflow	
Jumlah Pembangkitan	8298.135+ j3523.002 MVA
Jumlah Pembebanan	9063.000- j3010.000 MVA
Jumlah Rugi-Rugi	235.135+ j513.882 MVA
Iterasi	0
Waktu Hitung	0 3:35:540

Gambar 4.19
Tampilan Hasil *Summary* Kondisi Akhir

4.6.2. Hasil Perhitungan

4.6.2.1. Hasil Perhitungan Pada Kondisi Awal

Tabel 4.3
Hasil Perhitungan Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan
Sebelum Optimasi Pada Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali
Menggunakan Metode Newton Raphson

No	Bus	Tegangan	Sudut	Pembangkitan		Pembebanan	
				P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	1	1.00000	0.00000	6340.946	0.000	196.000	58.000
2	2	1.00000	-23.72124	650.000	0.000	561.000	295.000
3	3	0.99722	-24.64493	0.000	0.000	669.000	307.000
4	4	1.00000	-24.63856	22.000	0.000	0.000	0.000
5	5	0.95603	-15.99776	0.000	0.000	549.000	152.000
6	6	0.94617	-17.73597	0.000	0.000	543.000	82.000
7	7	0.94341	-17.90757	0.000	0.000	597.000	256.000
8	8	0.95306	-14.17874	0.000	0.000	706.000	168.000
9	9	0.94754	-14.87984	0.000	0.000	638.000	245.000
10	10	0.99760	-0.93359	0.000	0.000	386.000	51.000
11	11	1.00000	-23.26489	175.000	1725.250	0.000	0.000
12	12	0.98718	-25.83040	0.000	0.000	631.000	323.000
13	13	0.96113	-33.10486	0.000	0.000	314.000	184.000
14	14	0.97609	-41.25590	0.000	0.000	470.000	218.000
15	15	0.97687	-43.61954	0.000	0.000	303.000	86.000
16	16	0.99837	-43.21871	0.000	0.000	333.000	150.000
17	17	1.00000	-43.03021	454.000	275.734	176.000	184.000
18	18	1.00000	-43.61572	60.000	121.675	182.000	156.000
19	19	0.99441	-45.87764	0.000	0.000	318.000	16.000
20	20	1.00000	-43.71121	610.000	-4.084	491.000	79.000

Tabel 4.4
Hasil Perhitungan Aliran Daya Sebelum Optimasi
Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Newton
Raphson

Saluran		Daya		Saluran		Daya	
dari	Ke	P (MW)	Q (Mvar)	Dari	Ke	P (MW)	Q (Mvar)
1	10	2322.049	299.195	10	1	-2322.049	-323.682
1	8	3822.898	793.050	8	1	-3730.875	107.032
10	5	1936.049	335.529	5	10	-1883.362	141.359
8	5	2386.055	-449.932	5	8	-2378.277	517.308
8	9	638.821	226.629	9	8	-638.000	-231.304
5	7	483.974	133.626	7	5	-482.129	-128.254
5	6	659.955	160.238	6	5	-657.924	-147.340
5	11	2568.710	-1064.592	11	5	-2529.354	1405.703
6	7	114.924	73.487	7	6	-114.871	-94.459

11	2	559.580	-85.097	2	11	-559.138	57.767
11	12	2144.774	445.539	12	11	-2136.090	-372.219
2	3	648.138	25.428	3	2	-647.039	-38.530
3	4	-21.961	-244.936	4	3	22.000	197.207
12	14	669.227	-35.395	14	12	-650.701	129.500
12	13	835.863	111.891	13	12	-824.655	-33.308
14	13	-502.967	93.832	13	14	510.655	-72.216
14	15	465.404	-65.897	15	14	-463.406	67.097
14	16	218.263	-293.131	16	14	-217.069	184.037
15	19	160.406	-135.061	19	15	-159.700	94.139
19	20	-158.300	-59.535	20	19	158.841	12.237
20	18	-39.841	-41.374	18	20	39.846	-3.519
18	16	-161.846	14.154	16	18	161.954	-53.134
16	17	-227.886	-114.702	17	16	278.000	103.779

Tabel 4.5
Hasil Perhitungan Rugi-Rugi Saluran Sebelum Optimasi
Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode
Newton Raphson

No	Saluran		Rugi-Rugi Saluran	
	Dari	Ke	P (MW)	Q (Mvar)
1	1	10	0	-24.487
2	1	8	92.023	686.018
3	10	5	52.687	194.17
4	8	5	7.778	67.376
5	8	9	0.821	-4.675
6	5	7	1.845	5.372
7	5	6	2.031	12.898
8	5	11	39.356	177.684
9	6	7	0.051	-20.87
10	11	2	0.442	-27.33
11	11	12	8.684	73.140
12	2	3	1.099	-13.102
13	3	4	0.039	-27.729
14	12	14	18.526	94.105
15	12	13	11.208	78.583
16	14	13	7.688	21.616
17	14	15	1.998	1.200
18	14	16	1.194	-109.094
19	15	19	0.706	-40.922
20	19	20	0.541	-47.298
21	20	18	0.005	-37.855
22	18	16	0.118	-38.98
23	16	17	50.114	-10.923

Keterangan :

Total Pembangkitan : 8311.946+ j 3763.886 MVA
 Total Pembebanan : 8063.000 + j 3010.000 MVA
 Total Rugi-Rugi Saluran : 248.946 - j 753.886 MVA
 Iterasi : 4
 Waktu Hitung : 0 : 0 : 0 : 0

4.6.2.2. Hasil Perhitungan pada Kondisi Akhir

Dengan menggunakan bantuan program komputer, diperoleh besar tegangan tiap-tiap bus, aliran daya dan rugi-rugi daya pada sistem 500 kV Jawa-Bali setelah optimasi seperti pada tabel berikut ini :

Tabel 4.6
Hasil Perhitungan Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan
Setelah Optimasi pada Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali
Menggunakan Metode *Newton Raphson*

No	Bus	Tegangan	Sudut	Pembangkitan		Pembebanan	
				P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	1	1.05000	0.00000	6327.135	1293.468	196.000	58.000
2	2	1.03000	-21.67812	650.000	651.892	561.000	295.000
3	3	1.03163	-22.57009	0.000	0.000	669.000	307.000
4	4	1.03667	-22.57349	22.000	319.387	0.000	0.000
5	5	0.99676	-14.48707	0.000	0.000	549.000	152.000
6	6	0.98750	-16.08515	0.000	0.000	543.000	82.000
7	7	0.98487	-16.24268	0.000	0.000	597.000	256.000
8	8	0.99631	-12.83166	0.000	0.000	706.000	168.000
9	9	0.99106	-13.47300	0.000	0.000	638.000	245.000
10	10	1.04736	-0.84468	0.000	0.000	386.000	51.000
11	11	1.02333	-21.20804	175.000	837.335	0.000	0.000
12	12	1.01105	-23.66328	0.000	0.000	631.000	323.000
13	13	0.98574	-30.61560	0.000	0.000	314.000	184.000
14	14	0.99854	-38.42664	0.000	0.000	470.000	218.000
15	15	1.00311	-40.70898	0.000	0.000	303.000	86.000
16	16	1.00973	-40.30278	0.000	0.000	333.000	150.000
17	17	1.01667	-40.15144	454.000	716.043	176.000	184.000
18	18	0.99000	-40.60136	60.000	-1658.641	182.000	156.000
19	19	1.02968	-42.90533	0.000	0.000	318.000	16.000
20	20	1.04333	-40.96478	610.000	1364.398	491.000	79.000

Tabel 4.7
Hasil Perhitungan Aliran Daya Setelah Optimasi
Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode
Newton Raphson

Saluran		Daya		Saluran		Daya	
dari	ke	P (MW)	Q (Mvar)	Dari	ke	P (MW)	Q (Mvar)
1	10	2316.035	342.900	10	1	-2316.035	-377.386
1	8	3815.100	892.567	8	1	-3730.922	-79.904
10	5	1930.033	395.660	5	10	-1881.896	33.866
8	5	2386.172	-254.816	5	8	-2379.217	313.134
8	9	638.749	223.256	9	8	-637.999	-230.016
5	7	483.845	128.675	7	5	-482.155	-125.911
5	6	659.752	154.305	6	5	-657.891	-143.984
5	11	2568.518	-738.560	11	5	-2535.005	1020.226
6	7	114.892	71.302	7	6	-114.844	-93.812
11	2	560.004	-570.218	2	11	-559.200	545.037
11	12	2150.004	430.153	12	11	-2141.695	-362.534
2	3	648.200	-154.424	3	2	-647.129	139.613
3	4	-21.871	-421.427	4	3	22.000	371.563
12	14	671.795	-38.966	14	12	-653.996	121.954
12	13	838.900	107.113	13	12	-828.152	-34.403
14	13	-506.769	83.344	13	14	514.152	-67.050
14	15	467.395	-122.509	15	14	-465.413	112.716
14	16	223.366	-224.656	16	14	-222.487	106.915
15	19	162.413	-179.698	19	15	-161.549	137.893
19	20	-156.451	-99.636	20	19	156.979	48.346
20	18	-37.979	1295.776	18	20	44.130	-1275.723
18	16	-166.130	-494.853	16	18	167.017	465.415
16	17	-277.530	-552.326	17	16	278.000	544.410

Tabel 4.8
Hasil Perhitungan Rugi-Rugi Saluran Setelah Optimasi Daya Reaktif
Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode
Newton Raphson

No	Saluran		Rugi-Rugi Saluran	
	Dari	Ke	P (MW)	Q (Mvar)
1	1	10	0	-34.486
2	1	8	84.176	812.663
3	10	5	48.137	361.794
4	8	5	6.955	58.318
5	8	9	0.750	-6.531
6	5	7	1.690	2.764
7	5	6	1.861	10.321
8	5	11	33.513	281.666
9	6	7	0.048	-22.510
10	11	2	0.804	-25.181
11	11	12	8.309	67.619
12	2	3	1.071	-14.814

13	3	4	0.219	-49.864
14	12	14	17.799	82.988
15	12	13	10.748	72.710
16	14	13	7.383	15.844
17	14	15	1.982	-9.793
18	14	16	0.879	-117.741
19	15	19	0.864	-41.805
20	19	20	0.528	-51.29
21	20	18	6.151	20.053
22	18	16	0.887	-29.438
23	16	17	0.470	-7.916

Keterangan :

