

***ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM 150 kV  
MENGUNAKAN METODE *NONLINEAR OPTIMIZATION****

**SKRIPSI**



**Disusun Oleh :  
Nama : Awalluddin  
NIM : 1212904**

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
2016**

---

# LEMBAR PERSETUJUAN

***ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM  
150 KV MENGGUNAKAN METODE *NONLINEAR OPTIMIZATION****

## SKRIPSI

*Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan Memenuhi Persyaratan Guna  
Mencapai Gelar Sarjana Teknik S-1*

Disusun oleh :

**AWALLUDDIN**  
NIM : 12.12.904

Diperiksa dan Disetujui,

Dosen Pembimbing I


Dosen Pembimbing II

  
**Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT**  
NIP. Y. 1018800189

  
**Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT**  
NIP. 196105031992021001

Mengetahui,

**Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1**

  
**M. Ibrahim Ashari, ST, MT**  
NIP. P. 1030100358

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
2016**

## PERNYATAAN ORISINALITAS SKRIPSI

Yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : **AWALLUDDIN**

Nim : **1212904**

Fakultas : **Teknologi Industri**

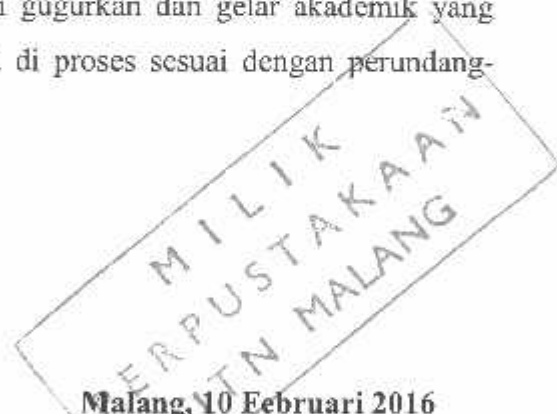
Jurusan : **Teknik Elektro S-1**

Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**

Judul Skripsi : **ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM 150 KV MENGGUNAKAN METODE NONLINEAR OPTIMIZATION**

Menyatakan dengan sebcnar-benarnya bahwa sepanjang sepengetahuan saya, di dalam naskah skripsi ini tidak terdapat karya yang di ajukan oleh pihak lain untuk mendapatkan karya atau gagasan yang pernah di tulis atau di terbitkan oleh pihak lain, kecuali yang secara tertulis di kutip dalam naskah ini dan di sebut dalam sumber kutipan dan daftar pustaka.

Apabila ternyata di dalam skripsi ini dapat dibuktikan terdapat unsur-unsur jiplakan, maka saya bersedia skripsi ini di gugurkan dan gelar akademik yang telah saya peroleh (S-1) di batalkan, serta di proses sesuai dengan perundang-undangan yang berlaku.



**Malang, 10 Eebruari 2016**  
**Yang membuat pernyataan**



**Awalluddin**  
**NIM. 1212904**

***ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN  
MAHAKAM 150 KV MENGGUNAKAN METODE  
NONLINEAR OPTIMIZATION***

**Awalluddin**

**Nim: 1212904**

Jurusan Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Teknik Energi Listrik  
Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang

Jl. Raya Karanglo Km 2 Malang

Email: *Awalluddin91@yahoo.com*

**ABSTRAK**

*Economic Dispatch adalah adalah langkah untuk menghasilkan operasi ekonomis suatu sistem tenaga. Operasi sistem tenaga pada frekuensi konstan dapat disebut "power balance" yaitu pembangkitan daya real sama dengan total beban ditambah rugi-rugi. Economic Dispatch merupakan aspek penting dalam manajemen sistem tenaga listrik. Penelitian ini membahas tentang operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik termal dimana biaya paling besar pada operasi pembangkitan termal adalah biaya bahan bakar. Untuk membuat biaya operasi dari keseluruhan sistem seminimal mungkin pada penelitian ini dilakukan dengan menentukan kombinasi daya output masing-masing unit dengan metode Nonlinear Optimization yang diaplikasikan pada pembangkit sistem kelistrikan Mahakam 150 kV. Biaya total pembangkitan setelah dioptimasi adalah sebesar 478.763 \$/Jam dengan loss 49,537 MW atau 12,38% dari daya total pembangkitan 400,037 MW. Apabila dibandingkan dengan sebelum dilakukan optimasi yaitu sebesar 505.334 \$/Jam dengan loss 53,80 atau 13,41% dari daya total pembangkitan 399,19 MW maka terjadi penghematan biaya sebesar 26.571 \$/Jam.*

*Kata Kunci. Economic Dispatch, Nonlinear Optimization, Sistem Kelistrikan Mahakam 150 kV.*

# ***ECONOMIC DISPATCH OF ELECTRICAL SYSTEM MAHAKAM 150 KV USING NONLINEAR OPTIMIZATION***

**Awalluddin**  
**Nim: 1212904**

*Department of Electrical Engineering S-1, Concentration Electrical Energy*  
*Faculty of Industrial Technology, National Institute of Technology Malang*

Jl. Raya Karanglo Km 2 Malang  
Email: Awalluddin91@yahoo.com

## ***ABSTRACT***

*Economic Dispatch is a step to produce the economical operation of a power system. Operation of power systems at a constant frequency can be called "power balance" that is generating real power is equal to the total load plus losses. Economic Dispatch is an important aspect in the management of the power system. This study discusses the economical operation of thermal power plant where the greatest costs on operation of thermal generation is fuel costs. To make the operation of the overall system cost to a minimum in this study conducted by determining the combination of the power output of each unit with Nonlinear Optimization methods applied to the plant electrical system Mahakam 150 kV. The total costs of generation after optimized amounted to \$ 478,763 / hour with a loss of 49.537 MW or 12.38% of the total power generation of 400.037 MW. When compared to prior to the optimization in the amount of \$ 505,334 / hour with a loss of 53.80, or 13.41% of the total power generation of 399.19 MW then going cost savings of \$ 26,571 / hour.*

*Keywords: Economic Dispatch, Nonlinear Optimization, Electrical Systems Mahakam 150 kV.*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT, dengan rahmat dan kaurnia-Nya sehingga Skripsi yang berjudul *Economic Dispatch Pada Sistem Kelistrikan Mahakam 150 kV Menggunakan Metode Nonlinear Optimization* dapat diselesaikan.

Skripsi ini disusun guna memenuhi syarat akhir kelulusan pendidikan jenjang Strata Satu (S-1) di Teknik Elektro Institut Teknologi Nasional Malang. Dalam penyusunan skripsi ini penulis banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak untuk itu penulis mengucapkan terima kasih kepada yang terhormat :

1. Bapak Dr. Ir. Lalu Mulyadi, MT selaku Rektor Institut Nasional Malang
2. Bapak Ir. Anang Subardi, MT selaku Dekan Fakultas Teknologi ITN Malang
3. Bapak M. Ibrahim Ashari, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 ITN Malang.
4. Bapak Dr. Eng. I Komang Somawirata, ST, MT selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro S-1 ITN Malang.
5. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT Selaku Dosen Pembimbing I.
6. Bapak Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT selaku Dosen Pembimbing II.
7. Kedua Orang Tua Babah (Ahsan) dan Mama (Yanti) yang telah memberikan *support* dan doa.
8. Adik-adikku Lukman, Ahmad Sidiq Farisya, dan Asyraf Dzaki Shabir kalian menjadi semangatku untuk mencapai gelar ST.

9. Teman-teman Teknik Elektro, khususnya Konsentrasi Teknik Energi Listrik yang selalu memberi semangat untuk meraih gelar ST.

10. Sahabat-sahabat dan teman-teman yang tidak dapat saya sebutkan satu-persatu, khususnya yang berada di Malang, saya ucapkan terima kasih atas doanya.

11. Dan semua pihak yang telah membantu menyelesaikan Laporan Skripsi.

Saya sebagai penyusun skripsi menyadari bahwa pembuatan skripsi ini masih belum sempurna, untuk itu kritik dan saran dari para pembaca sangat diharapkan untuk kesempurnaan dalam penyusunan skripsi ini.

Akhir kata penulis mengharap kritik dan saran yang membangun untuk kesempurnaan laporan skripsi di masa yang akan datang.

Malang, 10 Februari 2016

Penyusun

## DAFTAR ISI

<b>ABSTRAK</b> .....	i
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	v
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	vii
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	viii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.3 Tujuan Penelitian .....	2
1.4 Batasan Masalah .....	2
1.5 Sistematika Penulisan .....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1 Sistem Tenaga Listrik .....	4
2.2 Perkembangan Sistem Tenaga Listrik.....	5
2.3 Manajemen Operasi Sistem Tenaga Listrik .....	7
2.4 Analisa Sistem Beban .....	7
2.5 Pembangkit Tenaga Listrik .....	8
2.5 <i>Economic Dispatch</i> .....	9
2.6 Rugi-rugi Daya Saluran .....	11
2.7 Matlab dan <i>Nonlinear Optimization</i> .....	12
2.8 Karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit.....	14
2.9 Karakteristik <i>Heat Rate</i> .....	15
<b>BAB III DATA PENELITIAN</b>	
3.1 Langkah Pencarian <i>Economic Dispatch</i> .....	23
3.1 Data Pembangkit pada Sistem Mahakam 150 kV.....	16
3.2 Flowchart <i>Economic Dispatch</i> .....	21
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b>	
4.1 Data Pembangkit Termal pada Sistem Mahakam 150 kV .....	19
4.2 Perhitungan Sebelum Optimasi.....	24
4.2.1 Hasil Perhitungan <i>Load Flow</i> Sebelum Optimasi.....	24

4.2.2	Hasil Perhitungan Daya dan Biaya Sebelum Optimasi.....	28
4.3	Perhitungan Setelah Optimasi .....	29
4.3.1	Hasil Perhitungan Daya dan Biaya Setelah Optimasi.....	29
4.3.2	Hasil Perhitungan <i>Load Flow</i> Setelah Optimasi.....	32
4.4	Perbandingan Sebelum Optimasi dan Setelah Optimasi.....	35

## **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

5.1	Kesimpulan .....	39
5.2	Saran.....	39

## **DAFTAR PUSTAKA**

## **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
Gambar 2.1 Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal yang Ideal .....	14
Gambar 2.2 Kurva Karakteristik <i>Heat Rate</i> Pembangkit.....	15
Gambar 3.1 <i>Flowchart Economic Dispatch</i> .....	21
Gambar 4.1 Tampilan Input Data Pembangkit .....	23
Gambar 2.2 Tampilan Input Data Saluran .....	23
Gambar 4.3 Tampilan <i>Nonlinear Optimization</i> .....	24
Gambar 4.4 Tampilan Grafik Tegangan Tiap Bus Pada <i>Load Flow</i> Sebelum ....	26
Gambar 4.5 Tampilan Grafik Tegangan Tiap Bus Pada <i>Load Flow</i> Setelah .....	26
Gambar 4.6 Tampilan Grafik Sudut Tiap Bus Pada Load Flow Sebelum.....	27
Gambar 4.7 Tampilan Grafik Daya Tiap Bus Pada Load Flow Sebelum.....	27
Gambar 4.8 Tampilan Hasil Optimasi .....	30
Gambar 4.9 Tampilan Grafik Biaya Pada Iterasi Setelah Optimasi .....	31
Gambar 4.10 Grafik Biaya Pada Tiap Unit Pembangkit.....	31
Gambar 4.11 Tampilan Grafik Daya Yang Dibangkitkan Stiap Unit .....	32
Gambar 4.12 Tampilan Grafik Sudut Tegangan Pada Setiap Bus.....	34
Gambar 4.13 Tampilan Grafik Daya Pada Setiap Bus Setelah Dioptimasi.....	34
Gambar 4.14 Grafik Perbandingan Daya.....	37
Gambar 4.15 Grafik Perbandingan Biaya.....	38

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel..</b>	<b>Halaman</b>
Tabel 3.1 Daftar Pengkodean Pada Pembangkit.....	16
Tabel 3.2 Data Beban Puncak Bus.....	18
Tabel 3.3 Data Koefisien Pembangkit.....	18
Tabel 3.4 Data Daya Maksimal dan Minimal Pembangkit.....	19
Tabel 4.1 Hasil Perhitngan <i>Load Flow</i> Sebelum Optimasi .....	24
Tabel 4.2 Hasil Perhitngan Daya dan Biaya Sebelum Optimasi .....	28
Tabel 4.3 Hasil Perhitngan Daya dan Biaya Setelah Optimasi.....	29
Tabel 4.4 Hasil Perhitngan <i>Load Flow</i> Setelah Optimasi.....	32
Tabel 4.5 Perbandingan Daya dan Biaya Sebelum dan Setelah .....	35

## BAB I PENDAHUUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sistem interkoneksi tenaga listrik merupakan suatu sistem yang terintegrasi, yang salah satunya disusun oleh pembangkit tenaga listrik. Saat ini, sistem tenaga listrik modern yang sangat populer dengan berbagai kombinasi dengan sistem informasi yang terpadu pada sistem tersebut, hal ini telah menjadikan sistem tenaga listrik menjadi sebuah sistem yang dinamis dan bervariasi. Secara operasional, pada sistem pembangkitan, generator yang dioperasikan dengan letaknya berjauhan satu sama lainnya, namun tetap dihubungkan oleh suatu jaring transmisi. Sistem ini juga tergantung pada sistem kontrol untuk memanfaatkan sumber daya yang ada secara optimal. Pengoptimalan sumber daya disini yakni pengoptimalan penggunaan bahan bakar mengingat komponen biaya operasi terbesar adalah biaya bahan bakar (Anesya Violita, 2012).