Total Pembangkitan : $8298.135 + j\ 3523.882$ MVA

Total Pembebanan : $8063.000 + j\ 3010.000$ MVA

Total Rugi-Rugi Saluran : $235.135 - j\ 513.882$ MVA

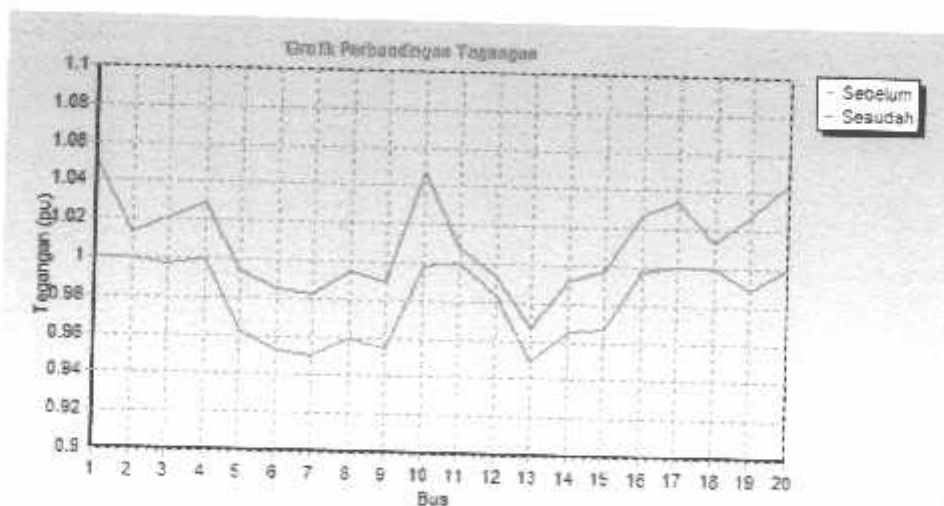
Iterasi : 0

Waktu Hitung : 0 : 3 : 38 : 333

Berdasarkan perhitungan program data 20 bus dan 23 saluran sistem Jawa-Bali, ternyata metode *Ant Colony System-Based Algorithm* mempunyai kemampuan dalam menghasilkan perhitungan aliran daya beserta rugi-rugi saluran. Pada hasil perhitungan total rugi-rugi saluran pada kondisi awal adalah $248.946 - j\ 753.886$ MVA tetapi setelah melakukan optimasi penyaluran daya reaktif menggunakan metode *Ant Colony System-Based Algorithm* ternyata pada kondisi akhir terjadi penurunan total rugi-rugi saluran menjadi $235.135 - j\ 513.882$ MVA.

Tabel 4.9
Perbandingan Kondisi *Profile* Tegangan dan Pembangkitan
Sebelum Optimasi dan Setelah Optimasi

No Bus	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi	
	Tegangan (pu)	Daya Reaktif (Mvar)	Tegangan (pu)	Daya Reaktif (Mvar)
1	1.00000	889.454	1.05000	1293.468
2	1.00000	335.098	1.03000	651.892
3	0.99722	0.000	1.03163	0.000
4	1.00000	106.031	1.03667	319.387
5	0.95603	0.000	0.99676	0.000
6	0.94617	0.000	0.98750	0.000
7	0.94341	0.000	0.98487	0.000
8	0.95306	0.000	0.99631	0.000
9	0.94754	0.000	0.99106	0.000
10	0.99760	0.000	1.04736	0.000
11	1.00000	1632.544	1.02333	837.335
12	0.98718	0.000	1.01105	0.000
13	0.96113	0.000	0.98574	0.000
14	0.97609	0.000	0.99854	0.000
15	0.97687	0.000	1.00311	0.000
16	0.99837	0.000	1.00973	0.000
17	1.00000	374.316	1.01667	716.043
18	1.00000	141.284	0.99000	-1658.641
19	0.99441	0.000	1.02968	0.000
20	1.00000	17.316	1.04333	1364.398



Grafik 4.1
***Profile* Tegangan (pu) Sebelum dan Setelah Optimasi**



Grafik 4.2
Perbandingan Total Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-Rugi Untuk Daya Aktif Sebelum dan Sesudah Optimasi

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

1. Dari hasil perhitungan *load flow* setelah optimasi penyaluran daya reaktif menggunakan metode *Ant Colony System-Based Algorithm*, kondisi profil tegangan pada bus 3 mengalami peningkatan dari semula sebesar 0.99722 pu menjadi 1.03163 pu, pada bus 5 dari semula sebesar 0.95603 pu menjadi 0.99676 pu, pada bus 6 dari semula sebesar 0.94617 pu menjadi 0.98750 pu, pada bus 7 dari semula sebesar 0.94341 pu menjadi 0.98487 pu, pada bus 8 dari semula sebesar 0.95306 pu menjadi 0.99631 pu, pada bus 9 dari semula sebesar 0.94754 pu menjadi 0.99106 pu, pada bus 10 dari semula sebesar 0.99760 pu menjadi 1.04736 pu, pada bus 12 dari semula sebesar 0.98718 pu menjadi 1.01105 pu, pada bus 13 dari semula sebesar 0.96113 pu menjadi 0.98574 pu, pada bus 14 dari semula sebesar 0.97609 pu menjadi 0.99854 pu, pada bus 15 dari semula sebesar 0.97687 pu menjadi 1.00311 pu, pada bus 16 dari semula sebesar 0.99837 pu menjadi 1.00973 pu, dan pada bus 19 dari semula sebesar 0.99441 pu menjadi 1.02968 pu. Dari kondisi tersebut didapatkan bahwa profil tegangan masih dalam batas-batas yang diijinkan dengan batas tegangan antara 0.95 - 1.05, dan menjadi lebih baik dibandingkan dengan kondisi awal.
2. Dengan mengoptimasi penyaluran daya reaktif menggunakan metode *Ant Colony System-Based Algorithm* ternyata rugi-rugi daya sistem turun

dari 248.946 - j 753.886 MVA menjadi 235.135 - j 513.882 MVA, atau terjadi optimasi sebesar 5.548 %.

5.2. Saran

1. Pengalaman pada sistem tenaga listrik di Indonesia dalam penyediaan energi listrik menunjukkan bahwa beban umumnya menuntut mutu listrik yang lebih baik. Tetapi dibalik itu ternyata bahwa sifat listrik beban berpotensi menimbulkan pencemaran mutu listrik yang selanjutnya akan dirasakan banyak pihak. Pertumbuhan kebutuhan listrik yang tinggi dan dominan perlu diantisipasi berbagai pihak., baik dari sistem penyediaan tenaga listrik, sisi pemanfaatan listrik dan pihak yang berkaitan misalnya dari pembuat kebijaksanaan dan perencanaan.
2. Dengan meningkatnya pemakaian kebutuhan listrik yang tinggi baik oleh konsumen komersial maupun industri, para pemasok tenaga listrik khususnya PT. PLN perlu mewaspadaai akibat-akibat yang timbul terhadap peralatan sistem tenaga listrik. Hal ini perlu dilakukan sebagai konsekwensi peningkatan keandalan dan pelayanan. Walaupun harus diakui bahwa penggunaan peralatan tersebut dapat meningkatkan efisiensi, menghemat pemakaian energi serta meningkatkan kualitas hasil kerja.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] John G. Vlachogiannis, Nikos D. Hatziargyriou, *Senior Member, IEEE*, and Kwang Y. Lee, *Fellow, IEEE*, "Ant Colony System-Based Algorithm for Constrained Load Flow Problem," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 20, NO. 3, AUGUST 2005.
 - [2] J. G. Vlachogiannis and N. D. Hatziargyriou, "Reinforcement learning for reactive power control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.19, no. 3, pp. 1317 – 1325, Aug. 2004.
 - [3] T. S. Karatkasanis and N. D. Hatziargyriou. "Probabilistic constrained load flow based and on sensitivity analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no 4, pp. 1853 – 1860, Nov. 1994.
 - [4] Stevenson, William D, Jr, "Analisa System Tenaga Listrik", Penerbit Erlangga edisi keempat, 1996.
 - [5] Basri Hasan, Ir," *Sistem Distribusi Tenaga Listrik*", Balai Penerbit dan Humas ISTN bumi Srengseng Indah PS. Minggu, Jakarta Selatan, 1996.
 - [6] Maesudi Djiteng, "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Balai Penerbit Dan Humas ISTN, 1990.
 - [7] Statistik 2003," PT. PLN (Persero) P3B".
-

LAMPIRAN

PERKIRAAN PEMBANGKITAN
SELASA, 25 APRIL 2006

RAAN PEMBANGKITAN (Pada jam 19.00 WIB)

Unit Pembangkit	DMN	Excess	Variasi	Mampu	Beban	Cad.	Cad/Op	Derati	DAYA (MW)				Status	Keterangan
									PO	MO	PO	RSI		
IN 1														
P														
Region 1	37		14	23										
SLAYA #1	30			373				8						
SLAYA #2	30			374				7						
SLAYA #3	30			371				10						
SLAYA #4	30			375				6						
SLAYA #5	372			0				0		578			PQ	Serious inspection
SLAYA #6	372			494				55						
SLAYA #7	372	4		583				0						
PRIOK #3	38			0				0		45			PQ	Reduksi daya unit
PRIOK #4	40			40				5						
PRIOK #1.1	105			123				2						
PRIOK #1.2	120			122				3						
PRIOK #1.3	115			119				6						
PRIOK #1.0	160			168				14	0	0	0	0	3CC	
PRIOK #2.1	125			0				0		125			PQ	Inspection type B
PRIOK #2.2	125			116				9						
PRIOK #2.3	115			115				10						
PRIOK #2.0	180			111				9	0	0	60	0	2CC	
PRIOK #1	32			0				0		22			MO	Perbaikan SS clutch
PRIOK #3	32			0				0		22			MO	Perbaikan load gear
GSLAK #1	57			55				2						
GSLAK #2	57			56				1						
GSLAK #3	57			56				1						
GSLAK #4	57	1		51				0						
GSLAK #5	57	1		51				0						
GSLAK #6	57	1		51				0						
PJB														
MKRNG #1	81			78				6						
MKRNG #2	81			49				35						
MKRNG #3	81			0				0		84			PQ	Mean inspection
MKRNG #4	140			134				31						
MKRNG #5	165			86				98						
MKRNG #1.1	20	5		95				0						
MKRNG #1.2	93	6		96				0						
MKRNG #1.3	90	6		96				0						
MKRNG #1.0	140			118				32	0	0	0	0	3CC	
MTWAR #1.1	125			127				8						
MTWAR #1.2	125			129				6						
MTWAR #1.3	125			126				9						
MTWAR #1.0	180			180				0	0	0	0	0	3CC	
MTWAR #2.1	125			133				2						
MTWAR #2.2	125			131				4						
MTWAR #3.1	140			140				0						
MTWAR #3.2	140			140				0						
MTWAR #3.3	140			140				0						
MTWAR #4.1	140			140				0						
MTWAR #4.2	140			140				0						
MTWAR #4.3	140			140				0						
RI LUAR PLN														
CIKARANG	150			53				97						
PLTCS				0										
TAL Region 1	7.738	24	14	6.306	0	0	0	506	0	44	893	0		
IN 2														
IP														
Region 2	58		12	46										Kondisi air.
SGLNG #1	175		0	174				1						
SGLNG #2	175		0	174				1						
SGLNG #3	175		0	174				1						
SGLNG #4	175		0	174				1						
KMJNG #1	52	1		29										
KMJNG #2	52			52				0						
KMJNG #3	52			0						52			PQ	Rewinding
DRJAT #1	52			0						52			PQ	Simple inspection
SRAGI #1	18			18				0						
SRAGI #2	18			18				0						
SRAGI #3	18			18				2						
SRAGI #4	18			18				0						
PJB														
CRATA #1	119	1	0	119				0						
CRATA #2	119	1	0	119				0						
CRATA #3	119	1	0	119				0						
CRATA #4	119	1	0	119				0						
CRATA #5	119	1	0	119				0						
CRATA #6	119	1	0	119				0						
CRATA #7	119		119	0				0					VM	
CRATA #8	119		119	0				0					VM	
RI LUAR PLN														
JTLHR	100		70	80						30				#6 MO perb. Ggn. Trafo unit
WYNDU	100			109				1						
DRAJAT	95			90				5						
TAL REGION 2	2.345	4	319	1.866	0	0	0	10	0	30	104	0		