Dengan demikian, operasi optimal tersebut diharapkan menekan biaya produksi tenaga listrik yang dikenal dengan istilah *Economic dispatch (ED)*, dalam ED ditentukan pembagian beban yang optimal diantara unit-unit pembangkit yang beroperasi setiap saat terjadi perubahan beban sehingga diperoleh total biaya operasi yang minimum dengan tetap memperhatikan batas-batas teknis dan operasional yaitu pembangkitan minimum dan maksimum setiap unit generator dan permintaan beban. (Ardyono Priyadi, 2012).

Dalam penerapan ED tersebut, sebagaimana pada penelitian-penelitian yang terdahulu. Namun secara umum, masih berkisar pada pertimbangan dari sisi ekonomitas penegelolaan sistem pembangkitan. Penelitian ini, pembahasan tentang optimalisasi

---

pembangkit untuk pemilihan kesimbangan kombinasi daya keluaran dari pembangkit dilakukan melalui ED dengan mempertimbangkan pula batasan operasional yang telah ditetapkan sebagai kondisi operasi saat itu.

### **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka dapat dirumuskan suatu permasalahan yang akan dibahas sebagai berikut ini:

1. Bagaimana mengoptimalkan daya pembangkit yang ada pada sistem kelistrikan mahakam 150 kV dengan biaya yang minimum ?
2. Bagaimana menekan rugi-rugi pada saluran transmisi 150 kV ?

### **1.3 Tujuan Penelitian**

Tujuan yang akan dicapai pada penelitian skripsi ini adalah sebagai berikut:

1. Mengoptimalkan daya pembangkit pada sistem kelistrikan mahakam 150 kV untuk mencapai biaya yang minimum.
2. Untuk menekan rugi-rugi pada saluran transmisi 150 kV.

### **1.4 Batasan Masalah**

Mengingat kompleksnya permasalahan yang ada, agar tidak meluas maka pada proposal skripsi ini dibatasi sebagai berikut :

1. Penghitungan pada kondisi sistem dalam keadaan normal, dan tidak memperhitungkan apabila terjadi gangguan.
2. Setiap pembangkit dioperasikan pada rentang kapasitas daya yang diijinkan.

### **1.5 Sistematika Penulisan**

Pada penulisan skripsi ini terdiri dari 5 bab, masing-masing bab memiliki kaitan satu sama lain yaitu pada bab satu berisikan latar belakang; rumusan masalah; tujuan; batasan masalah dan sistematika penulisan. Pada bab dua berisi teori yang berkaitan dengan tujuan yang akan dicapai. Pada bab tiga berisi alur yang akan digunakan dalam

---

penelitian ini untuk mencapai tujuan. Pada bab empat berisikan hasil dan pembahasan, dan bab 5 yang berisikan kesimpulan dan saran.

---

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

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

Yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan pusat-pusat listrik dan gardu induk (pusat beban), yang satu sama lain di hubungkan oleh jaringan transmisi, sehingga merupakan sebuah kesatuan interkoneksi. Selanjutnya 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 :

1. Biaya pembelian tenaga listrik.
2. Biaya pegawai.
3. Biaya bahan bakar dan material operasi.
4. Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya tersebut diatas, biaya bahan bakar pada umumnya merupakan komponen penyumbang biaya terbesar. Untuk PLN biaya bahan bakar adalah kira-kira 60% dari biaya operasi secara keseluruhan.

Mengingat hal-hal tersebut diatas maka operasi sistem tenaga listrik perlu dikelola atas dasar pemikiran majemen operasi yang baik terutama karena melibatkan biaya operasi yang terbesar 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 di bangkitkan 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 :

1. Aliran beban dalam jaringan.
2. Daya hubung singkat dalam peralatan.
3. Penyediaan suku cadang dan dana.
4. 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.

## **2.2 Perkembangan Sistem Tenaga Listrik**

Seirama dengan perkembangan pemakaian tenaga listrik oleh para pelanggan, sistem tenaga listrik sebagai yang diuraikan diatas, berkembang pula mengikuti irama perkembangan pemakaian tenaga listrik yang di layaninya.

---

Dalam perkembangannya suatu perusahaan listrik pada umumnya mulai usahanya dengan membangun sistem kecil yang terisolir, misalnya dengan sebuah PLTD atau PLTA kecil yang langsung terhubung dengan jaringan distribusi.

Hal semacam ini masih banyak terdapat pada masa kini di tanah air kita yaitu pelistrikan desa dengan menggunakan PLTD atau PLTA hidro. Selanjutnya apabila beban bertambah maka jumlah unit pembangkit dalam PLTD ditambah tetapi pada PLTA hal ini sering tidak bisa dilakukan karena potensi hidranya terbatas. Begitupula 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 diinterkoneksi 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 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 *dispathcher* sistem atau petugas piket operasi sistem yang harus mengatur pembagian beban diantara pusat-pusat listrik yang beroperasi dalam sistem. Untuk melakukan tugas ini seorang *dispatcher* sistem memerlukan sarana telekomunikasi untuk mengendalikan sistem tenaga listrik.

---

### 2.3 Manajemen Operasi Sistem Tenaga Listrik

Operasi sistem tenaga listrik menyangkut berbagai aspek yang luas, khususnya karena menyangkut biaya yang tidak sedikit serta menyangkut penyediaan tenaga listrik bagi masyarakat sehingga menyangkut hajat hidup orang banyak. Oleh karenanya operasi sistem tenaga listrik memerlukan manajemen yang baik, maka untuk dapat mengoperasikan sistem tenaga listrik dengan baik perlu ada hal-hal sebagai berikut :

1. Perencanaan operasi.
2. Pelaksanaan dan pengendalian operasi.
3. Analisa operasi.

### 2.4 Analisa Sistem Beban

Beban sistem tenaga listrik merupakan pemakaian tenaga listrik dari beberapa pelanggan listrik. Oleh karenanya besar kecilnya beban beserta perubahannya tergantung kepada kebutuhan para pelanggan akan tenaga listrik. Tidak ada perhitungan yang eksak mengenai berapa besarnya beban sistem pada suatu saat, yang bisa dilakukan hanyalah membuat perkiraan beban.

Sebagaimana diketahui sebelumnya bahwa dalam pengoperasian sistem tenaga listrik harus selalu diusahakan agar daya yang dibangkitkan sama beban sistem. Maka masalah perkiraan beban merupakan masalah yang sangat menentukan bagi perusahaan listrik baik segi manajerial maupun bagi segi operasionil, oleh karenanya perlu mendapat perhatian khusus. Untuk dapat membuat perkiraan beban yang sebaik mungkin perlu beban sistem tenaga listrik yang sudah terjadi dimasa lalu dianalisa.

Ada tiga kelompok perkiraan beban yaitu :

1. Perkiraan beban jangka panjang
  2. Perkiraan beban jangka menengah.
-

### 3. Perkiraan beban jangka pendek.

Operasi sistem tenaga listrik menyangkut berbagai aspek yang luas, khususnya karena menyangkut biaya yang tidak sedikit serta menyangkut penyediaan tenaga listrik bagi masyarakat sehingga menyangkut hajat hidup orang banyak. Oleh karenanya operasi sistem tenaga listrik memerlukan manajemen yang baik, maka untuk dapat mengoperasikan sistem tenaga listrik dengan baik perlu ada hal-hal sebagai berikut :

4. Perencanaan operasi.
5. Pelaksanaan dan pengendalian operasi.
6. Analisa operasi.

## **2.5 Pembangkit Tenaga Listrik**

Pembangkit tenaga listrik adalah salah satu bagian dari sistem tenaga listrik, pada pembangkit tenaga listrik terdapat peralatan elektrikal, mekanikal, dan bangunan kerja. Terdapat juga komponen-komponen utama pembangkitan yaitu generator, turbin yang berfungsi untuk mengkonversi energi (mekanik menjadi energi listrik).

### **2.5.1 Jenis-Jenis Pembangkit Tenaga Listrik**

- a. **Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)**, adalah pembangkit yang mengandalkan energi kinetik dari uap untuk menghasilkan energi listrik. Bentuk utama dari pembangkit listrik jenis ini adalah Generator yang dihubungkan ke turbin yang digerakkan oleh tenaga kinetik dari uap panas/kering. Pembangkit listrik tenaga uap menggunakan berbagai macam bahan bakar terutama batu bara.
  - b. **Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)**, adalah pembangkitan listrik yang mengkonversi energi kinetik dari gas untuk menghasilkan putaran pada turbin
-

gas sehingga menggerakkan generator dan kemudian menghasilkan energi listrik.

- c. Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU), pada dasarnya PLTGU adalah gabungan dari PLTG dan PLTU yang dikombinasikan, PLTGU sangat efektif dikarenakan pemanfaatan energi yang sangat efisien, dengan menggunakan satu macam bahan bakar dapat menggerakkan dua turbin, yaitu turbin gas dan turbin uap.
- d. PLTD adalah pembangkit listrik yang menggunakan tenaga mesin diesel sebagai penggerak untuk memutarakan turbin

## 2.6 Economic Dispatch

Operasi ekonomis (*Economic Dispatch*) adalah langkah untuk menghasilkan operasi ekonomis suatu sistem tenaga. Operasi sistem tenaga pada frekuensi konstan dapat disebut “*power balance*” yaitu pembangkitan daya real sama dengan total beban ditambah rugi-rugi. Dalam persamaan dapat dituliskan:

$$P_g = P_D + P_L \dots\dots\dots(1)$$

Dengan :

$$P_g = \sum_{i=1}^n P_{g_i} \dots\dots\dots(2)$$

Dimana :

$P_{g_i}$  = Output masing-masing pembangkit

$n$  = Jumlah pembangkit yang melayani sistem

$P_D$  = Total beban sistem

$P_L$  = Total rugi-rugi transmisi

Masing-masing pembangkit memiliki batas-batas dasar yaitu:

$$P_{\min_i} \leq P_{g_i} \leq P_{\max_i} \dots\dots\dots(3)$$

Batas atas suatu generator dihubungkan terhadap rating termal stator generator. Sedangkan batas minimal suatu generator berhubungan dengan operasi *boiler* yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin. Biaya operasi sebuah unit terdiri dari biaya bahan bakar, biaya pekerja, dan biaya pemeliharaan. Semua jenis biaya ini dikombinasikan dengan biaya bahan bakar, yang secara umum merupakan karakteristik biaya operasi pembangkit. Karakteristik tersebut adalah untuk mendapatkan persamaan biaya yang diberikan dalam bentuk polinom orde kedua, sebagai berikut ini.

$$F_i = a_i P_{g_i}^2 + b_i P_{g_i} + c_i \quad \dots\dots\dots(4)$$

Dimana:

$i$  = pembangkit  $i$ , satu dari  $n$  unit

$F_i$  = biaya operasi pembangkit  $i$  dalam Rp/h

$P_{g_i}$  = output daya listrik pembangkit  $i$ .

$a, b, c$  = koefisien persamaan (konstanta)

Untuk total operasi sistem adalah:

$$F = \sum_{i=1}^n F_i \quad \dots\dots\dots(5)$$

Suatu persamaan yang mewakili fungsi objektif dengan kendala-kendala yang ada dapat disimpulkan sebagai berikut:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \dots\dots\dots(6)$$

$$i = 1, 2, \dots, N \quad \dots\dots\dots(7)$$

$$P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}} \quad \dots\dots\dots(8)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D \quad \dots\dots\dots (9)$$

Setelah batas-batas pertidaksamaan dikenali, kemudian kondisi yang dibutuhkan dapat disimpulkan menjadi:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{untuk} \quad P_{i_{\min}} < P_i < P_{i_{\max}} \quad \dots\dots\dots (10)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \leq \lambda \quad \text{untuk} \quad P_i = P_{i_{\max}} \quad \dots\dots\dots (11)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \geq \lambda \quad \text{untuk} \quad P_i = P_{i_{\min}} \quad \dots\dots\dots (12)$$

## 2.7 Rugi-rugi Daya Saluran

Untuk memperoleh persamaan rugi-rugi saluran transmisi pada unit pembangkitan, diasumsikan sebuah sistem yang terdiri dari 2 pembangkit dan dua beban yang terhubung oleh suatu saluran transmisi yang diwakil oleh matriks impedansi bus. Hasil ini diperoleh dengan dua langkah yaitu:

1. Dengan mencari impedansi bus sistem.
2. Transformasikan arus generator ke dalam keluaran daya pembangkitan yang menghubungkan persamaan rugi-rugi untuk sistem dengan beberapa unit pembangkit.