Halaman 1 dari 8

```

IEEE14cdf
18/19/93 UW ARCHIVE
IS DATA FOLLOWS
100.0 1962 W IEEE 14 Bus Test Case
14 ITEMS
1 Bus 1 HV 1 1 3 1.060 0.0 0.0 0.0 232.4 -16.9
0 1.060 0.0 0.0 0.0 0
2 Bus 2 HV 1 1 2 1.045 -4.98 21.7 12.7 40.0 42.4
0 1.045 50.0 -40.0 0.0 0
3 Bus 3 HV 1 1 2 1.010 -12.72 94.2 19.0 0.0 23.4
0 1.010 40.0 0.0 0.0 0
4 Bus 4 HV 1 1 0 1.019 -10.33 47.8 -3.9 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
5 Bus 5 HV 1 1 0 1.020 -8.78 7.6 1.6 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
6 Bus 6 LV 1 1 2 1.070 -14.22 11.2 7.5 0.0 12.2
0 1.070 24.0 -6.0 0.0 0
7 Bus 7 ZV 1 1 0 1.062 -13.37 0.0 0.0 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
8 Bus 8 TV 1 1 2 1.090 -13.36 0.0 0.0 0.0 17.4
0 1.090 24.0 -6.0 0.0 0
9 Bus 9 LV 1 1 0 1.056 -14.94 29.5 16.6 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.19 0
10 Bus 10 LV 1 1 0 1.051 -15.10 9.0 5.8 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
11 Bus 11 LV 1 1 0 1.057 -14.79 3.5 1.8 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
12 Bus 12 LV 1 1 0 1.055 -15.07 6.1 1.6 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
13 Bus 13 LV 1 1 0 1.050 -15.16 13.5 5.8 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0
14 Bus 14 LV 1 1 0 1.036 -16.04 14.9 5.0 0.0 0.0
0 0.0 0.0 0.0 0.0 0

```

```

999
RANCH DATA FOLLOWS
20 ITEMS
1 2 1 1 1 0 0.01938 0.05917 0.0528 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
1 5 1 1 1 0 0.05403 0.22304 0.0492 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 3 1 1 1 0 0.04699 0.19797 0.0438 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 4 1 1 1 0 0.05811 0.17632 0.0340 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2 5 1 1 1 0 0.05695 0.17388 0.0346 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
3 4 1 1 1 0 0.06701 0.17103 0.0128 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 5 1 1 1 0 0.01335 0.04211 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 7 1 1 1 0 0.0 0.20912 0.0 0 0 0 0 0 0.978
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4 9 1 1 1 0 0.0 0.55618 0.0 0 0 0 0 0 0.969
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
5 6 1 1 1 0 0.0 0.25202 0.0 0 0 0 0 0 0.932
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 11 1 1 1 0 0.09498 0.19890 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 12 1 1 1 0 0.12291 0.25581 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6 13 1 1 1 0 0.06615 0.13027 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
7 8 1 1 1 0 0.0 0.17615 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
7 9 1 1 1 0 0.0 0.11001 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
9 10 1 1 1 0 0.03181 0.08450 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
9 14 1 1 1 0 0.12711 0.27038 0.0 0 0 0 0 0 0.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
10 11 1 1 1 0 0.08205 0.19207 0.0 0 0 0 0 0 0.0

```

										ieee14cdf				
0.0	0.0		0.0		0.0	0.0	0.0							
12	13	1	1	1	0	0.22092	0.19988	0.0		0	0	0	0	0
0.0	0.0		0.0		0.0	0.0	0.0							
13	14	1	1	1	0	0.17093	0.34802	0.0		0	0	0	0	0
0.0	0.0		0.0		0.0	0.0	0.0							

999

OSS ZONES FOLLOWS 1 ITEMS

1 IEEE 14 BUS

99

INTERCHANGE DATA FOLLOWS 1 ITEMS

1 2 Bus 2 HV 0.0 999.99 IEEE14 IEEE 14 Bus Test Case

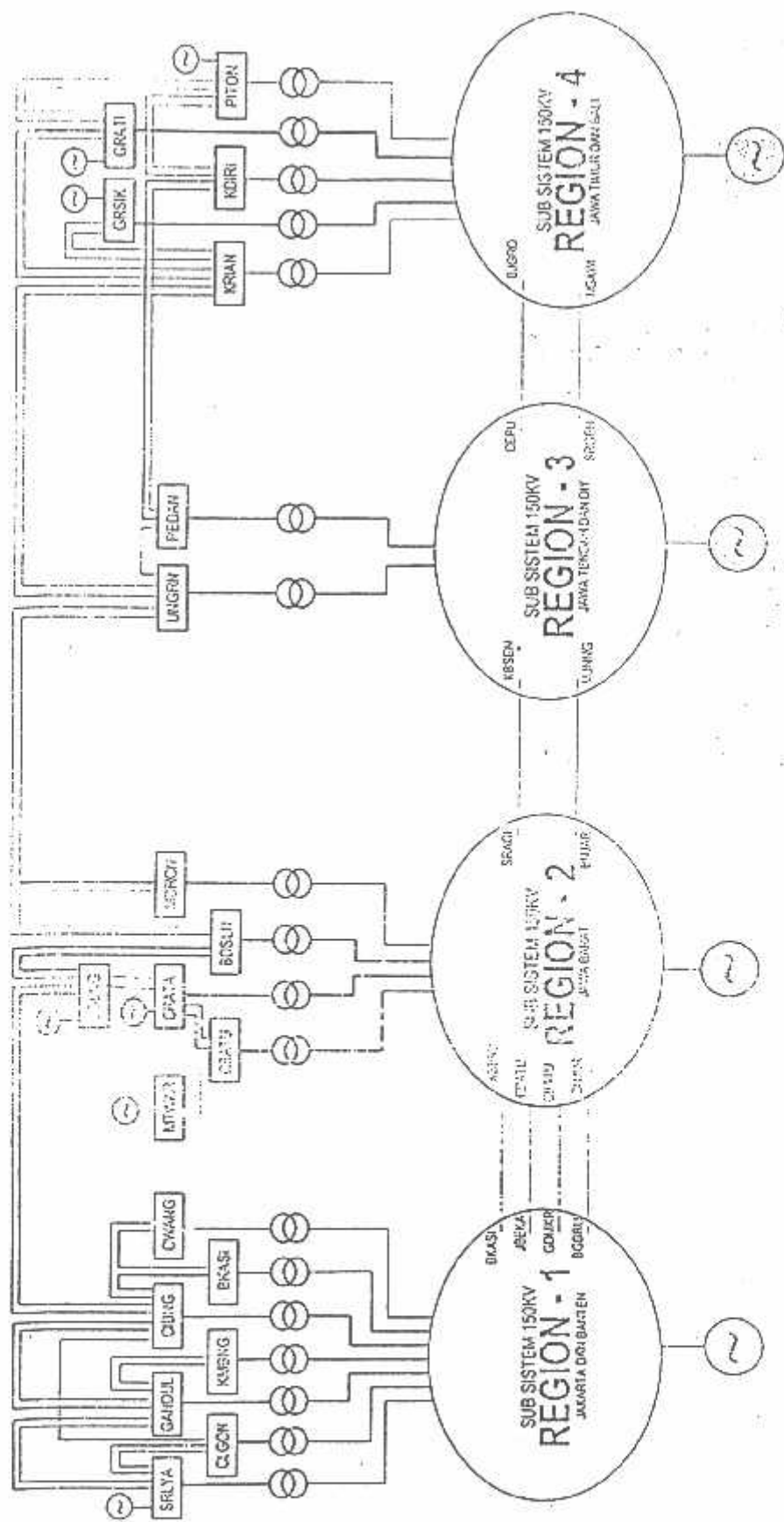
9

IE LINES FOLLOWS 0 ITEMS

999

END OF DATA

JARINGAN SALURAN UDARA TEGANGAN EKSTRA TINGGI 500 KV SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BALI



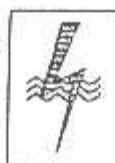
Name	Type Line	Terminal I Station	Terminal I Busbar	Terminal j Station	Terminal j Busbar	Out of service
BANJAR-MAJENANG1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BANJAR5	5-I		MAJENANG	1	0
BANJAR-MAJENANG2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BANJAR5	5-II		MAJENANG	2	0
BOSLN-MDRCN	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BANDUNG SELAT	7-B		MANDIRANCAN7	7-B	0
BOSLN-UNGRN	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li UNGARAN7	7-B		BANDUNG SELATAN7	7-B	0
BGBRU-CNJUR-1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BOGORBARU5	1-5		CIANJUR5	5-I	0
BGBRU-CNJUR-2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BOGORBARU5	II-5		CIANJUR5	5-II	0
BJGRO-CEPU 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BOJONEGORO5	5-I		CEPU	1	0
BJGRO-CEPU 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BOJONEGORO5	5-II		CEPU	2	0
BKASI-CIBNG	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BEKASI7	7-B		CIBINONG7	A-7	0
BKASI-CWAN73	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CAWANG7	A-7		BEKASI7	7-B	0
BKASIKSBRU -1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BEKASI	- III		KOSAMBI BARU5	5-II	0
BKASIKSBRU -2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BEKASI	- IV		KOSAMBI BARU5	5-II	0
BNRAN-PEDAN 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li PEDAN7	B		KEDIRI7	B	0
BNRAN-PEDAN 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li PEDAN7	B		KEDIRI7	-B	0
BREBES-SUNYARAGI	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li BREBES	1		SUNYARAGI5	5-I	0
CBATU-CRATA	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBATU7	7-A		CIRATA7	7-B	0
CBATU-CRATA1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBATU7	7-A		CIRATA7	7-B	0
CBATU-GDMKR -1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBATU5	5-II		GANDAMEKAR	II-5	0
CBATU-GDMKR -2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBATU5	5-I		GANDAMEKAR	I-5	0
CBATU-JBBKA -1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBATU5	5-I		JABABEKA	I-5	0
CBATU-JBBKA -2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBATU5	5-II		JABABEKA	II-5	0
CBATU-MTWAR	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li MUARA TAWAR7	7-B		CIBATU7	7-B	0
CBATU-MTWAR1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBATU7	7-B		MUARA TAWAR7	7-B	0
CIBNG-CWANG	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBINONG7	A-7		CAWAN7	A-7	0
CIBNG-GNDUL -1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li GANDUL7	7-B		CIBINONG7	7-B	0
CIBNG-GNDUL -2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li GANDUL7	7-B		CIBINONG7	7-B	0
CIBNG-SGLNG-1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li SAGULING7	7-B		CIBINONG7	A-7	0
CIBNG-SGLNG-2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIBINONG7	A-7		SAGULING7	7-B	0
CLBRU-CIBNG	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CILEGON BARU7	A-7		CIBINONG7	7-B	0
CNJUR-LBSTU -1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIANJUR4	4-II		LEMBUR SITU	II-4	0
CNJUR-LBSTU -2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li CIANJUR4	4-I		LEMBUR SITU	II-4	0
GNDUL-KMBGN-1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li KEMBANGAN7	A-7		GANDUL7	A-7	0
GNDUL-KMBGN-2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li KEMBANGAN7	A-7		GANDUL7	A-7	0
GABRII-SBBRT 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\Li GRESIK BARU7	B		SURABAYA BARAT7	B	0