Pernyataan untuk rugi-rugi tenaga yang real dari jaringan untuk operasi ekonomis adalah:

$$PL = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum B_{in} P_{gi} + B_{00} \quad \dots\dots\dots (13)$$

Terminologi  $B$  ini disebut koefisien rugi-rugi atau koefisien  $B$ , yang selalu simetris. Unit koefisien rugi-rugi dalam megawatt, dalam kasus  $P_L$  juga dalam megawatt.

## 2.8 Matlab dan Nonlinear Optimization

Matlab merupakan salah satu aplikasi software yang memiliki banyak fasilitas dan dapat diterapkan pada banyak bidang yang terkait, termasuk disiplin ilmu teknik. Matlab juga telah digunakan dibanyak kasus dengan beragam kemampuannya untuk membantu menyelesaikan persoalan teknis. Secara spesifik, Matlab juga dapat digunakan untuk membangun sebuah struktur program tersendiri untuk memecahkan persoalan. Oleh karena itu, pada skripsi ini matlab juga digunakan untuk mendukung penelitian yang akan dilakukan pada sistem tenaga listrik.

Fungsi nonlinear optimasi adalah alat penting dalam desain yang dibantu oleh komputer dan ini bagian dari kelas yang lebih luas dari optimasi yang disebut program nonlinear. Tujuan dasarnya adalah meminimalkan beberapa fungsi biaya objektif linear ke nonlinear dan pembatas pertidaksamaan.

Selain itu, sebagaimana dalam tema skripsi ini tentang operasi ekonomis, maka untuk mencapai titik optimal pada rumusnya, akan digunakan nonlinear optimization. Metode ini akan dibangun berdasarkan persoalan yang telah dirumuskan dan akan dioptimasi dengan mempertimbangkan batasan teknis yang telah ditetapkan.

Dengan memperhatikan semua kondisi yang ada di sistem, termasuk juga kondisi keseimbangan pasokan daya dan tegangan dalam aliran daya, maka secara umum, seluruh optimasi pada skripsi ini dapat diilustrasikan sebagaimana pada hubungan berbagai persamaan berikut ini:

---

### Fungsi objektif biaya

- Minimalkan total biaya

$$F_{tc} = \sum_{i=1}^{ng} (c_i + b_i \cdot Pg_i + a_i \cdot Pg_i^2), \dots \dots \dots (14)$$

Dengan  $F_{tc}$  adalah total biaya (\$/jam),  $Pg_i$  adalah daya yang dibangkitkan masing pembangkit,  $a_i$ ;  $b_i$ ;  $c_i$  adalah koefisien biaya pembangkit.

### Pembatas persamaan:

- Fungsi keseimbangan total daya:

$$\sum_{i=1}^{ng} Pg_i = P_D + PL, \dots \dots \dots (15)$$

- Fungsi kondisi *load flow*:

$$Pg_p = PD_p + V_p \sum_{q=1}^{nBus} V_q (G_{pq} \cdot \cos\theta_{pq} + B_{pq} \cdot \sin\theta_{pq}), \dots \dots \dots (16)$$

$$Qg_p = QD_p + V_p \sum_{q=1}^{nBus} V_q (G_{pq} \cdot \sin\theta_{pq} - B_{pq} \cdot \cos\theta_{pq}), \dots \dots \dots (17)$$

### Pembatas pertidaksamaan:

- Kapasitas pembangkit:

$$Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max}, \dots \dots \dots (18)$$

$$Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max}, \dots \dots \dots (19)$$

- Fluktuasi tegangan tiap *bus*:

$$V_p^{\min} \leq V_p \leq V_p^{\max} \dots \dots \dots (20)$$

- Batas transfer daya saluran:

$$S_{pq} \leq S_{pq}^{\max} \dots \dots \dots (21)$$

## 2.9 Karakteristik *Input-Output* Pembangkit

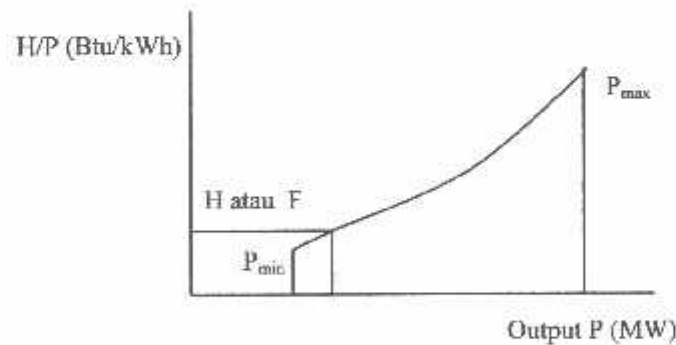
Karakteristik input-output pembangkit termal adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara input bahan bakar (liter/jam) dan output yang dihasilkan oleh pembangkit (MW). Ditulis dengan notasi H satuan Mbtu/h atau L, ditulis dengan notasi F satuan Rupiah/jam, dimana :

$$F = x = \frac{\text{Rupiah}}{\text{MBtu}} \dots\dots\dots (22)$$

F = biaya bahan bakar dikalikakn H merupakan R perjam (R/H) input ke unit untuk bahan bakar

H = BTU perjam panas input ke unit atau MBTU/H

Untuk menggambarkan karakteristik input-output dapat dilihat pada Gambar 2.1 yang menunjukkan karakteristik *input-output* suatu unit pembangkit tenaga uap yang ideal. Input unit yang ditunjukkan pada sumbu koordinat adalah kebutuhan energi panas (Mbtu/jam) atau biaya total perjam (Rp/jam). *Outputnya* adalah daya listrik dari unit tersebut.

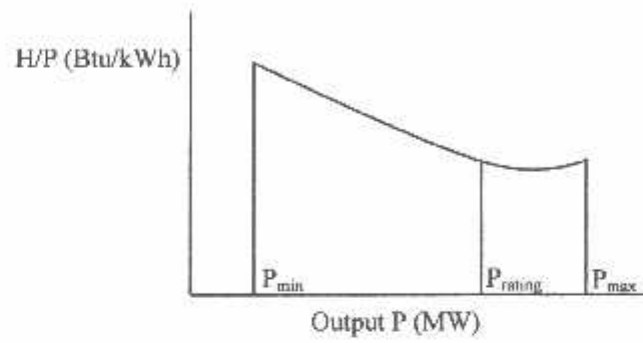


Gambar 2.1 Karakteristik *Input-Output* Pembangkit Termal yang Ideal

### 2.10 Karakteristik *Heat-Rate*

Karakteristik *heat-rate* merupakan karakteristik yang menunjukkan efisiensi dari sebuah sistem. Karakteristik yang menunjukkan input kalor yang diberikan untuk menghasilkan energi sebesar 1 kilowatt jam pada megawatt *output* dari suatu unit.

Kurva karakteristik *heat-rate* ini dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Kurva Karakteristik *Heat Rate* Pembangkit

### BAB III METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Sistem Jaringan Mahakam

Sistem tenaga listrik pada sistem Mahakam 150 kV yang meliputi pembangkitan, penyaluran dan distribusi, tenaga listrik ini dibangkitkan oleh pembangkit termal. Pada skripsi ini akan dibahas pengoptimalan daya pembangkitan pada sistem pembangkit termal yang ada di sistem kelistrikan Mahakam yaitu PLTU, PLTGU, PLTG, PLTMG dan PLTD.

#### 3.2 Data Pembangkit pada Sistem Mahakam 150 kV

##### 3.2.1 Daftar Pengkodean pada Pembangkit dan Bus Sistem Mahakam 150 kV

Tabel 3.1 Daftar Pengkodean pada Pembangkit dan Bus Sistem Mahakam 150 kV

Kode Bus Data			Code Lines	
Nama	Nomer	Kode	Dari	Ke
Embalut	1	0	nl	nr
Grayal	2	1	1	2
Graya2	3	2	1	3
Gkltmx	4	2	1	4
Gtjbt1	5	2	1	5
Gtjbt2	6	2	1	6
Gtjbt3	7	2	1	7
Gmme1	8	2	1	8
Gmme2	9	2	1	9
Gmme3	10	2	1	10
Gefk1	11	2	1	11
Gefk2	12	2	1	12
Gefk3	13	2	1	13
Gefk4	14	2	1	14
Gefk5	15	2	1	15
bktbiru	16	0	1	16
tkawang	17	0	1	17
Gkrasam1	18	2	17	18
Gkrasam2	19	2	17	19
Gkrasam3	20	2	17	20
Gkrasam4	21	2	17	21
Gkrasam5	22	2	17	22
Gkrasam6	23	2	17	23
Gkrasam7	24	2	17	24
Gkrasam8	25	2	17	25

Gsambera1	26	2	17	26
Gsambera2	27	2	17	27
Harapan	28	0	17	28
Gkldng1	29	2	28	39
Gkldng2	30	2	28	29
Gkldng3	31	2	28	30
Gkldng4	32	2	28	31
Gkldng5	33	2	28	32
Gkldng6	34	2	28	33
Gkldng7	35	2	28	34
Gsmundo	36	2	28	35
sambutan	37	0	28	36
bukuan	38	0	28	38
joang	39	0	38	37
Gkarjo1	40	2	39	40
Gkarjo2	41	2	39	41
Gkarjo3	42	2	39	42
mgsri	43	0	39	43
Gkltnx1	44	2	43	54
Gkltnx2	45	2	43	44
Gkltnx3	46	2	43	45
Gbtkn1	47	2	43	46
Gbtkn2	48	2	43	47
Gbtkn3	49	2	43	48
Gbtkn4	50	2	43	49
Gbtkn5	51	2	43	50
Gbtkn6	52	2	43	51
Gcdb	53	2	43	52
industri	54	0	43	53
Gmlng1	55	2	54	55
Gmlng2	56	2	54	56
Gmlng3	57	2	54	57
Gmlng4	58	2	54	58
Gmlng5	59	2	54	59
Gmlng6	60	2	54	60

### 3.2.2 Data Beban Puncak Bus Sistem 150 kV pada Pukul 19.00 Wita

Tabel 3.2 Data Beban Puncak Bus Sistem 150 kV pada Pukul 19.00 Wita

No	GARDU INDUK	19:00		A	kV
		MW	MVA <sub>r</sub>		
1	Embalut	19.2	5	40.00	142
2	Bukit Biru	20.5	6.3	93.60	142
3	Tengkawang	32.2	2.4	132.00	142
4	Harapan baru	40	10	168.00	143
5	Bukuan	67.3	12.5	285.00	140
6	Sambutan	31.6	6.9	143.00	141
7	Karang joang	29.8	9.4	125.00	142
8	Manggar sari	80.6	29.8	353.00	141
9	Industri	29.3	10.8	139	143
		350.5	93.1	1478.6	

### 3.2.3 Data Pembangkit Termal Pada Sistem Mahakam 150 kV

Pada skripsi ini akan membahas pembangkit termal yang ada pada sistem Mahakam 150 kV. Data pembangkit yang dibahas pada sistem 150 kV ini dapat dilihat pada Tabel 3.3 dan Tabel 3.4.