GRBRU-SBBRT 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI GRESIK BARU7	B	SURABAYA BARAT7	B	0
KEBASEN-SUNYARAGI	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI KEBASEN	1	SUNYARAGI5	5-I	0
MDRCN-UNGRN	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI MANDIRANCAN7	7-B	UNGARAN7	7-B	0
MNRJO-SRGEN	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI MANISREJO5	-5-II	SRAGEN	2	0
NGAWI-SRGEN	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI SRAGEN	1	NGAWI5	-5-I	0
PITON-GRATI 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI PAITON7	B	GRATI7	B	0
PITON-GRATI 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI PAITON7	B	GRATI7	B	0
PITON-KDIRI 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI PAITON7	B	KEDIRI7	B	0
PITON-KDIRI 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI PAITON7	B	KEDIRI7	B	0
SBBRT-GRATI 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI SURABAYA BARA	B	GRATI7	B	0
SBBRT-GRATI 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI GRATI7	B	SURABAYA BARAT7	B	0
SBBRT-UNGAR 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI UNGARAN7	7-B	SURABAYA BARAT7	B	0
SBBRT-UNGAR 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI UNGARAN7	7-B	SURABAYA BARAT7	B	0
SGLNG-BDSL N1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI SAGULING7	7-A	BANDUNG SELATAN7	7-B	0
SGLNG-BDSL N2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI SAGULING7	7-A	BANDUNG SELATAN7	7-B	0
SGLNG-CRATA 1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI CIRATA7	7-B	SAG JLING7	7-B	0
SGLNG-CRATA 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI SAGULING7	7-B	CIRATA7	7-B	0
SLAYA-CLBRU-1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI CILEGON BARU7	A-7	SURALAYA7	B-7	0
SLAYA-CLBRU-2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI CILEGON BARU7	A-7	SURALAYA7	B-7	0
SRLYA-GNDUL -1	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI GANDUL7	B-7	SURALAYA7	B-7	0
SRLYA-GNDUL-2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI GANDUL7	B-7	SURALAYA7	B-7	0
UNGAR-PEDAN 2	\birop.IntUser\stud\sta-1878.IntPrj\LI PEDAN7	B	UNGARAN7	7-B	0

Part.No.	Length (km)	Derating F	Laying	I Rated (kA	R1 (Ohm)	X1 (Ohm)	R0 (Ohm)	X0 (Ohm)	Ice (A)	k(0)	phi k0 (deg ine Couplin
1	22.88	1	Ground	0.58	3.13456	9.074208	8.96896	28.18816	0	0.693884	2.082322
1	22.88	1	Ground	0.58	3.13456	9.074208	8.96896	28.18816	0	0.693884	2.082322
1	119.167	1	Ground	2.8	2.991092	33.4621	20.85423	100.3386	0	0.686809	-9.846977
1	342.86	1	Ground	2.511	10.0458	96.51509	61.37194	289.7167	0	0.686694	-8.935363
1	45.5	1	Ground	0.6	5.3326	18.21365	16.744	53.7355	0	0.655309	-1.490626
1	45.5	1	Ground	0.6	5.3326	18.21365	16.744	53.7355	0	0.655309	-1.490626
1	30.97	1	Ground	0.81	2.393981	12.42826	0	0	0	0.333333	180
1	30.97	1	Ground	0.81	2.393981	12.42826	0	0	0	0.333333	180
1	37.9	1	Ground	2.511	1.11047	10.66885	6.784101	32.0255	0	0.686694	-8.935363
1	16.84	1	Ground	2.511	0.493412	4.74046	3.01436	14.2298	0	0.686694	-8.935363
1	52.4	1	Ground	0.58	7.19452	21.62548	17.9208	75.718	0	0.806548	7.185649
1	52.4	1	Ground	0.58	7.19452	21.62548	17.9208	75.718	0	0.806548	7.185649
1	205	1	Ground	2.8	5.1455	57.564	35.875	172.61	0	0.686809	-9.846977
1	205	1	Ground	2.8	5.1455	57.564	35.875	172.61	0	0.686809	-9.846977
1	35	1	Ground	0.58	4.795	13.881	13.72	43.12	0	0.693884	2.082322
1	46.757	1	Ground	2.511	1.36998	13.1621	8.369503	39.50967	0	0.686694	-8.935363
1	46.757	1	Ground	2.511	1.36998	13.1621	8.369503	39.50967	0	0.686694	-8.935363
1	13.1	1	Ground	1.62	0.50697	3.67717	5.4627	8.0565	0	0.593888	-40.68342
1	13.1	1	Ground	1.62	0.50697	3.67717	5.4627	8.0565	0	0.593888	-40.68342
1	14.6	1	Ground	1.62	0.56502	4.09822	6.0882	8.979	0	0.593888	-40.68342
1	14.6	1	Ground	1.62	0.56502	4.09822	6.0882	8.979	0	0.593888	-40.68342
1	48.158	1	Ground	2.511	1.411029	13.55648	8.620282	40.69351	0	0.686694	-8.935363
1	48.158	1	Ground	2.511	1.411029	13.55648	8.620282	40.69351	0	0.686694	-8.935363
1	54.5	1	Ground	2.511	1.59685	15.34175	9.7555	46.0525	0	0.686694	-8.935363
1	21.271	1	Ground	2.511	0.62324	5.987787	3.807509	17.974	0	0.686694	-8.935363
1	21.271	1	Ground	2.511	0.62324	5.987787	3.807509	17.974	0	0.686694	-8.935363
1	83.796	1	Ground	2.8	2.10328	23.52992	14.6643	70.55623	0	0.686809	-9.846977
1	83.796	1	Ground	2.8	2.10328	23.52992	14.6643	70.55623	0	0.686809	-9.846977
1	130.81	1	Ground	2.8	3.283331	36.73145	22.89175	110.142	0	0.686809	-9.846977
1	32.4	1	Ground	0.44	7.047	12.54204	11.907	37.62612	0	0.592015	18.36523
1	32.4	1	Ground	0.44	7.047	12.54204	11.907	37.62612	0	0.592015	18.36523
1	30.143	1	Ground	2.8	0.756589	8.464155	5.275025	25.38041	0	0.686809	-9.846977
1	30.143	1	Ground	2.8	0.756589	8.464155	5.275025	25.38041	0	0.686809	-9.846977
1	23	1	Ground	2.511	0.6739	6.4745	4.117	19.435	0	0.686694	-8.935363

23	1	Ground	2.511	0.6739	6.4745	4.117	19.435	0	0.686694	-8.935363
50	1	Ground	0.58	8.219999	23.796	23.52	73.92	0	0.693884	2.082327
223.68	1	Ground	2.511	6.553824	62.96592	40.03872	189.0096	0	0.686694	-8.935363
78.674	1	Ground	0.81	6.0815	31.57188	0	0	0	0.333333	180
37.924	1	Ground	0.81	2.931525	15.2189	0	0	0	0.333333	180
88.363	1	Ground	2.8	2.217911	24.81233	15.46352	74.40154	0	0.686809	-9.846977
88.363	1	Ground	2.8	2.217911	24.81233	15.46352	74.40154	0	0.686809	-9.846977
205	1	Ground	2.8	5.1455	57.564	35.875	172.61	0	0.686809	-9.846977
205	1	Ground	2.8	5.1455	57.564	35.875	172.61	0	0.686809	-9.846977
79.41	1	Ground	2.8	1.993191	22.29833	13.89675	66.86322	0	0.686809	-9.846977
79.41	1	Ground	2.8	1.993191	22.29833	13.89675	66.86322	0	0.686809	-9.846977
252.4	1	Ground	2.511	7.39532	71.0506	45.1796	213.278	0	0.686809	-9.846977
252.4	1	Ground	2.511	7.39532	71.0506	45.1796	213.278	0	0.686694	-8.935363
37.515	1	Ground	2.8	0.941627	10.53421	6.565125	31.58763	0	0.686694	-8.935363
37.426	1	Ground	2.8	0.939393	10.50922	6.54955	31.51259	0	0.686809	-9.846977
25.166	1	Ground	2.511	0.737364	7.084229	4.504714	21.26527	0	0.686809	-9.846977
25.166	1	Ground	2.511	0.737364	7.084229	4.504714	21.26527	0	0.686694	-8.935363
12.48	1	Ground	2.8	0.313248	3.504384	2.184	10.50816	0	0.686694	-8.935363
12.48	1	Ground	2.8	0.313248	3.504384	2.184	10.50816	0	0.686809	-9.846977
111.148	1	Ground	2.511	3.256637	31.28816	19.89549	93.92007	0	0.686809	-9.846977
111.148	1	Ground	2.511	3.256637	31.28816	19.89549	93.92007	0	0.686694	-8.935363
75	1	Ground	2.8	1.8825	21.06	13.125	63.15	0	0.686694	-8.935363
									0.686809	-9.846977
				R ₁	X ₁	P ₀	X ₀		K	pm ko

Swagat
Gandhi



RENCANA PEMBANGKITAN DAN PENYALURAN

HARI/TANGGAL : RABU, 11 AGUSTUS 2004

BEBAN PUNCAK 13.875 MW

Sub Sistem Region_1

PT. INDONESIA POWER

PLTA Region_1		18	MW
PLTU SURALAYA	#1	371	MW
	#2	371	MW
	#3	371	MW
	#4	371	MW
	#5	579	MW
	#6	579	MW
	#7	579	MW
PLTGU 1 PRIOK13CC		450	MW
PLTGU 2 PRIOK23CC		500	MW
PLTG MUARATAWAR	#3.1	100	MW
	#4.1	100	MW
PLTP G.SIAK	#1	49	MW
	#2	48	MW

PT. PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI

PLTGU MUARAKARANG2CC		286	MW
PLTU MUARAKARANG	#5	150	MW
	#1	85	MW
	#2	85	MW
	#3	85	MW
PLTGU MUARATAWAR12OC		125	MW
MUARATAWAR13OC		125	MW

PEMBELIAN LUAR PLN

PLTP G.SALAK	#4	181	MW
PLTP CIKARANG		135	MW

Total Pembangkitan region_1		5743	MW
Beban		6018	MW

Sub Sistem Region_2

PT. INDONESIA POWER

PLTA Region 2		30	MW
PLTU SAGULING	#1	133	MW
	#2	134	MW
	#3	133	MW
PLTP KAMOJANG	#1	28	MW
	#2	52	MW
	#3	53	MW
PLTP DRAJAT	#1	51	MW
PLTG SRAGI	#1	18	MW
	#2	18	MW
	#3	18	MW

PT. PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI

PLTA CIRATA	#1	80	MW
	#2	80	MW
	#3	80	MW
	#4	80	MW
	#5	60	MW
	#6	60	MW

PEMBELIAN LUAR PLN

PLTA WYNDU	#1	108	MW
PLTA DRAJAT	#2	90	MW
Perum Otorita Jatiluhur		110	MW

Total Pembangkitan region_2	1416	MW
Beban	2505	MW

SISTEM JAWA BALI

PT. INDONESIA POWER

PLTA	560	MW
PLTU Batubara	3221	MW
PLTGU Gas Bumi	950	MW
PLTU Gas Bumi		
PLTU Minyak	317	MW
PLTP	281	MW
PLTG Gas Bumi	200	MW
PLTGU Minyak	1450	MW
PLTG/D	330	MW

Sub Total	7309	MW
-----------	------	----

PT. PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI

PLTA	612	MW
PLTU Batubara	730	MW
PLTGU Gas Bumi	1616	MW
PLTU Gas Bumi	628	MW
PLTU Minyak	255	MW
PLTP	0	MW
PLTG Gas Bumi	0	MW
PLTGU Minyak	250	MW
PLTG/D	0	MW

Sub Total	4091	MW
-----------	------	----

PEMBELIAN LUAR PLN 2474 MW

Total Pembangkitan 13874 MW

Total pembebanan 13875 MW

**PERKIRAAN PEMBANGKITAN
SELASA, 25 APRIL 2006**

RAAN PEMBANGKITAN (Pada jam 19.00 WIB)

It Pembangkit	DMN	Exce ss	Variasi musim	Mampu Pasok	Beban jam 19.00	Cad. Putar	Cad.Op erasi	Derati ng	DAYA (MW)				Status	Keterangan
									PO	MO	PO	RSH		
13														
Region 3	111		11	100										Kondisi air
MRICA #1	65	0	0	60				0					VM	
MRICA #2	70	0	0	60				0					VM	
MRICA #3	60	0	0	60				0					VM	
TBROK #1	41			41				0						
TBROK #2	41			40				1						
TBROK #3	100			0				0	192				FO	Gangguan boiler
CLCAP # 1	281			0				0		281			MO	Pemasangan fuel gas dual
CLCAP # 2				0										
TBROK #1.1	104			104				0						
TBROK #1.2	104			0				0			104		PO	HSPH
TBROK #1.3	104			131				3						
TBROK # 1.0	178			80				37	0	0	58	0	2CC	
TBROK #2.1	124			131				3						
TBROK #2.2	104			99				5						
TBROK #2.3	104			84				20						
TBROK # 2.0	178			130				46	0	0	0	0	3CC	
CLCAP # 1	42			18				4						
CLCAP # 2	42			16				8						
D I E N G	80			43				7						
AL REGION 3	1,915	1	11	1,137	0	0	0	1,132	192	281	162	0		
14														
PAITON JP #5	610			607				3						
PAITON JP #6	610			0				0		810			PO	Schedule outage
PAITON PE #7	645			642				3						
PAITON PE #8	645			635				10						
GRATI #1.1	99			95				4						
GRATI #1.2	99			0				0		99			PO	Major inspection
GRATI #1.3	99			92				7						
GRATI #1.0	163			0				0		165			PO	Major inspection
GRATI # 2.1	99	1		100				0						
GRATI # 2.2	99	1		100				0						
GRATI # 2.3	99	1		100				0						
PERAK # 3	15			30				15						
PERAK # 4	15			0				0	45				PO	gangguan burner
OLIMANUK	131			131				2						
PSKAN	40			74				24						
PMRON #1	40			40				4						
PMRON #2	44			40				4						
PSRAN	43			43				7		0				
2JB														
Region 4	20		20	133										Kondisi Air
STAMI #1	34	1	0	35				0						
STAMI #2	34	1	0	35				0						
STAMI #3	34	1	0	35				0						
GRSIK #1	97	7		97				0						
GRSIK #2	90	10		90				0						
GRSIK #3	189	22		189				0						
GRSIK #4	187	19		186				0						
PITON #1	377	7		377				0						
PITON #2	370			0				0		370			PO	Serious inspection plus
GRSIK #1.1	100			74				26						
GRSIK #1.2	100			80				20						
GRSIK #1.3	100			81				19						
GRSIK #1.0	138			138				42	0	0	0	0	3CC	Renc. // setelah perbaikan HRSG
GRSIK #2.1	90			85				4						
GRSIK #2.2	90			88				4						
GRSIK #2.3	90			88				4						
GRSIK #2.0	132			132				38	0	0	0	0	3CC	
GRSIK #3.1	100			61				39						
GRSIK #3.2	100			0				0		100			PO	Turnout inspection
GRSIK #3.3	100			61				39						
GRSIK #3.0	100			87				33	0	0	60	0	2CC	
GRSIK #1	16	1		17				0						
GRSIK #2	16			16				0						
GLMUR #1	17			15				2						
GLMUR #2	17			15				2						
TAL REGION 4	6,684	71	20	4,931	0	0	0	355	45	0	1,404	0		
TAL SISTEM	18,683	100	364	14,280	14,175		65	1,003	237	355	2,564	0		

Jakarta, 25 April 2006, Pkl. 14:00 WIB

arangan

PO : planned outage
MO : maintenance outage
FO : forced outage
VM : variasi musim
: unit operasi

RSH : reserved shutdown
STB : standby
HPO : unit operasi, HRSG planned outage
HMO : unit operasi, HRSG maintenance outage
HFO : unit operasi, HRSG forced outage

OPERASI HARIAN PEMBANGKITAN

OPSIS
Babaman - 2 dari 8

LISTING PROGRAM

NAMA : WIDYA SUMUNAR

NIM : 00.102098

unit uMenu;

interface

uses

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

type

TfrmMenu = class(TForm)

Panel1: TPanel;

btnNew: TButton;

btnOpen: TButton;

btnExit: TButton;

StatusBar1: TStatusBar;

Panel2: TPanel;

OpenDialog1: TOpenDialog;

procedure btnExitClick(Sender: TObject);

procedure btnNewClick(Sender: TObject);

procedure btnOpenClick(Sender: TObject);

private

{ Private declarations }

public

{ Public declarations }

end;

var

frmMenu: TfrmMenu;

implementation

uses uInputLFChild, uComplex, uUtils, uLoadflow, uHasil;

{\$R *.dfm}

procedure TfrmMenu.btnExitClick(Sender: TObject);

begin

Application.Terminate;

end;

procedure TfrmMenu.btnNewClick(Sender: TObject);

begin

try

if frmInput=nil then

begin

frmInput:=TfrmInputLFChild.Create(Application);

end;

frmInput.Caption:='Input Data';

frmInput.btnNext.Caption:='& Save';

frmInput.ShowModal;

```

finally
    frmInput.Free;
end;
end;

procedure TfrmMenu.btnOpenClick(Sender: TObject);
var NamaFile, Nama:string;
    output:TextFile;
    i,j,Typ,dari,ke,Nbus,Nsal,Param,Ngen,NCable:integer;
    Cap,absV,sudV,Pg,Qg,PL,QL,CapSal,Pmin,Pmax,Harga,Length:double;
    R,X,Lc,Tr,Tu,Su,VKonst,PKonst,Pbase,Vbase,dia:double;
begin
    try
        if OpenFileDialog1.Execute then
            begin
                NamaFile:=OpenDialog1.FileName;
                AssignFile(output,NamaFile);
                Reset(output);
                Readln(output,Nbus);
                Readln(output,Nsal);
                Readln(output,Vbase);
                Readln(output,VKonst);
                Readln(output,Pbase);
                Readln(output,PKonst);
                Readln(output,param);
                gParamLF.Vbase:=Vbase;
                gParamLF.VKonst:=VKonst;
                gParamLF.Pbase:=Pbase;
                gParamLF.PKonst:=PKonst;
                if Param=1 then
                    begin
                        gParamLF.ParamBranch:=pbPu;
                    end
                else if Param=2 then
                    begin
                        gParamLF.ParamBranch:=pbOhm;
                    end;
                gParamLF.MaxIterasi:=15;
                gParamLF.Toleransi:=0.0001;
                try
                    frmInput:=TfrmInputLFChild.Create(Application);
                    frmInput.edtNbus.Text:=IntToStr(Nbus);
                    frmInput.edtNsal.Text:=IntToStr(Nsal);
                    frmInput.edtVbase.Text:=FloatToStr(Vbase);
                    if VKonst=1 then
                        begin
                            frmInput.cmbVKonst.Text:='V';
                        end
                    else if VKonst=1000 then
                        begin
                            frmInput.cmbVKonst.Text:='kV';
                        end
                    else if VKonst=1000000 then
                        begin
                            frmInput.cmbVKonst.Text:='MV';
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end
end;

```

```

end;
frmInput.edtPbase.Text:=FloatToStr(Pbase);
if PKonst=1 then
begin
  frmInput.cmbPKonst.Text:='VA';
  frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (W)';
  frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (VAR)';
  frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (W)';
  frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (VAR)';
  frmInput.fgBranch.Cells[9,0]:='Kap (VA)';
end
else if PKonst=1000 then
begin
  frmInput.cmbPKonst.Text:='kVA';
  frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (kW)';
  frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (kVAR)';
  frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (kW)';
  frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (kVAR)';
  frmInput.fgBranch.Cells[9,0]:='Kap (kVA)';
end
else if PKonst=1000000 then
begin
  frmInput.cmbPKonst.Text:='MVA';
  frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (MW)';
  frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (MVAR)';
  frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (MW)';
  frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (MVAR)';
  frmInput.fgBranch.Cells[9,0]:='Kap (MVA)';
end;
if param=1 then
begin
  frmInput.cmbParam.Text:='pu';
  frmInput.fgBranch.Cells[3,0]:='R (pu)';
  frmInput.fgBranch.Cells[4,0]:='X (pu)';
  frmInput.fgBranch.Cells[5,0]:='Lc (pu)';
  frmInput.fgBus.Cells[7,0]:='Cap (pu)';
end
else if param=2 then
begin
  frmInput.cmbParam.Text:='ohm';
  frmInput.fgBranch.Cells[3,0]:='R (ohm)';
  frmInput.fgBranch.Cells[4,0]:='X (ohm)';
  frmInput.fgBranch.Cells[5,0]:='Lc (ohm)';
  frmInput.fgBus.Cells[7,0]:='Cap (ohm)';
end;
SetLength(gBus,Nbus);
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
  Readln(output,absV,sudV,Pg,Qg,PL,QL,Cap,Typ);
  gBus[i].absV:=absV;
  gBus[i].sudV:=sudV;
  gBus[i].Pgen:=Pg;
  gBus[i].Qgen:=Qg;
  gBus[i].PL:=PL;
  gBus[i].QL:=QL;