Tabel 3.3 Data Koefisien Pembangkit

No	Unit Pembangkit	Koefisien Pebangkit		
		a	b	c
1	PLTG Peaking 1	0,070	0,050	15209,7
2	PLTG peaking 2	0,070	0,050	15609,4
3	PLTD KALTIMEX 3	0,010	0,010	9694,1
4	Tj. Batu 1	0,070	0,050	11910,3
5	Tj. Batu 2	0,070	0,050	11910,3
6	Tj. Batu 3	0,070	0,050	11766,0
7	PLTMG BME 1	0,070	0,050	336,7
8	PLTU CFK #1	0,082	0,088	16994,0
9	PLTU CFK #2	0,082	0,088	16994,0
10	PLTU CFK #3	0,082	0,088	16762,0
11	PLTU CFK #4	0,082	0,088	16762,0
12	PLTU CFK #5	0,082	0,088	16762,0
13	PLTD KRSAM #1	0,028	0,032	9704,8
14	PLTD KRSAM #2	0,028	0,032	9704,8
15	PLTD KRSAM #3	0,120	0,032	9704,8
16	PLTD KRSAM #4	0,120	0,010	9559,6
17	PLTD KRSAM #5	0,120	0,021	9562,7
18	PLTD KRSAM #6	0,120	0,032	9972,2

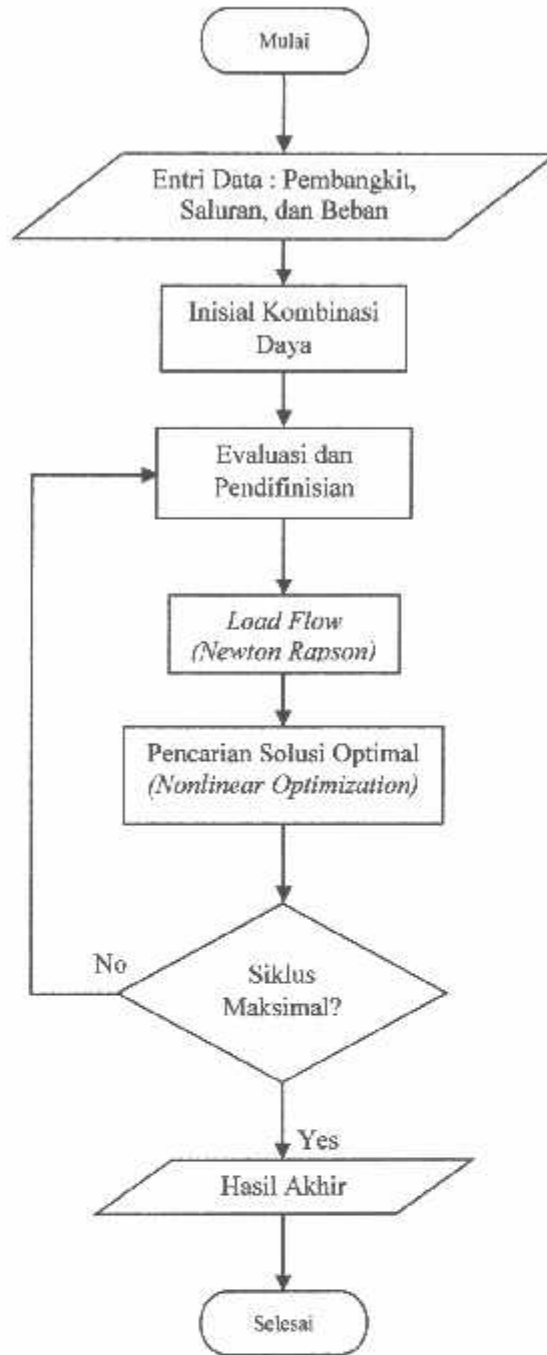
19	PLTD KRSAM #7	0,068	0,043	9620,9
20	PLTD KRSAM #8	0,068	0,043	9167,3
21	PLTG Sambera # 1	0,019	0,080	1217,0
22	PLTG Sambera # 2	0,019	0,080	12286,9
23	PLTD Keledang #1	0,068	0,043	10391,5
24	PLTD Keledang #2	0,068	0,043	10538,8
25	PLTD Keledang #3	0,068	0,043	9925,5
26	PLTD Keledang #4	0,068	0,043	9463,1
27	PLTD Keledang #5	0,068	0,043	10364,8
28	PLTD Keledang #6	0,068	0,043	9925,5
29	PLTD Keledang #7	0,068	0,043	9925,5
30	PLTD WARTSILA #1	0,095	0,020	8499,8
31	PLTD WARTSILA #2	0,095	0,020	8499,8
32	PLTD WARTSILA# 3	0,095	0,020	8499,8
33	PLTD Kaltimex 1	0,010	0,010	9694,1
34	PLTD Kaltimex 2	0,010	0,010	9694,1
35	PLTMG Kaltimex	0,010	0,010	348,5
36	PLTD Cogindo #1	0,070	0,020	8490,6
37	PLTD Cogindo #2	0,070	0,020	8490,6
38	PLTD Cogindo #3	0,070	0,020	8490,6
39	PLTD Cogindo #4	0,070	0,020	8490,6
40	PLTD Batakan #5	0,080	0,043	9360,4
41	PLTD Batakan #6	0,080	0,043	9865,0
42	PLTD Gn. Malang #1	0,032	0,150	9853,1
43	PLTD Gn. Malang #2	0,032	0,150	9759,9
44	PLTD Gn. Malang #3	0,032	0,150	9437,9
45	PLTD Gn. Malang #4	0,032	0,150	9920,1
46	PLTD Gn. Malang #5	0,032	0,150	9402,1
47	PLTD Gn. Malang #6	0,032	0,043	9636,5

Tabel 3.4 Data Daya Maksimal dan Minimal Pembangkit.

No.	Pembangkit	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)
1	PLTG Peaking 1	10	70
2	PLTG peaking 2	10	70
3	PLTD KALTIMEX 3	6	7.8
4	Tj. Batu 1	12	15
5	Tj. Batu 2	12	14
6	Tj. Batu 3	1	2.9
7	PLTMG BME 1	0.87	2.60
8	PLTU CFK #1	15	22.5
9	PLTU CFK #2	15	22.5
10	PLTU CFK #3	35	50
11	PLTU CFK #4	4.1	24.6
12	PLTU CFK #5	4.1	24.6
13	PLTD KRSAM #1	0.5	2.87

14	PLTD KRSAM #2	0.5	2.87
15	PLTD KRSAM #3	0.5	2.87
16	PLTD KRSAM #4	0.5	2.51
17	PLTD KRSAM #5	0.5	2.31
18	PLTD KRSAM #6	0.5	2.37
19	PLTD KRSAM #7	1.0	4.8
20	PLTD KRSAM #8	1.0	4.8
21	PLTG Sambera # 1	0	13.0
22	PLTG Sambera # 2	0	15.3
23	PLTD Keledang #1	0.5	2.52
24	PLTD Keledang #2	0.5	3.5
25	PLTD Keledang #3	0.5	4.0
26	PLTD Keledang #4	1.0	3.01
27	PLTD Keledang #5	1.0	3.71
28	PLTD Keledang #6	1.0	4.0
29	PLTD Keledang #7	1.0	4.0
30	PLTD WARTSILA #1	6	11.5
31	PLTD WARTSILA #2	6	11.5
32	PLTD WARTSILA# 3	1.5	13.5
33	PLTD Kaltimex 1	9.31	10.2
34	PLTD Kaltimex 2	6	7.8
35	PLTMG Kaltimex	4.8	8.5
36	PLTD Cogindo #1	6.2	8.0
37	PLTD Cogindo #2	6.2	8.0
38	PLTD Cogindo #3	6.2	8.0
39	PLTD Cogindo #4	6.2	8.0
40	PLTD Batakan #5	0.5	3.2
41	PLTD Batakan #6	1.0	3.2
42	PLTD Gn. Malang #1	0.5	2.8
43	PLTD Gn. Malang #2	0.5	2.31
44	PLTD Gn. Malang #3	0.5	2.31
45	PLTD Gn. Malang #4	0.5	2.14
46	PLTD Gn. Malang #5	0.5	2.31
47	PLTD Gn. Malang #6	0.5	2.8

### 3.3 Flowchart Economic Dispatch



Gambar 3.1

*Flowchart Economic Dispatch*

Pada bagian entri data, maka data-data yang akan digunakan untuk analisis dalam skripsi ini akan dimasukkan ke dalam struktur program yang digunakan. Beberapa data penting yang akan digunakan antara lain berupa data jaringan listrik, data pembangkit, data beban, dan lainnya. Data-data ini digunakan sebagai parameter analisis untuk menentukan kondisi optimasi sebagai bagian utama bagi sistem yang akan dievaluasi.

Pada bagian inisial kombinasi daya, setiap kemungkinan kombinasi daya yang akan dibangkitkan untuk mendukung kebutuhan sejumlah beban tertentu akan dikominasikan dari berbagai kapasitas pembangkit yang ada, dengan keragaman komposisi jumlah daya yang akan dibangkitkan.

Bagian evaluasi dan pendefinisian digunakan untuk mengevaluasi dan menetapkan bahwa semua kemungkinan kombinasi berbagai pembangkit masih berada pada rentang kecukupan daya yang diijinkan, sehingga daya yang akan dipilih masih berada pada rentang kapasitas produksi yang diijinkan secara operasional di setiap titik pembangkitan.

Bagian loadflow digunakan untuk menguji setiap kemungkinan kombinasi pembangkit dengan memperhatikan semua kondisi sistem dan jaringan yang ada. Sehingga secara teknis seluruh kondisi optimasi harus tetap memenuhi kriteria yang ada di sistem, agar proses pengiriman daya ke beban tetap berada pada batasan yang diinginkan.

Tahap pencarian solusi optimal digunakan untuk melacak dan mencari solusi yang paling optimal, dengan parameter biaya yang dihasilkan. Dengan demikian, proses ini mencari titik yang paling optimal terhadap hasil operasional dari sisi biaya, bagi semua kemungkinan kombinasi pembangkit yang digunakan.

Hasil akhir dan analisis digunakan untuk memberikan hasil secara numeris atau grafis dengan pertimbangan rumusan dan tujuan yang diinginkan dalam pembahasan skripsi ini.

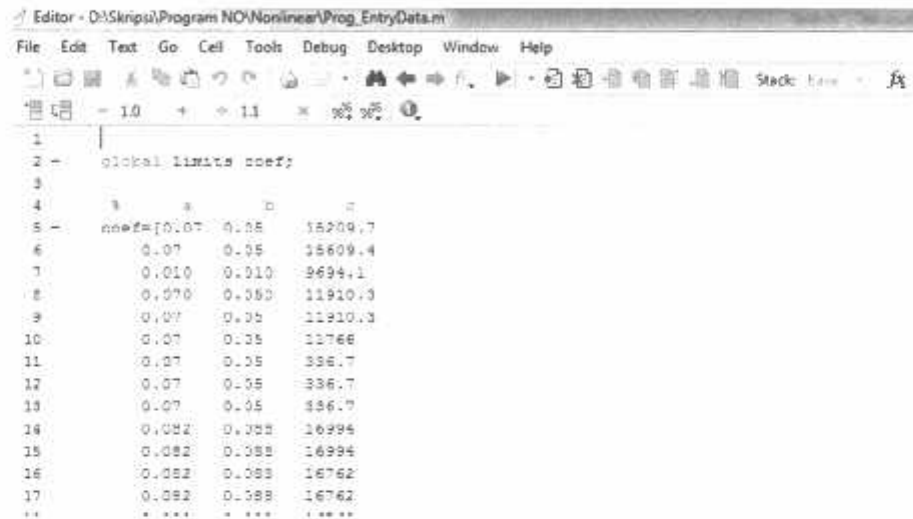
---

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Langkah Pencarian *Economic Dispatch*

Langkah dalam melakukan pencarian economic dispatch dengan menggunakan matlab versi R2010a yaitu sebagai berikut :

#### 1. Tampilan input data pembangkit



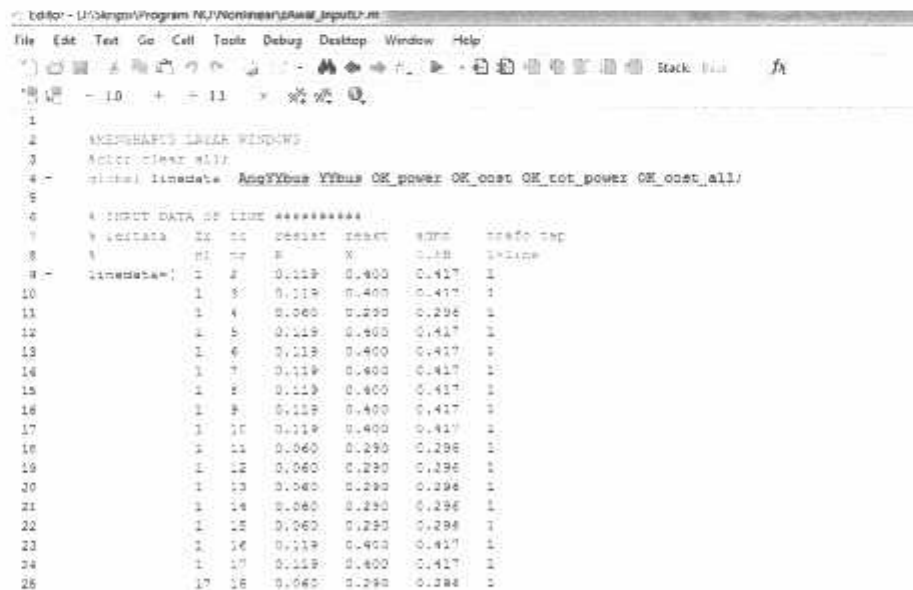
```

Editor - D:\Skripsi\Program NO\Nonlinear\Prog_EntryData.m
File Edit Text Go Cell Tools Debug Desktop Window Help
-10 + -11 x % % %
1
2 global limits cost;
3
4
5 cost=[0.07 0.05 15209.7
6         0.07 0.05 15609.4
7         0.010 0.010 9694.1
8         0.070 0.050 11910.3
9         0.07 0.05 11910.3
10        0.07 0.05 11766
11        0.07 0.05 336.7
12        0.07 0.05 336.7
13        0.07 0.05 336.7
14        0.082 0.308 16994
15        0.082 0.308 16994
16        0.082 0.308 16762
17        0.082 0.308 16762
18
19
20