```

```

gBus[i].Cap:=Cap;
gBus[i].typeBus:=Typ;
frmInput.fgBus.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i-1);
frmInput.fgBus.Cells[1,i+1]:=FloatToStr(absV);
frmInput.fgBus.Cells[2,i+1]:=FloatToStr(sudV);
frmInput.fgBus.Cells[3,i+1]:=FloatToStr(Pg);
frmInput.fgBus.Cells[4,i+1]:=FloatToStr(Qg);
frmInput.fgBus.Cells[5,i+1]:=FloatToStr(PL);
frmInput.fgBus.Cells[6,i+1]:=FloatToStr(QL);
frmInput.fgBus.Cells[7,i+1]:=FloatToStr(Cap);
frmInput.fgBus.Cells[8,i+1]:=IntToStr(typ);
end;
SetLength(gBranch,Nsal);
for i:=0 to Nsal-1 do
begin
  Readln(output,dari,ke,R,X,Lc,Tr,Tu,Su,CapSal);
  gBranch[i].dari:=dari;
  gBranch[i].ke:=ke;
  gBranch[i].R:=R;
  gBranch[i].X:=X;
  gBranch[i].Lc:=Lc;
  gBranch[i].Tr:=Tr;
  gBranch[i].Tu:=Tu;
  gBranch[i].Su:=Su;
  gBranch[i].KapSal:=CapSal;
  frmInput.fgBranch.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  frmInput.fgBranch.Cells[1,i+1]:=IntToStr(dari);
  frmInput.fgBranch.Cells[2,i+1]:=IntToStr(ke);
  frmInput.fgBranch.Cells[3,i+1]:=FloatToStr(R);
  frmInput.fgBranch.Cells[4,i+1]:=FloatToStr(X);
  frmInput.fgBranch.Cells[5,i+1]:=FloatToStr(Lc);
  frmInput.fgBranch.Cells[6,i+1]:=FloatToStr(Tr);
  frmInput.fgBranch.Cells[7,i+1]:=FloatToStr(Tu);
  frmInput.fgBranch.Cells[8,i+1]:=FloatToStr(Su);
  frmInput.fgBranch.Cells[9,i+1]:=FloatToStr(CapSal);
end;
Readln(output,Ngen);
if Ngen<>0 then
begin
  frmInput.fgGen.RowCount:=Ngen+1;
  SetLength(gGenLF,Ngen);
  for i:=0 to Ngen-1 do
  begin
    Readln(output,dari,R,X,Lc,Tr,Tu,Su,CapSal,Pmin,Pmax);
    gGenLF[i].bus:=dari;
    gGenLF[i].Qmin:=R;
    gGenLF[i].Qmax:=X;
    gGenLF[i].a2:=Lc;
    gGenLF[i].a1:=Tr;
    gGenLF[i].a0:=Tu;
    gGenLF[i].FixCost:=Su;
    gGenLF[i].VarCost:=CapSal;
    gGenLF[i].Pmin:=Pmin;
    gGenLF[i].Pmax:=Pmax;
    frmInput.fgGen.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  end;
end;

```

```

    frmInput.fgGen.Cells[1,i+1]:=IntToStr(gGenLF[i].bus);
    frmInput.fgGen.Cells[2,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Qmin,2);
    frmInput.fgGen.Cells[3,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Qmax,2);
    frmInput.fgGen.Cells[4,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a2,5);
    frmInput.fgGen.Cells[5,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a1,5);
    frmInput.fgGen.Cells[6,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a0,5);
    frmInput.fgGen.Cells[7,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].FixCost,2);
    frmInput.fgGen.Cells[8,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].VarCost,2);
    frmInput.fgGen.Cells[9,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Pmin,2);
    frmInput.fgGen.Cells[10,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Pmax,2);
end;
end
else
begin
    frmInput.fgGen.RowCount:=2;
end;
CloseFile(output);
frmInput.Caption:='Tampilan Data';
frmInput.btnNext.Caption:='&Next';
frmInput.ShowModal;
finally
    frmInput.Free;
end;
end;
except
    MessageDlg('File Corrupt atau Error Program!',mtWarning,[mbOK],0);
end;
end;

end.

```

```

unit uObjFunc;

interface

uses uUtils,uNewtonRaphson,uLoadflow,uComplex;

type
  TObjFunc=class
  private
    FLamdaV,FLamdaQ,FLamdaS:double;
    FBatasV:TBatas;
    FBatasChrom:TBatasArr1;
    function getBatasV:TBatas;
    procedure setBatasV(const rBatasV:TBatas);
    function DecodeChromBin(const rChrom:bArr2):dArr1;
    function DecodeChromToLBus(const rChrom:dArr1):TBusArr1;
    function FindPinV(const rLBus:TBusArr1):integer;
    function FindPinKapBranch(const rLBranch:TBranchArr1):double;
    function FindPinKapQgen(const rLBus:TBusArr1):double;
    function FindCostGen(const rNo:integer;
      const rP:double):double;
  public
    constructor Create(const rLamdaV,rLamdaQ,rLamdaS:double;
      const rBatasV:TBatas);
    function FindLength:integer;
    function FindBatasChrom(var rBatasV:TBatas):TBatasArr1;
    function doHitung(const rChrom:bArr2):double;overload;
    function doHitung(const rChrom:dArr1):double;overload;
    function DecodeChromAkhir(const rChrom:bArr2):dArr2;overload;
    function DecodeChromAkhir(const rChrom:dArr1):dArr2;overload;
    function FindTotalCostGen(const rLBus:TBusArr1):double;
    procedure doHitungAkhir(const rChrom:bArr2;
      var rLBus:TBusArr1;
      var rCostTotal:double);overload;
    procedure doHitungAkhir(const rChrom:dArr1;
      var rLBus:TBusArr1;
      var rCostTotal:double);overload;
    property LamdaV:double read FLamdaV write FLamdaV;
    property LamdaQ:double read FLamdaQ write FLamdaQ;
    property LamdaS:double read FLamdaS write FLamdaS;
    property BatasV:TBatas read getBatasV write setBatasV;
  end;

var gObjFunc:TObjFunc;

implementation

//constructor
constructor TObjFunc.Create(const rLamdaV,rLamdaQ,rLamdaS:double;
  const rBatasV:TBatas);
begin
  inherited Create;
  FLamdaV:=rLamdaV;
  FLamdaQ:=rLamdaQ;
  FLamdaS:=rLamdaS;

```

```

FBatasV.min:=rBatasV.min;
FBatasV.max:=rBatasV.max;
FBatasChrom:=FindBatasChrom(FBatasV);
end;

//data accessing
function TObjFunc.getBatasV:TBatas;
begin
    result.min:=FBatasV.min;
    result.max:=FBatasV.max;
end;

procedure TObjFunc.setBatasV(const rBatasV:TBatas);
begin
    FBatasV.min:=rBatasV.min;
    FBatasV.max:=rBatasV.max;
end;

//data processing
function TObjFunc.DecodeChromBin(const rChrom:bArr2):dArr1;
var i,j,Param,Length:integer;
    chrom:bArr2;
    val:dArr1;
begin
    Param:=high(rChrom)+1;
    Length:=high(rChrom[0])+1;
    SetLength(chrom,Param+1,Length+1);
    for i:=1 to Param do
    begin
        for j:=1 to Length do
        begin
            chrom[i,j]:=rChrom[i-1,j-1];
        end;
    end;
    val:=DecodeBinToFloat2Base1(chrom);
    SetLength(result,Param);
    for i:=0 to Param-1 do
    begin
        result[i]:=GetBatasToReal(val[i+1],FBatasChrom[i].min,
            FBatasChrom[i].max);
    end;
end;

function TObjFunc.FindLength:integer;
var i:integer;
begin
    result:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
    begin
        if gBus[i].typeBus=1 then
        begin
            inc(result);
        end
        else if gBus[i].typeBus=2 then
        begin

```

```

    inc(result);
    inc(result);
end
else if gBus[i].Qgen <> 0 then
begin
    inc(result);
end;
end;
end;

```

```

function TObjFunc.FindBatasChrom(var rBatasV:TBatas):TBatasArr1;
var i,sa,gen:integer;
begin
    sa:=FindI.length;
    SetLength(result,sa);
    sa:=0;
    gen:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
    begin
        if gBus[i].typeBus=1 then
        begin
            result[sa].min:=rBatasV.min;
            result[sa].max:=rBatasV.max;
            inc(sa);
            inc(gen);
        end
        else if gBus[i].typeBus=2 then
        begin
            result[sa].min:=rBatasV.min;
            result[sa].max:=rBatasV.max;
            inc(sa);
            result[sa].min:=gGenLF[gen].Pmin;
            result[sa].max:=gGenLF[gen].Pmax;
            inc(sa);
            inc(gen);
        end
        else if gBus[i].Qgen <> 0 then
        begin
            result[sa].min:=0;
            result[sa].max:=gBus[i].Qgen;
            inc(sa);
        end;
    end;
end;

```

```

function TObjFunc.DecodeChromToLBus(const rChrom:dArr1):TBusArr1;
var i,sa,Nbus:integer;
begin
    Nbus:=high(gBus)+1;
    SetLength(result,Nbus);
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        result[i].absV:=gBus[i].absV;
        result[i].sudV:=gBus[i].sudV;
        result[i].Pgen:=gBus[i].Pgen;
    end;
end;

```

```

result[i].Qgen:=gBus[i].Qgen;
result[i].PL:=gBus[i].PL;
result[i].QL:=gBus[i].QL;
result[i].Cap:=gBus[i].Cap;
result[i].typeBus:=gBus[i].typeBus;
end;
sa:=0;
for i:=0 to high(gBus) do
begin
  if gBus[i].typeBus=1 then
  begin
    result[i].absV:=rChrom[sa];
    inc(sa);
  end
  else if gBus[i].typeBus=2 then
  begin
    result[i].absV:=rChrom[sa];
    inc(sa);
    //result[i].Pgen:=rChrom[sa];
    inc(sa);
  end
  else if gBus[i].Qgen<>0 then
  begin
    result[i].Qgen:=rChrom[sa];
    inc(sa);
  end;
end;
end;

```

```

function TObjFunc.FindPinV(const rLBus:TBusArr1):integer;
var i:integer;
begin
  result:=0;
  for i:=0 to high(rLBus) do
  begin
    if rLBus[i].absV>FBatasV.max then
    begin
      inc(result);
    end;
    if rLBus[i].absV<FBatasV.min then
    begin
      inc(result);
    end;
  end;
end;

```

```

function TObjFunc.FindPinKapBranch(const rLBranch:TBranchArr1):double;
var i,Nsal:integer;
    absDaya:double;
begin
  Nsal:=high(rLBranch)+1;
  result:=0;
  for i:=0 to Nsal-1 do
  begin
    if rLBranch[i].Sij.real>0 then