```

Gambar. 4.1 Tampilan Input Data Pembangkit

#### 2. Tampilan input data saluran



```

Editor - U:\Skripsi\Program NO\Nonlinear\Prog_Input.m
File Edit Text Go Cell Tools Debug Desktop Window Help
-10 + -11 x % % %
1
2
3
4 global limits cost;
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26

```

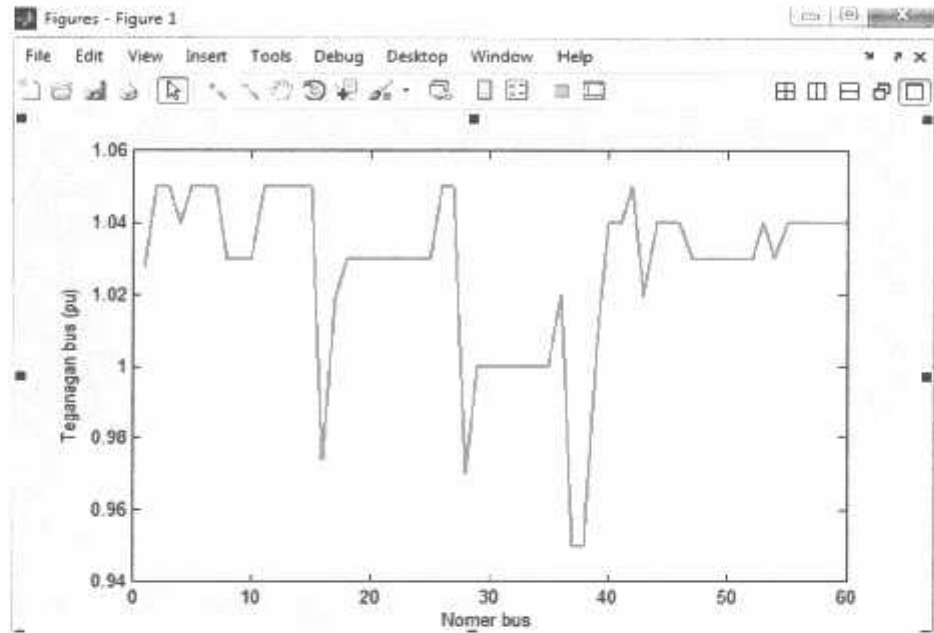
Gambar. 4.2 Tampilan Input Data Saluran



14	1,050	37,722	0,000	0,000	41,000	1,881
15	1,050	37,722	0,000	0,000	41,000	1,881
16	0,974	27,184	20,500	6,300	0,000	0,000
17	1,019	13,971	32,200	2,400	0,000	0,000
18	1,030	14,511	0,000	0,000	4,040	3,013
19	1,030	14,511	0,000	0,000	4,040	3,013
20	1,030	14,511	0,000	0,000	4,040	3,013
21	1,030	14,511	0,000	0,000	4,040	3,013
22	1,030	14,505	0,000	0,000	4,000	3,021
23	1,030	14,505	0,000	0,000	4,000	3,021
24	1,030	15,097	0,000	0,000	7,600	2,330
25	1,030	15,097	0,000	0,000	7,600	2,330
26	1,050	13,936	0,000	0,000	2,000	10,375
27	1,050	13,936	0,000	0,000	2,000	10,375
28	0,970	0,678	40,000	10,000	0,000	0,000
29	1,000	1,244	0,000	0,000	5,218	9,260
30	1,000	1,244	0,000	0,000	5,218	9,260
31	1,000	1,240	0,000	0,000	5,200	9,263
32	1,000	1,240	0,000	0,000	5,200	9,263
33	1,000	1,454	0,000	0,000	6,400	9,029
34	1,000	1,454	0,000	0,000	6,400	9,029
35	1,000	1,454	0,000	0,000	6,400	9,029
36	1,020	4,423	0,000	0,000	25,000	13,120
37	0,950	-35,714	31,600	6,900	0,000	0,000
38	0,950	-21,216	67,300	12,500	0,000	0,000
39	1,006	1,700	29,800	9,400	0,000	0,000
40	1,040	4,676	0,000	0,000	15,000	4,794
41	1,040	4,676	0,000	0,000	15,000	4,794
42	1,050	4,475	0,000	0,000	15,000	7,461
43	1,019	0,508	80,600	29,800	0,000	0,000
44	1,040	1,932	0,000	0,000	10,200	5,380
45	1,040	1,932	0,000	0,000	10,200	5,380
46	1,040	2,134	0,000	0,000	8,400	2,956
47	1,030	1,387	0,000	0,000	6,080	2,539
48	1,030	1,387	0,000	0,000	6,080	2,539
49	1,030	1,387	0,000	0,000	6,080	2,539
50	1,030	1,387	0,000	0,000	6,080	2,539
51	1,030	1,387	0,000	0,000	6,080	2,539
52	1,030	1,387	0,000	0,000	6,080	2,539
53	1,040	2,712	0,000	0,000	0,000	4,544
54	1,030	-0,480	29,300	10,800	4,000	0,000
55	1,040	0,054	0,000	0,000	4,000	2,696
56	1,040	0,054	0,000	0,000	4,040	2,696
57	1,040	0,060	0,000	0,000	4,040	2,688
58	1,040	0,060	0,000	0,000	4,040	2,688
59	1,040	0,060	0,000	0,000	4,040	2,688
60	1,040	0,060	0,000	0,000	4,040	2,688

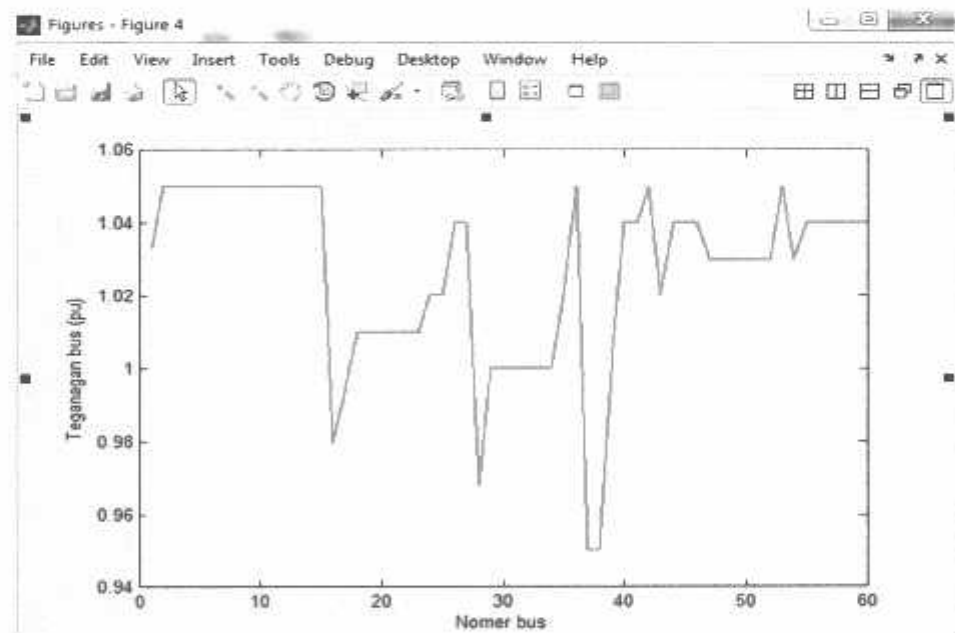
Pada Tabel 4.1 menunjukkan *load flow* sebelum dilakukan optimasi dimana setiap bus mempunyai nilai tegangan, sudut dan beban yang berbeda-beda dengan total loss sebesar 53,80 MW atau 13,41% dari total daya pembangkitan 399,19 MW.

1. Tampilan grafik tegangan tiap bus pada *load flow* sebelum dioptimasi



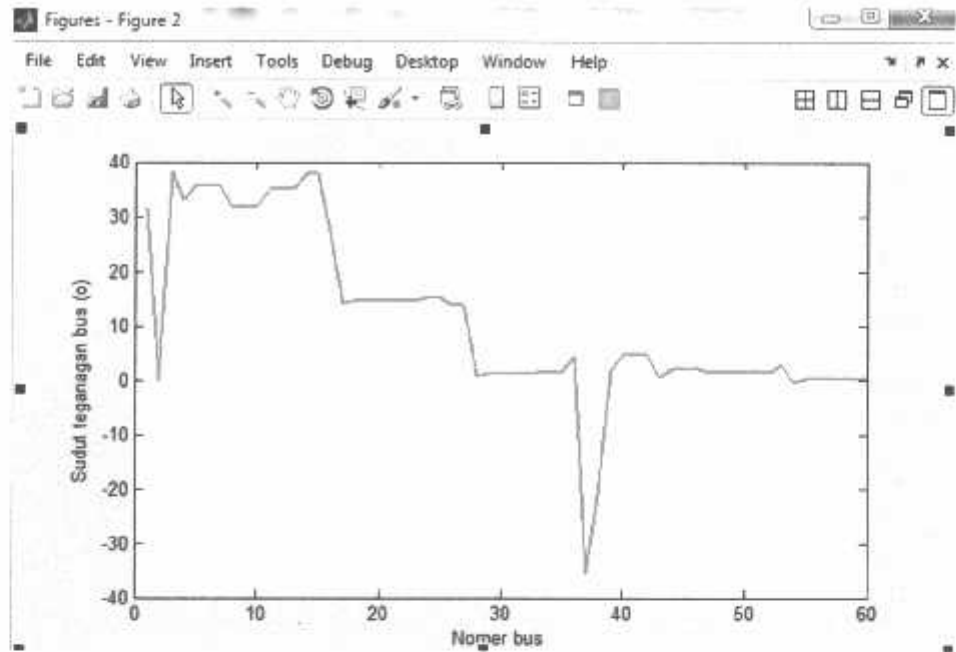
Gambar. 4.4 Grafik Tegangan Tiap Bus Pada *Load Flow* Sebelum Optimasi

1. Grafik tegangan tiap bus pada *load flow* setelah optimasi



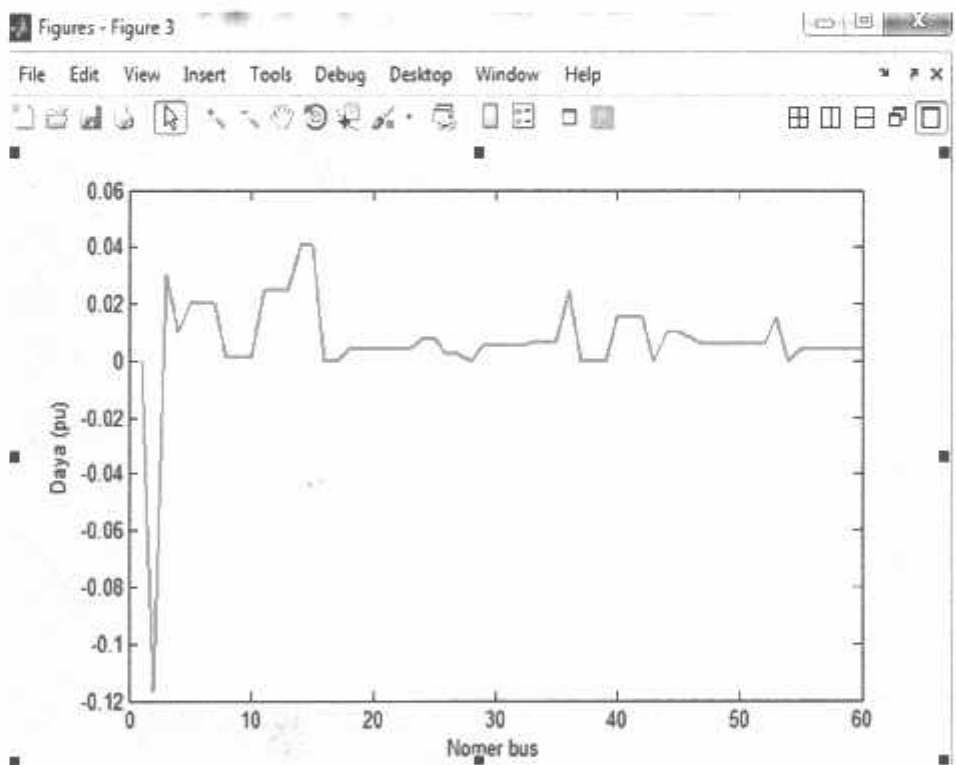
Gambar. 4.5 Grafik Tegangan Tiap Bus Pada *Load Flow* Setelah Optimasi

2. Grafik sudut tiap bus pada *load flow* sebelum optimasi



Gambar. 4.6 Tampilan Grafik Sudut Tiap Bus Pada *Load Flow* Sebelum Optimasi

3. Grafik daya tiap bus pada *load flow* sebelum optimasi



Gambar. 4.7 Tampilan Grafik Daya Tiap Bus Pada *Load Flow* Sebelum Optimasi

## 4.2.2 Hasil Perhitungan Daya dan Biaya Sebelum Optimasi

Tabel 4.2 Daya dan Biaya Sebelum Optimasi

No.	Unit Pembangkit	Daya (MW)	Biaya (\$)
1	PLTG Peaking 1	64,30	15502,3293
2	PLTG Peaking 2	25,34	15655,61
3	PLTD Kaltimex 3	8	9694,82
4	PLTGU Tj. Batu 1	0	11910,3
5	PLTGU Tj. Batu 2	0	11910,3
6	PLTGU Tj. Batu 3	0	11766
7	PLTMG BME 1	0,87	336,796483
8	PLTU CFK #1	23,14	17039,94401
9	PLTU CFK #2	19,31	17026,27512
10	PLTU CFK #3	40,15	16897,71905
11	PLTU CFK #4	40,65	16901,07585
12	PLTU CFK #5	41,82	16909,09098
13	PLTD Kr. Asam #1	0	9704,8
14	PLTD Kr. Asam #2	0	9704,8
15	PLTD Kr. Asam #3	0	9704,8
16	PLTD Kr. Asam #4	2,51	9560,381112
17	PLTD Kr. Asam #5	2,31	9563,388842
18	PLTD Kr. Asam #6	0	9972,2
19	PLTD Kr. Asam #7	0	9620,9
20	PLTD Kr. Asam #8	0	9167,3
21	PLTG Sambera # 1	13,30	1221,42491
22	PLTG Sambera # 2	0	12286,9
23	PLTD Keledang #1	0	10391,5
24	PLTD Keledang #2	0	10538,8
25	PLTD Keledang #3	0	9925,5
26	PLTD Keledang #4	3,01	9463,845517
27	PLTD Keledang #5	0	10364,8
28	PLTD Keledang #6	0	9925,5
29	PLTD Keledang #7	0	9925,5
30	PLTD Wartsila #1	12,10	8513,72
31	PLTD Wartsila #2	12,20	8514,1838
32	PLTD Wartsila # 3	23,60	8553,1832
33	PLTD Kaltimex 1	11,80	9695,6104
34	PLTD Kaltimex 2	11,80	9695,6104
35	PLTMG Kaltimex	7,60	349,1536
36	PLTD Cogindo #1	0	8491,3808
37	PLTD Cogindo #2	0	8490,6
38	PLTD Cogindo #3	0	8490,6
39	PLTD Cogindo #4	0	8490,6
40	PLTD Batakan #5	3,20	9360,4
41	PLTD Batakan #6	0	9865
42	PLTD Gn. Malang #1	0	9853,1
43	PLTD Gn. Malang #2	2,30	9760,41428
44	PLTD Gn. Malang #3	2,32	9438,420237
45	PLTD Gn. Malang #4	0	9920,1

46	PLTD Gn. Malang #5	2,32	9402,620237
47	PLTD Gn. Malang #6	0	9636,5
<b>Jumlah</b>		<b>399,19</b>	<b>505.334</b>

Pada Tabel 4.2 menunjukkan hasil perhitungan daya dan biaya operasi sebelum optimasi, dimana setiap unit pembangkit mempunyai nilai penyuplaian yang berbeda-beda, total daya yang dibangkitkan adalah sebesar 399,19 MW dengan biaya 505.334 \$/Jam.

### 4.3 Perhitungan Setelah Optimasi

#### 4.3.1 Hasil Perhitungan Daya dan Biaya Setelah Optimasi

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Daya dan Biaya Setelah Optimasi

No.	Unit pembangkit	Daya (MW)	Biaya (\$)
1	PLTG Peaking 1	37,5204	15310,1
2	PLTG Peaking 2	12,9784	15621,8
3	PLTD Kaltimex 3	7,55684	9694,75
4	PLTGU Tj. Batu 1	12,1371	11921,2
5	PLTGU Tj. Batu 2	14	11924,7
6	PLTGU Tj. Batu 3	2,9	11766,7
7	PLTMG BME 1	2,56915	337,29
8	PLTU CFK #1	22,5	17037,5
9	PLTU CFK #2	15,2338	17014,4
10	PLTU CFK #3	50	16971,4
11	PLTU CFK #4	24,6	16813,8
12	PLTU CFK #5	24,6	16813,8
13	PLTD Kr. Asam #1	2,87	9705,12
14	PLTD Kr. Asam #2	2,87	9705,12
15	PLTD Kr. Asam #3	2,87	9705,88
16	PLTD Kr. Asam #4	2,51	9560,38
17	PLTD Kr. Asam #5	2,31	9563,39
18	PLTD Kr. Asam #6	2,37	9972,95
19	PLTD Kr. Asam #7	4,8	9622,67
20	PLTD Kr. Asam #8	4,8	9169,07
21	PLTG Sambera # 1	13	1221,25
22	PLTG Sambera # 2	11,094	12290,1
23	PLTD Keledang #1	1,49398	10391,7
24	PLTD Keledang #2	3,5	10539,8
25	PLTD Keledang #3	4	9926,76
26	PLTD Keledang #4	3,01	9463,85
27	PLTD Keledang #5	3,71	10365,9

28	PLTD Keledang #6	3,1662	9926,32
29	PLTD Keledang #7	4	9926,76
30	PLTD Wartsila #1	6,74926	8504,26
31	PLTD Wartsila #2	11,5	8512,59
32	PLTD Wartsila # 3	5,21472	8502,49
33	PLTD Kaltimex 1	10,2	9695,24
34	PLTD Kaltimex 2	7,8	9694,79
35	PLTMG Kaltimex	8,5	349,308
36	PLTD Cogindo #1	7,41835	8494,6
37	PLTD Cogindo #2	8	8495,24
38	PLTD Cogindo #3	8	8495,24
39	PLTD Cogindo #4	8	8495,24
40	PLTD Batakan #5	3,2	9361,36
41	PLTD Batakan #6	3,2	9865,96
42	PLTD Gn. Malang #1	2,8	9853,77
43	PLTD Gn. Malang #2	2,31	9760,42
44	PLTD Gn. Malang #3	2,31	9438,42
45	PLTD Gn. Malang #4	2,14	9920,57
46	PLTD Gn. Malang #5	2,02062	9402,53
47	PLTD Gn. Malang #6	1,70406	9636,67
<b>Total</b>		<b>400,037</b>	<b>478.763</b>

Pada Tabel 4.3 menunjukkan hasil perhitungan daya dan biaya operasi setelah optimasi, dimana setiap unit pembangkit mempunyai nilai penyuplaian yang berbeda-beda, total daya yang dibangkitkan adalah sebesar 400,037 MW dengan biaya 478,763 \$/Jam.

#### 1. Tampilan hasil optimasi



```

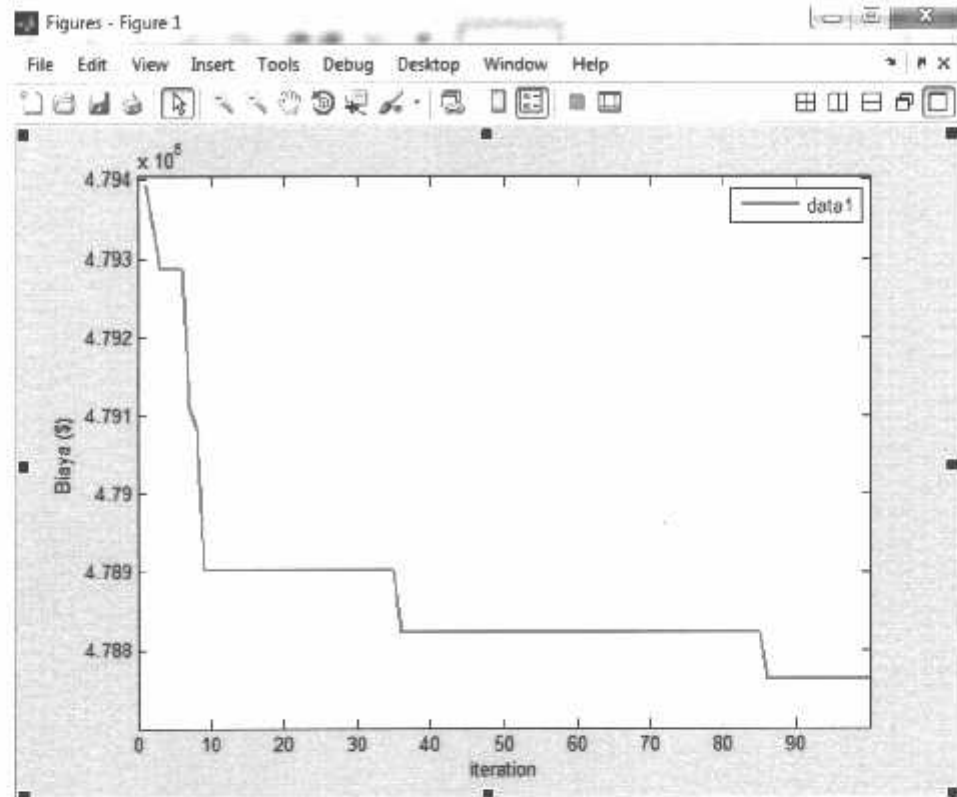
MATLAB 7.10.0 (R2010a)
File Edit Debug Parallel Desktop Window Help
D:\Skripsi\Program
Shortcuts How to Add What's New
-----
PROSES TELAH SELESAI...PROSES TELAH SELESAI...
PROSES TELAH SELESAI...PROSES TELAH SELESAI...
-----
KONDISI OPTIMAL-----
Optimal biaya ($): 478763
Optimal daya (MW): 400.037
Total beban (MW): 350.5
Total loss (MW): 49.537
Total loss (persen): 12.3831

BIAYA TIAP PEMBANGKIT-----
Biaya pembangkit_1 ($): 15310.1
Biaya pembangkit_2 ($): 15621.8
Biaya pembangkit_3 ($): 9694.75
Biaya pembangkit_4 ($): 11921.2
Biaya pembangkit_5 ($): 11924.7