```

```

begin
  absDaya:=getAbs(rL.Branch[i].Sij);
end
else
begin
  absDaya:=getAbs(rL.Branch[i].Sji);
end;
if absDaya>rL.Branch[i].KapSal then
begin
  result:=result+(absDaya-rL.Branch[i].KapSal);
end;
end;
end;

function TObjFunc.FindPinKapQgen(const rLBus:TBusArr1):double;
var i,sa:integer;
begin
  result:=0;
  sa:=0;
  for i:=0 to high(rLBus) do
  begin
    if rLBus[i].typeBus<>3 then
    begin
      if rLBus[i].Qgen>gGenLF[sa].Qmax then
      begin
        result:=result+rLBus[i].Qgen-gGenLF[sa].Qmax;
      end;
      if rLBus[i].Qgen<gGenLF[sa].Qmin then
      begin
        result:=result+abs(gGenLF[sa].Qmin)-abs(rLBus[i].Qgen);
      end;
      inc(sa);
    end;
  end;
end;

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

function TObjFunc.FindTotalCostGen(const rLBus:TBusArr1):double;
var i,Nbus,sa:integer;
begin
  Nbus:=high(rLBus)+1;
  result:=0;
  sa:=0;
  for i:=0 to Nbus-1 do
  begin
    if rLBus[i].typeBus<>3 then

```

```

begin
    result:=result+FindCostGen(sa,rLBus[i].Pgen);
    inc(sa);
end;
end;
end;

function TObjFunc.doHitung(const rChrom:bArr2):double;
var LBus:TBusArr1;
    chrom:dArr1;
    pinV:integer;
    pinS,PinQ,CostTotal:double;
begin
    chrom:=DecodeChromBin(rChrom);
    LBus:=DecodeChromToLBus(chrom);
    NewtonRaphson(LBus,gBranch,gParamLF);
    pinV:=FindPinV(LBus);
    pinS:=FindPinKapBranch(gBranch);
    pinQ:=FindPinKapQgen(LBus);
    CostTotal:=FindTotalCostGen(LBus);
    result:=CostTotal+FLamdaV*pinV+FLamdaS*pinS+FLamdaS*pinQ;
end;

function TObjFunc.doHitung(const rChrom:dArr1):double;
var LBus:TBusArr1;
    pinV:integer;
    pinS,PinQ,CostTotal:double;
begin
    LBus:=DecodeChromToLBus(rChrom);
    NewtonRaphson(LBus,gBranch,gParamLF);
    pinV:=FindPinV(LBus);
    pinS:=FindPinKapBranch(gBranch);
    pinQ:=FindPinKapQgen(LBus);
    CostTotal:=FindTotalCostGen(LBus);
    result:=CostTotal+FLamdaV*pinV+FLamdaS*pinS+FLamdaS*pinQ;
end;

function TObjFunc.DecodeChromAkhir(const rChrom:bArr2):dArr2;
var i,sa,nc:integer;
    chrom:dArr1;
begin
    chrom:=DecodeChromBin(rChrom);
    nc:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
        begin
            if gBus[i].typeBus=1 then
                begin
                    inc(nc);
                end
            else if gBus[i].typeBus=2 then
                begin
                    inc(nc);
                end
            else if gBus[i].Qgen<>0 then
                begin

```

```

        inc(ne);
    end;
end;
SetLength(result,nc,4);
sa:=0;
ne:=0;
for i:=0 to high(gBus) do
begin
    if gBus[i].typeBus=1 then
    begin
        result[ne,0]:=i;
        result[ne,1]:=chrom[sa];
        inc(sa);
        inc(ne);
    end
    else if gBus[i].typeBus=2 then
    begin
        result[ne,0]:=i;
        result[ne,1]:=chrom[sa];
        inc(sa);
        inc(ne);
    end
    else if gBus[i].Qgen<0 then
    begin
        result[ne,0]:=i;
        result[ne,3]:=chrom[sa];
        inc(sa);
        inc(ne);
    end;
end;
end;

function TObjFunc.DecodeChromAkhir(const rChrom:dArr1):dArr2;
var i,sa,ne:integer;
begin
    ne:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
    begin
        if gBus[i].typeBus=1 then
        begin
            inc(ne);
        end
        else if gBus[i].typeBus=2 then
        begin
            inc(ne);
        end
        else if gBus[i].Qgen<0 then
        begin
            inc(ne);
        end;
    end;
    SetLength(result,ne,4);
    sa:=0;
    ne:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do

```

```

begin
  if gBus[i].typeBus=1 then
    begin
      result[ne,0]:=-i;
      //result[ne,1]:=rChrom[sa];
      result[ne,1]:=gBus[i].absV;
      inc(sa);
      inc(ne);
    end
  else if gBus[i].typeBus=2 then
    begin
      result[ne,0]:=-i;
      //result[ne,1]:=rChrom[sa];
      result[ne,1]:=gBus[i].absV;
      inc(sa);
      result[ne,2]:=rChrom[sa];
      inc(sa);
      inc(ne);
    end
  else if gBus[i].Qgen<>0 then
    begin
      result[ne,0]:=-i;
      //result[ne,3]:=rChrom[sa];
      result[ne,3]:=gBus[i].Qgen;
      inc(sa);
      inc(ne);
    end;
  end;
end;
end;

procedure TObjFunc.doHitungAkhir(const rChrom:bArr2;
  var rLBus:TBusArr1;
  var rCostTotal:double);
var chrom:dArr1;
begin
  chrom:=DecodeChromBin(rChrom);
  rLBus:=DccodeChromToLBus(chrom);
  NewtonRaphson(rLBus,gBranch,gParamLF);
  rCostTotal:=FindTotalCostGen(rLBus);
end;

procedure TObjFunc.doHitungAkhir(const rChrom:dArr1;
  var rLBus:TBusArr1;
  var rCostTotal:double);
begin
  rLBus:=DecodeChromToLBus(rChrom);
  NewtonRaphson(rLBus,gBranch,gParamLF);
  rCostTotal:=FindTotalCostGen(rLBus);
end;

end.

```

```

unit uAntColony;

interface

uses uUtils,uObjFunc,uHasil;

type
  TPoint=record
    posX:integer;
  end;

  TPoints=array of TPoint;

  TAnt=record
    cities:dArr1;
    points:TPoints;
    sumFoods:double;
  end;

  TAnts=array of TAnt;

  TCity=record
    value:double;
    status:boolean;
  end;

  TCities=array of array of TCity;

  TPheromone=record
    data:dArr2;
  end;

  TPheromones=array of TPheromone;

  TUpdatePhe=(upIterasi,upGlobal);

  TAntColony=class
  private
    FIterasiMax,FCountAnt,FLength,FCountCity:integer;
    Fp,FKa:double;
    FAnts:TAnts;
    FCities:TCities;
    FBatas:TBatasArr1;
    FPhe:TPheromones;
    FBestAnt:TAnt;
    FUpdatePhe:TUpdatePhe;
    function getAnt(const rAnt:TAnt):TAnt;
    procedure InitAnts;
    procedure InitCitiesAndPheromone;
    function Seleksi(const rStart:integer;
      const rData:dArr2):integer;
    procedure AntMove(const rNoLength:integer;
      const rData:dArr2;
      var rAnt:TAnt);
    procedure doHitungFood;

```

```

procedure UpdatePheromone;
procedure ResetAnts;
function getBestMoveAnt:dArr1;
procedure doHitung;
public
  constructor Create(const rIterasiMax,rCountAnt,rLength,
    rCountCity:integer;
    const rp,rKa:double;
    const rUpdatePhe:TUpdatePhe;
    const rBatas:TBatasArr1);
  property IterasiMax:integer read FIterasiMax write FIterasiMax;
  property CountAnt:integer read FCountAnt write FCountAnt;
  property Length:integer read FLength write FLength;
  property CountCity:integer read FCountCity write FCountCity;
  property MoveAnt:dArr1 read getBestMoveAnt;
end;

```

implementation

```

//constructor
constructor TAntColony.Create(const rIterasiMax,rCountAnt,rLength,
  rCountCity:integer;
  const rp,rKa:double;
  const rUpdatePhe:TUpdatePhe;
  const rBatas:TBatasArr1);
var i:integer;
begin
  inherited Create;
  FIterasiMax:=rIterasiMax;
  FCountAnt:=rCountAnt;
  FLength:=rLength;
  FCountCity:=rCountCity;
  Fp:=rp;
  FKa:=rKa;
  FUpdatePhe:=rUpdatePhe;
  SetLength(FBatas,FLength);
  for i:=0 to FLength-1 do
    begin
      FBatas[i].min:=rBatas[i].min;
      FBatas[i].max:=rBatas[i].max;
    end;
  SetLength(FBestAnt.cities,FLength);
  SetLength(FBestAnt.points,FLength);
  FBestAnt.sumFoods:=0;
  InitAnts;
  InitCitiesAndPheromone;
end;

//data processing
function TAntColony.getAnt(const rAnt:TAnt):TAnt;
var i:integer;
begin
  SetLength(result.cities,FLength);
  SetLength(result.points,FLength);
  for i:=0 to FLength-1 do

```

```

begin
  result.cities[i]:=rAnt.cities[i];
  result.points[i].posX:=rAnt.points[i].posX;
end;
result.sumFoods:=rAnt.sumFoods;
end;

procedure TAntColony.InitAnts;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(FAnts,FCountAnt);
  for i:=0 to FCountAnt-1 do
    begin
      SetLength(FAnts[i].cities,FLength);
      SetLength(FAnts[i].points,FLength);
      for j:=0 to FLength-1 do
        begin
          FAnts[i].cities[j]:=0;
          FAnts[i].points[j].posX:=0;
        end;
        FAnts[i].sumFoods:=0;
      end;
    end;
  end;

procedure TAntColony.InitCitiesAndPheromone;
var i,j,k:integer;
    dx:double;
begin
  SetLength(FCities,FCountCity,FLength);
  for i:=0 to FLength-1 do
    begin
      dx:=(FBatas[i].max-FBatas[i].min)/(FCountCity-1);
      for j:=0 to FCountCity-1 do
        begin
          FCities[j,i].value:=FBatas[i].min+dx*j;
          if j=0 then
            begin
              FCities[j,i].value:=FBatas[i].min;
            end
          else if j=(FCountCity-1) then
            begin
              FCities[j,i].value:=FBatas[i].max;
            end;
          end;
        end;
      end;
    end;
  SetLength(FPhe,FLength-1);
  for i:=0 to FLength-2 do
    begin
      SetLength(FPhe[i].data,FCountCity,FCountCity);
      for j:=0 to FCountCity-1 do
        begin
          for k:=0 to FCountCity-1 do
            begin
              FPhe[i].data[j,k]:=1;
            end;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;

```

```

    end;
end;
end;

function TAntColony.Seleksi(const rStart:integer;
    const rData:dArr2):integer;
var i:integer;
    sumPheromone,partSum,rnd:double;
begin
    sumPheromone:=0;
    for i:=0 to FCountCity-1 do
    begin
        sumPheromone:=sumPheromone+rData[rStart,i];
    end;
    rnd:=random*sumPheromone;
    i:=0;
    partSum:=0;
    repeat
        partSum:=partSum+rData[rStart,i];
        i:=i+1;
    until (partSum>rnd) or (i>=FCountCity);
    result:=i-1;
end;

procedure TAntColony.AntMove(const rNoLength:integer;
    const rData:dArr2;
    var rAnt:TAnt);
var start,posX:integer;
begin
    if rNoLength=0 then
    begin
        start:=round(0+random*((FCountCity-1)-0));
        rAnt.cities[rNoLength]:=FCities[start,rNoLength].value;
        rAnt.points[rNoLength].posX:=start;
    end
    else
    begin
        start:=rAnt.points[rNoLength-1].posX;
        posX:=Seleksi(start,FPhe[rNoLength-1].data);
        rAnt.cities[rNoLength]:=FCities[posX,rNoLength].value;
        rAnt.points[rNoLength].posX:=posX;
    end;
end;

procedure TAntColony.doHitungFood;
var j:integer;
begin
    for i:= 0 to FCountAnt-1 do
    begin
        FAnts[i].sumFoods:=FKa/gObjFunc.doHitung(FAnts[i].cities);
    end;
end;

procedure TAntColony.UpdatePheromone;
var i,maxAnt,posX1,posX2:integer;

```

```

    maxFood:=double;
begin
    maxAnt:=0;
    maxFood:=FAnts[0].sumFoods;
    for i:=1 to FCountAnt-1 do
    begin
        if maxFood<FAnts[i].sumFoods then
        begin
            maxFood:=FAnts[i].sumFoods;
            maxAnt:=i;
        end;
    end;
    if FUpdatePhe=upIterasi then
    begin
        for i:=0 to FLength-2 do
        begin
            posX1:=FAnts[maxAnt].points[i].posX;
            posX2:=FAnts[minAnt].points[i+1].posX;
            FPhe[i].data[posX1,posX2]:=FPhe[i].data[posX1,posX2]+
                Fp*FPhe[i].data[posX1,posX2];
        end;
    end
    else if FUpdatePhe=upGlobal then
    begin
        if (FBestAnt.sumFoods<FAnts[maxAnt].sumFoods) or (FBestAnt.sumFoods=0) then
        begin
            for i:=0 to FLength-2 do
            begin
                posX1:=FAnts[maxAnt].points[i].posX;
                posX2:=FAnts[minAnt].points[i+1].posX;
                FPhe[i].data[posX1,posX2]:=FPhe[i].data[posX1,posX2]+
                    Fp*FPhe[i].data[posX1,posX2];
            end;
        end;
    end;
    if FBestAnt.sumFoods=0 then
    begin
        FBestAnt:=getAnt(FAnts[maxAnt]);
    end
    else if FBestAnt.sumFoods<FAnts[minAnt].sumFoods then
    begin
        FBestAnt:=getAnt(FAnts[minAnt]);
    end;
end;
begin
    if maxFood>FAnts[i].sumFoods then
    begin
        maxFood:=FAnts[i].sumFoods;
        maxAnt:=i;
    end;
end;
if FUpdatePhe=upIterasi then
begin
    for i:=0 to FLength-2 do
    begin

```

```

posX1:=FAnts[maxAnt].points[i].posX;
posX2:=FAnts[minAnt].points[i+1].posX;
FPhe[i].data[posX1,posX2]:=FPhe[i].data[posX1,posX2]+
    Fp*FPhe[i].data[posX1,posX2];
end;
end
else if FUpdatePhe=upGlobal then
begin
if (FBestAnt.sumFoods>FAnts[maxAnt].sumFoods) or (FBestAnt.sumFoods=0) then
begin
for i:=0 to FLength-2 do
begin
posX1:=FAnts[maxAnt].points[i].posX;
posX2:=FAnts[minAnt].points[i+1].posX;
FPhe[i].data[posX1,posX2]:=FPhe[i].data[posX1,posX2]+
    Fp*FPhe[i].data[posX1,posX2];
end;
end;
end;
if FBestAnt.sumFoods=0 then
begin
FBestAnt:=getAnt(FAnts[maxAnt]);
end
else if FBestAnt.sumFoods>FAnts[minAnt].sumFoods then
begin
FBestAnt:=getAnt(FAnts[minAnt]);
end;
end;
end;

procedure TAntColony.ResetAnts;
var i,j:integer;
begin
for i:=0 to FCountAnt-1 do
begin
for j:=0 to FLength-1 do
begin
FAnts[i].cities[j]:=0;
FAnts[i].points[j].posX:=0;
end;
FAnts[i].sumFoods:=0;
end;
end;

procedure TAntColony.doHitung;
var i,j,k:integer;
begin
for i:=0 to FIterasiMax-1 do
begin
for j:=0 to FCountAnt-1 do
begin
for k:=0 to FLength-1 do
begin
if k=0 then
begin
AntMove(k,FPhe[k].data,FAnts[j]);

```

```

        end
    else
    begin
        AntMove(k,FPhe[k-1].data,FAnts[j]);
    end;
end;
end;
doHitungFood;
UpdatePheromone;
ResetAnts;
frmHasil.pbGen.StepBy(1);
end;
end;

function TAntColony.getBestMoveAnt:dArr1;
var i:integer;
begin
    doHitung;
    SetLength(result,FLength);
    for i:=0 to FLength-1 do
    begin
        result[i]:=FBestAnt.cities[i];
    end;
end;

end.

```



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama : WIDYA SUMANAR W
NIM : 00.102098
Semester : XI
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Alamat : Jl. TERP. Sigura - Gura No 85

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

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

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

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

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro

(.....)

Malang, 13 September 2005
Pemohon

(WIDYA SUMANAR W)

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Mengetahui
Dosen Wali

(.....)
(H. I. Mande Wastono MT)

Catatan :

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

1. IPK 3.48/138 = 2.52
2. 138
3. - 7 paket yg belum



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama : WIDYA SUMULAWATI W
NIM : 001 102098
Semester : XI
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Alamat : Jl. TERS - Sigura-gura - GLEPA 4/85

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

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

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

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

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro

(.....)

Malang, 15 September 2005

Pemohon

(WIDYA SUMULAWATI W.)

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Mengetahui
Dosen Wali

(.....)
(Ir. I. Mada Wardana, MT)

Catatan :

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

1. $IPK \frac{348}{138} = 2.52$
2.
3. - 7. pasait yg. belum

Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

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

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Widya Sumunar Wahyudi
Nim : 00.12.098
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Energi Listrik

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

**STUDI ALIRAN BEBAN DENGAN MENGGUNAKAN
METODE ANT COLONY SYSTEM BASED ALGORITHM
PADA PT.(PERSERO) PLN P3B**

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

Malang, 7 Januari 2006

Ketua
Jurusan Teknik Eektro S-1


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

Hormat kami,


Widya Sumunar W

) Coret yang tidak perlu

Form.S-3a



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : WIDYA SUMUNAR WAHYUDI
Nim : 00.12.098
Masa Bimbingan : 15 Februari 2006 s/d 15 Juli 2006
Judul Skripsi : STUDI ALIRAN BEBAN MENGGUNAKAN METODE
ANT COLONY SYSTEM BASED ALGORITHM PADA
PT. PLN (PERSERO) PEMBANGKITAN JAWA BALI
(PJB).

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	14-06-06	Bab I & II : 1. Perlu penataan kembali mengenai be- nyak Sistematisasi pembangkitan 2. Pembangkitan regionalional	
2.	04-07-06	Bab I : 1. Uraian pengantar "Pembina pembina" hal 1 2. Pembangkitan regionalional Bab II : 1. Pembangkitan apa saja pembangkitan be- nyak pembangkitan : $P_i < P_{max}$ 2. Jelaskan apa arti PQ dan PV!	
3.			
4.	10-07-06	Bab III : 1. Masih ada komentar yg telah selesai 2. Pembangkitan regionalional Bab IV : 1. Ada notasi yang telah jelas 2. Pembangkitan no. minimum pembangkitan	
5.	12-07-06	Bab V : 1. Masih dijelaskan/dibaca alih-alihnya be- nyak ini validasi tidak sesuai dg Jurnal dan justifikasi nya!	
6.	30-08-06	Bab VI : 1. Algoritmanya akan menguraikan 2. nilai Wmax dan Wmin 3. Steps Control Pembangkitan nya & etape karena tidak ada setting tap info	
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang,
Dosen Pembimbing,

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE

Form S-4b



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

Jalan Suningrat No. 45 Taman Sidoarjo 61257

Telepon : (031) 7882113, 7882114

Kotak Pos : 4119 SBS

Facsimile : (031) 7882578, 7881024

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

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

Nomor : **181/1330/RJTB/2006.**
Surat Sdr. No. : **ITN-1710/III.TA/2/2006.**
Lampiran : **1 (satu) lampiran.**
Perihal : **Ijin Survey/ Pengambilan Data.**

24 JUL 2006

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

Menunjuk surat Saudara nomor : ITN-1710/III.TA/2/2006 tanggal 30 Mei 2006 perihal : Survey/ Permintaan Data, dengan ini diberitahukan bahwa kami tidak keberatan untuk memberikan ijin kepada Mahasiswa Saudara, bernama :

• **WIDYA SUMUNAR WAHYUDI**

Nim : 00.12.098

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

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

Demikian harap maklum dan terima kasih atas perhatian saudara.



Tembusan Yth. :

1. M.SDMO PT PLN (Persero) P3B.
2. MOPHAR PT PLN (Persero) RJTB.
3. Sdr. Widya Sumunar Wahyudi
4. AsMan Operasi.



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

Jalan Suningrat No. 45 Taman Sidoarjo 61257

Telepon : (031) 7882113, 7882114

Kotak Pos : 4119 SBS

Facsimile : (031) 7882578, 7881024

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

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

Nomor : 181 /330/RJTB/2006.
Surat Sdr. No. : ITN-1710/III.TA/2/2006.
Lampiran : 1 (satu) lampiran.
Perihal : Ijin Survey/ Pengambilan Data.

24 JUL 2006

Kepada
Yth. Dekan Fakultas Teknik.
Institut Teknologi Nasional Malang
DI
MALANG

Menunjuk surat Saudara nomor : ITN-1710/III.TA/2/2006 tanggal 30 Mei 2006 perihal : Survey/ Permintaan Data, dengan ini diberitahukan bahwa kami tidak keberatan untuk memberikan ijin kepada Mahasiswa Saudara, bernama :

• **WIDYA SUMUNAR WAHYUDI**

Nim : 00.12.098

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

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

Demikian harap maklum dan terima kasih atas perhatian saudara.



Tembusan Yth. :

1. M.SDMO PT PLN (Persero) P3B.
2. MOPHAR PT PLN (Persero) RJTB.
3. Sdr. Widya Sumunar Wahyudi
4. AsMan Operasi.