```

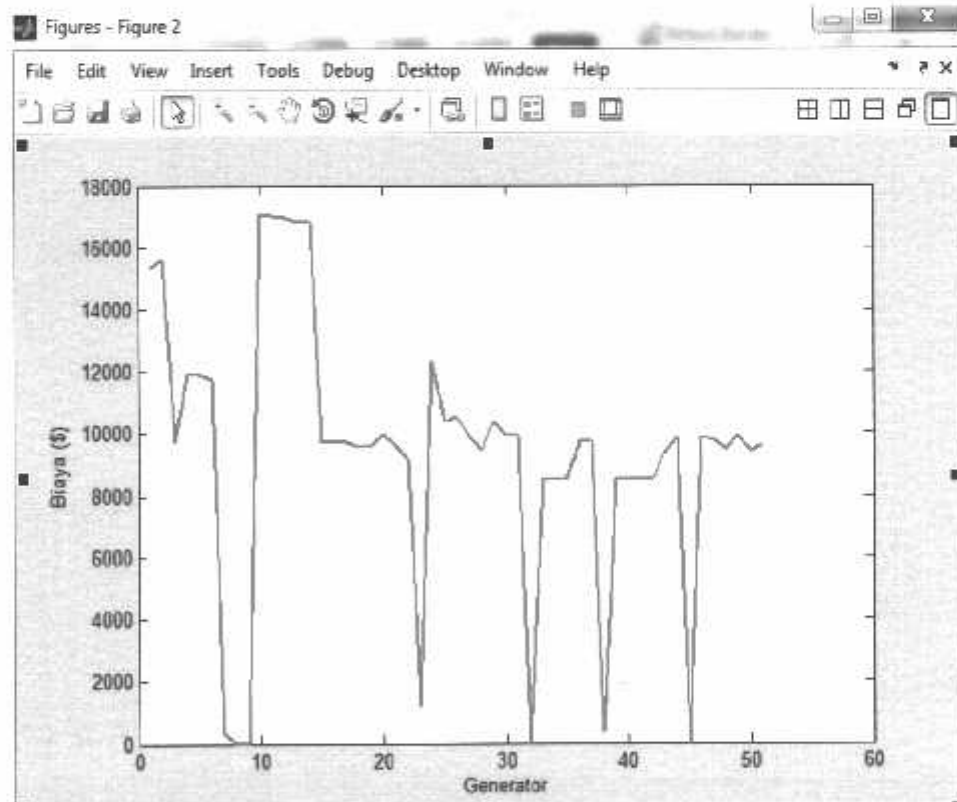
Gambar. 4.8 Tampilan Hasil Optimasi

2. Grafik biaya pada iterasi setelah optimasi



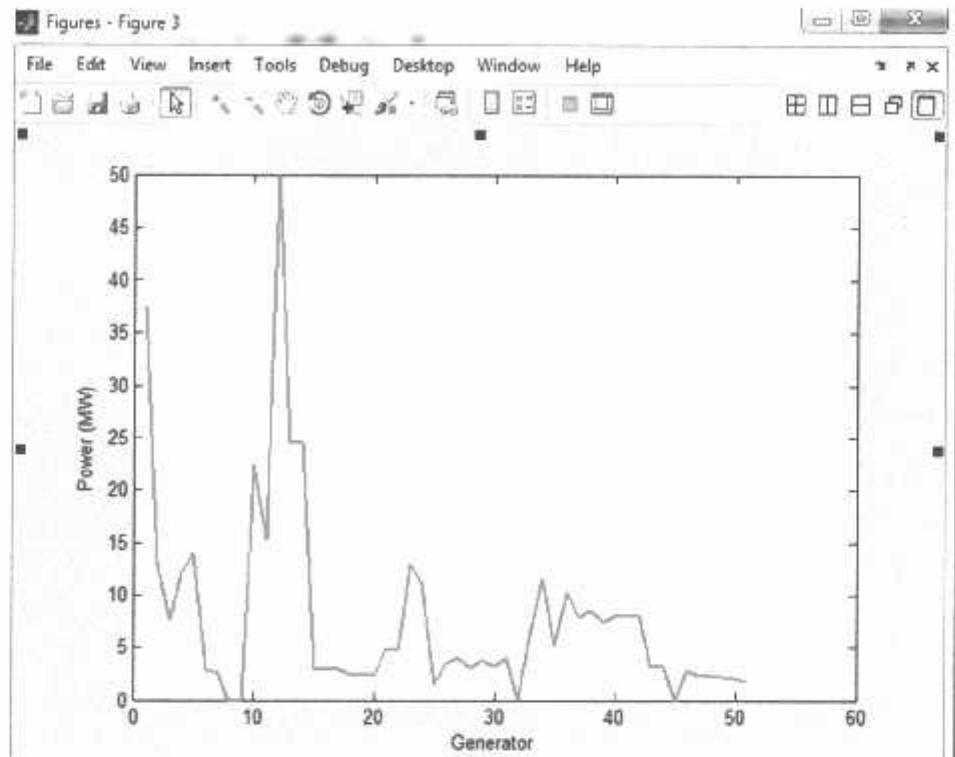
Gambar. 4.9 Tampilan Grafik Biaya Pada Iterasi Setelah Optimasi

3. Grafik biaya pada tiap unit pembangkit



Gambar. 4.10 Tampilan Grafik Biaya Pada Tiap Unit Pembangkit

#### 4. Grafik daya yang dibangkitkan pada setiap unit pembangkit



Gambar. 4.11 Grafik Daya Yang Dibangkitkan Setiap Unit Pembangkit

#### 4.3.2 Hasil Perhitungan Load Flow Setelah Optimasi

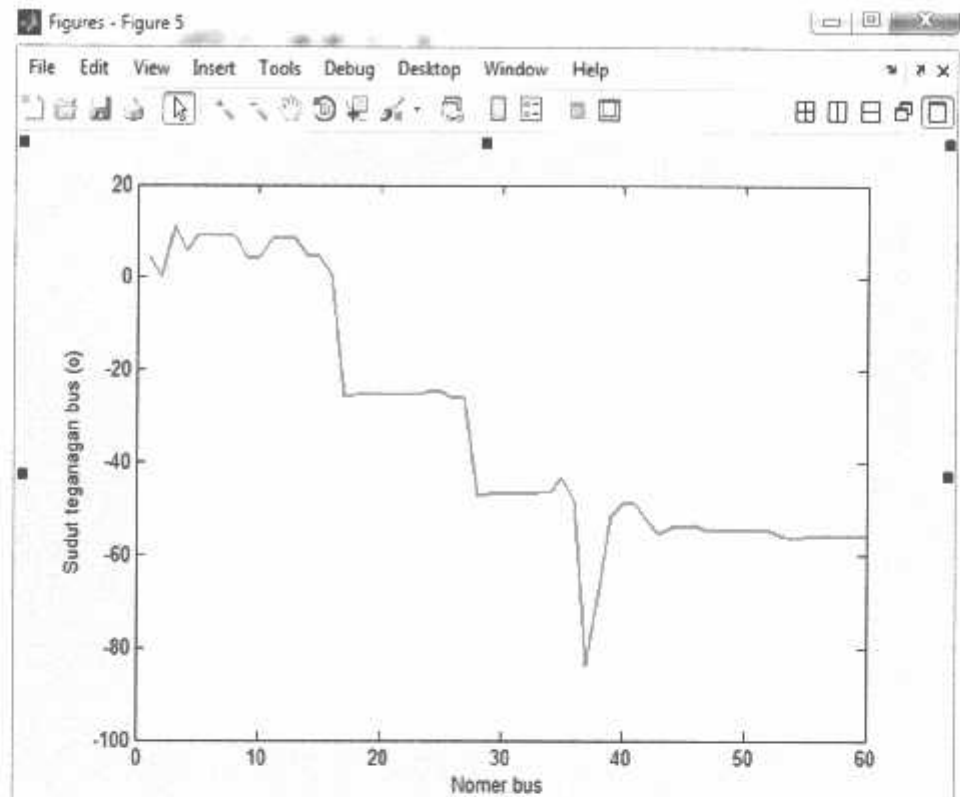
Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Load Flow Setelah Optimasi

No. Bus	Tegangan (PU)	Sudut	Beban		Pembangkit	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1	1,033	4,263	19,200	5,000	0,000	0,000
2	1,050	0,000	0,000	0,000	17,292	10,856
3	1,050	11,148	0,000	0,000	26,678	-2,738
4	1,050	6,055	0,000	0,000	7,800	4,118
5	1,050	8,901	0,000	0,000	13,527	-0,746
6	1,050	8,901	0,000	0,000	12,069	-0,746
7	1,050	8,901	0,000	0,000	2,900	-0,746
8	1,050	8,901	0,000	0,000	2,900	-0,746
9	1,050	4,345	0,000	0,000	0,000	4,434
10	1,050	4,345	0,000	0,000	0,000	4,434
11	1,050	8,400	0,000	0,000	22,500	1,751
12	1,050	8,400	0,000	0,000	16,476	1,751
13	1,050	8,400	0,000	0,000	37,978	1,751
14	1,050	4,430	0,000	0,000	11,570	6,113
15	1,050	4,430	0,000	0,000	24,600	6,113
16	0,980	0,402	20,500	6,300	0,000	0,000
17	0,995	-25,794	32,200	2,400	0,000	0,000
18	1,010	-25,274	0,000	0,000	2,785	4,291
19	1,010	-25,274	0,000	0,000	2,870	4,291

20	1,010	-25,274	0,000	0,000	2,870	4,291
21	1,010	-25,274	0,000	0,000	2,510	4,291
22	1,010	-25,281	0,000	0,000	2,310	4,299
23	1,010	-25,281	0,000	0,000	2,148	4,299
24	1,020	-24,793	0,000	0,000	4,438	7,162
25	1,020	-24,793	0,000	0,000	4,800	7,162
26	1,040	-25,992	0,000	0,000	13,000	15,612
27	1,040	-25,992	0,000	0,000	15,300	15,612
28	0,968	-47,276	40,000	10,000	0,000	0,000
29	1,000	-46,733	0,000	0,000	2,520	9,930
30	1,000	-46,733	0,000	0,000	3,500	9,930
31	1,000	-46,736	0,000	0,000	4,000	9,933
32	1,000	-46,736	0,000	0,000	2,299	9,699
33	1,000	-46,522	0,000	0,000	3,710	9,669
34	1,000	-46,522	0,000	0,000	4,000	9,699
35	1,020	-43,547	0,000	0,000	4,000	13,797
36	1,050	-48,280	0,000	0,000	0,000	29,701
37	0,950	-83,910	31,600	6,900	0,000	0,000
38	0,950	-69,282	67,300	12,500	0,000	0,000
39	0,950	-51,655	29,800	9,400	0,000	0,000
40	1,040	-48,683	0,000	0,000	11,500	4,864
41	1,040	-48,683	0,000	0,000	9,937	4,864
42	1,050	-52,411	0,000	0,000	13,500	11,709
43	1,020	-55,404	80,600	29,800	0,000	0,000
44	1,040	-53,972	0,000	0,000	10,200	5,114
45	1,040	-53,972	0,000	0,000	7,800	5,114
46	1,040	-53,767	0,000	0,000	8,500	2,274
47	1,030	-54,517	0,000	0,000	8,000	2,276
48	1,030	-54,517	0,000	0,000	8,000	2,276
49	1,030	-54,517	0,000	0,000	7,115	2,276
50	1,030	-54,517	0,000	0,000	7,872	2,276
51	1,030	-54,517	0,000	0,000	0,755	2,276
52	1,030	-54,517	0,000	0,000	3,200	2,276
53	1,050	-55,751	0,000	0,000	0,000	10,806
54	1,030	-56,384	29,300	10,800	0,000	0,000
55	1,040	-55,849	0,000	0,000	2,800	2,658
56	1,040	-55,849	0,000	0,000	2,310	2,658
57	1,040	-55,842	0,000	0,000	2,140	2,650
58	1,040	-55,842	0,000	0,000	2,140	2,650
59	1,040	-55,842	0,000	0,000	2,008	2,650
60	1,040	-55,842	0,000	0,000	2,800	2,650

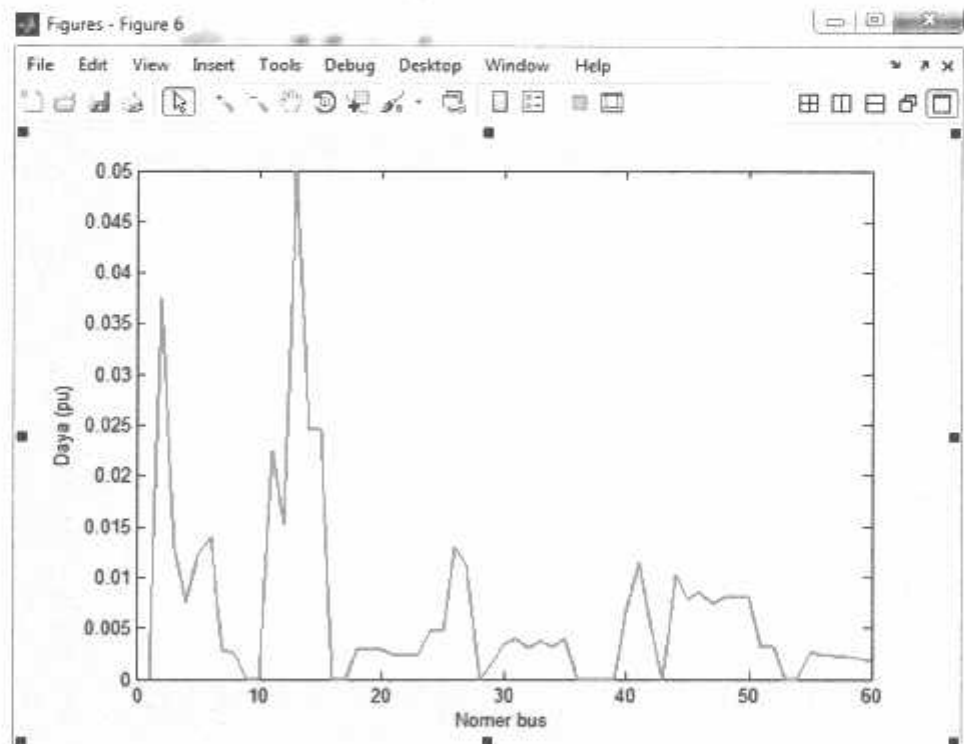
Pada tabel 4.4 menunjukkan hasil *load flow* setelah dilakukan optimasi dimana setiap bus mempunya nilai tegangan, sudut dan beban yang berbeda-beda dengan total loss 49,53 MW atau 12,38 % dari total daya pembangkitan sebesar 400,037 MW.

2. Grafik sudut tegangan pada setiap bus setelah optimasi



Gambar. 4.12 Tampilan Grafik Sudut Tegangan Pada Setiap Bus

3. Grafik daya pada setiap bus setelah optimasi



Gambar. 4.13 Tampilan Daya Pada Setiap Bus Setelah Dioptimasi

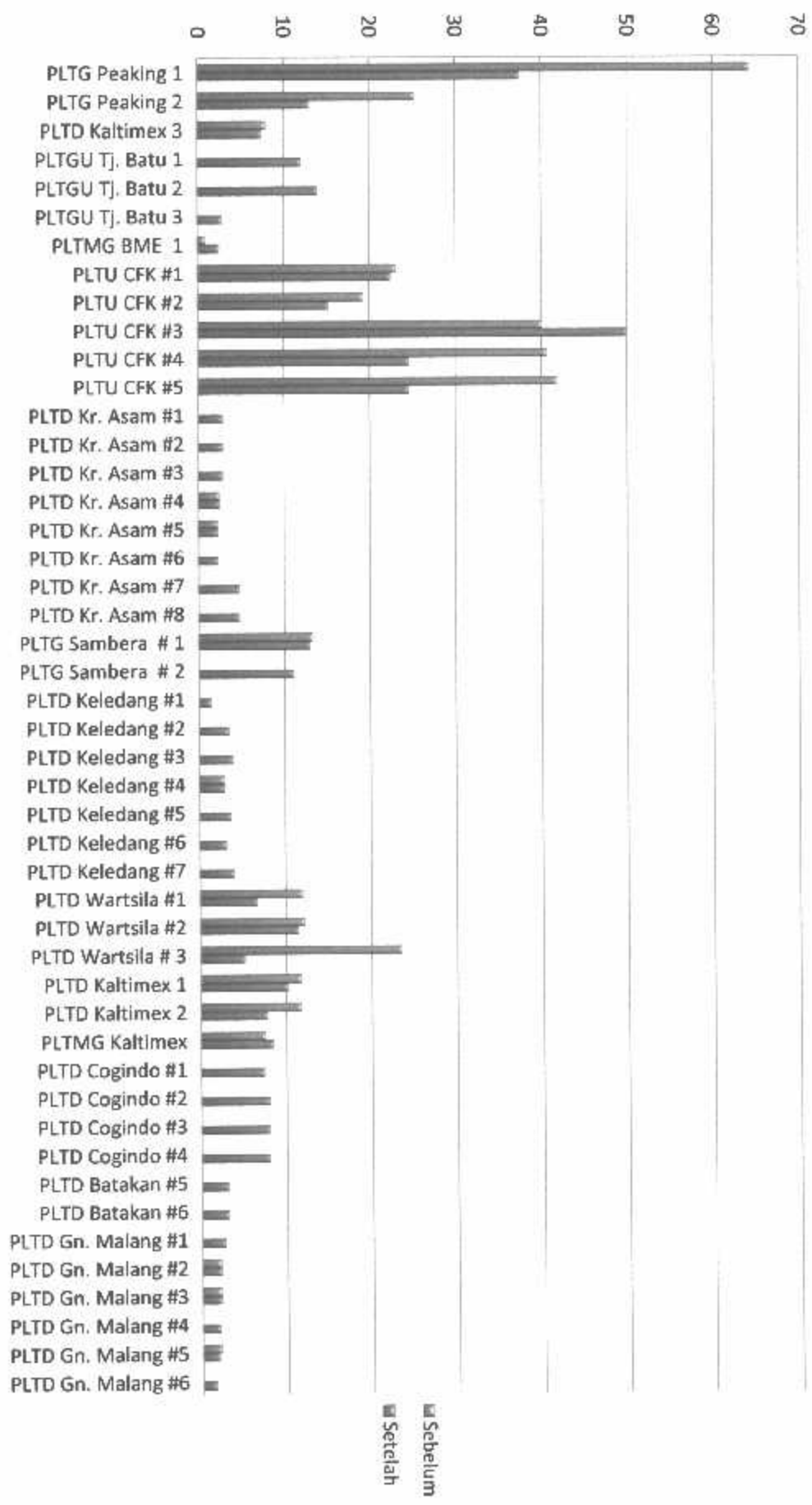
#### 4.4 Perbandingan Sebelum Optimasi dan Setelah Optimasi

Tabel 4.5 Perbandingan Daya dan Biaya Sebelum dan Setelah Optimasi

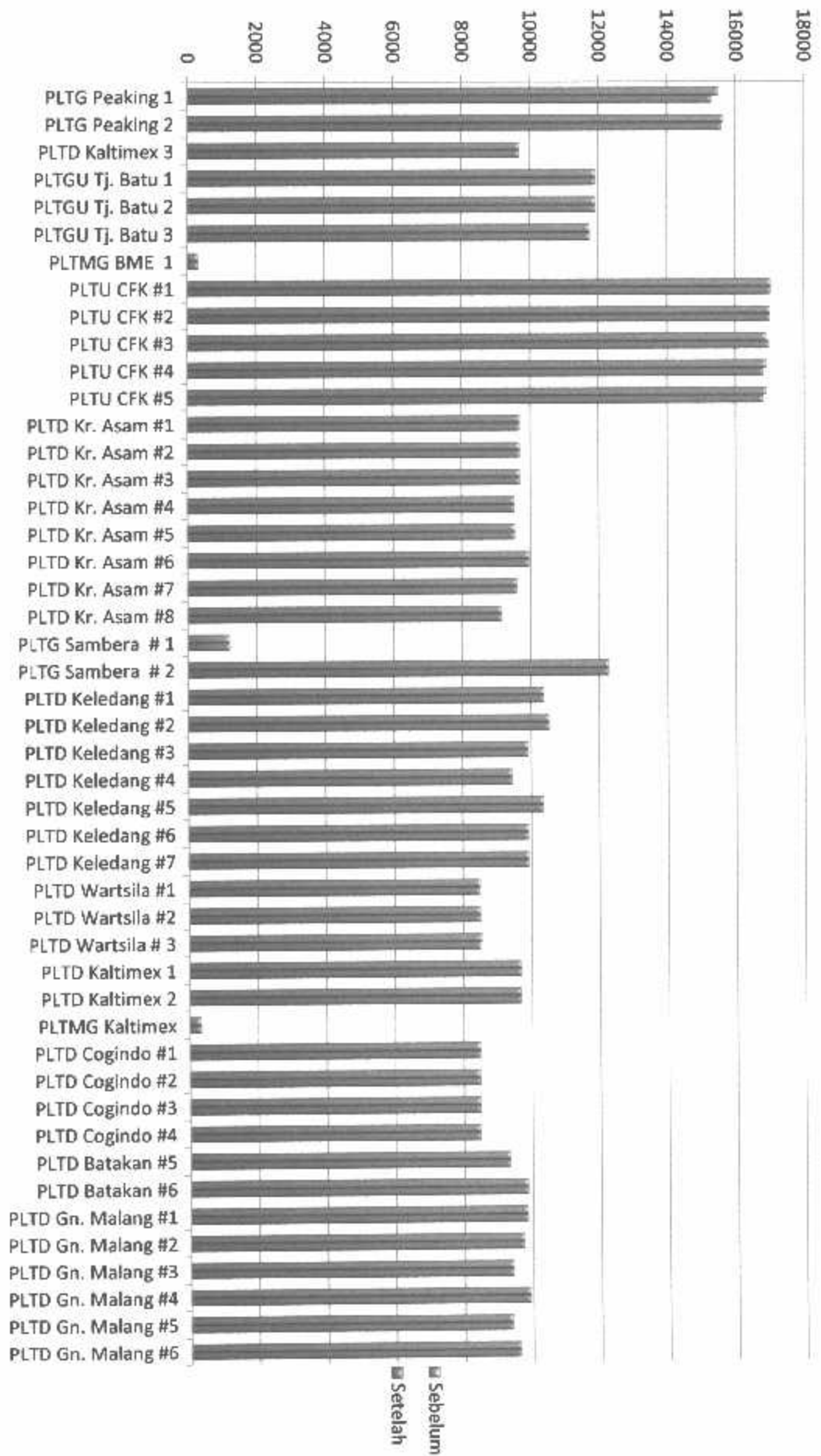
NO	Nama Pembangkit	Daya (MW)		Biaya (\$)	
		Sebelum	Setelah	Sebelum	Setelah
1	PLTG Peaking 1	64,30	37,5204	15502,3293	15310,1
2	PLTG Peaking 2	25,34	12,9784	15655,61	15621,8
3	PLTD Kaltimex 3	8	7,55684	9694,82	9694,75
4	PLTGU Tj. Batu 1	0	12,1371	11910,3	11921,2
5	PLTGU Tj. Batu 2	0	14	11910,3	11924,7
6	PLTGU Tj. Batu 3	0	2,9	11766	11766,7
7	PLTMG BME 1	0,87	2,56915	336,796483	337,29
8	PLTU CFK #1	23,14	22,5	17039,94401	17037,5
9	PLTU CFK #2	19,31	15,2338	17026,27512	17014,4
10	PLTU CFK #3	40,15	50	16897,71905	16971,4
11	PLTU CFK #4	40,65	24,6	16901,07585	16813,8
12	PLTU CFK #5	41,82	24,6	16909,09098	16813,8
13	PLTD Kr. Asam #1	0	2,87	9704,8	9705,12
14	PLTD Kr. Asam #2	0	2,87	9704,8	9705,12
15	PLTD Kr. Asam #3	0	2,87	9704,8	9705,88
16	PLTD Kr. Asam #4	2,51	2,51	9560,381112	9560,38
17	PLTD Kr. Asam #5	2,31	2,31	9563,388842	9563,39
18	PLTD Kr. Asam #6	0	2,37	9972,2	9972,95
19	PLTD Kr. Asam #7	0	4,8	9620,9	9622,67
20	PLTD Kr. Asam #8	0	4,8	9167,3	9169,07
21	PLTG Sambera # 1	13,30	13	1221,42491	1221,25
22	PLTG Sambera # 2	0	11,094	12286,9	12290,1
23	PLTD Keledang #1	0	1,49398	10391,5	10391,7
24	PLTD Keledang #2	0	3,5	10538,8	10539,8
25	PLTD Keledang #3	0	4	9925,5	9926,76
26	PLTD Keledang #4	3,01	3,01	9463,845517	9463,85
27	PLTD Keledang #5	0	3,71	10364,8	10365,9
28	PLTD Keledang #6	0	3,1662	9925,5	9926,32
29	PLTD Keledang #7	0	4	9925,5	9926,76
30	PLTD Wartsila #1	12,0	6,74926	8513,72	8504,26
31	PLTD Wartsila #2	12,20	11,5	8514,1838	8512,59
32	PLTD Wartsila # 3	23,60	5,21472	8553,1832	8502,49
33	PLTD Kaltimex 1	11,80	10,2	9695,6104	9695,24
34	PLTD Kaltimex 2	11,80	7,8	9695,6104	9694,79
35	PLTMG Kaltimex	7,60	8,5	349,1536	349,308
36	PLTD Cogindo #1	3,2,	7,41835	8491,3808	8494,6
37	PLTD Cogindo #2	0	8	8490,6	8495,24
38	PLTD Cogindo #3	0	8	8490,6	8495,24
39	PLTD Cogindo #4	0	8	8490,6	8495,24
40	PLTD Batakan #5	0	3,2	9360,4	9361,36

41	PLTD Batakan #6	0	3,2	9865	9865,96
42	PLTD Gn. Malang #1	0	2,8	9853,1	9853,77
43	PLTD Gn. Malang #2	2,30	2,31	9760,41428	9760,42
44	PLTD Gn. Malang #3	2,32	2,31	9438,420237	9438,42
45	PLTD Gn. Malang #4	0	2,14	9920,1	9920,57
46	PLTD Gn. Malang #5	2,32	2,02062	9402,620237	9402,53
47	PLTD Gn. Malang #6	0	1,70406	9636,5	9636,67
<b>Total</b>		<b>399,19</b>	<b>400,037</b>	<b>505.334</b>	<b>478.763</b>

Pada Tabel 4.5 dapat dilihat kondisi setelah dilakukan optimasi total biaya 478.763 \$/Jam dengan daya dibangkitkan sebesar 400,037 MW, apabila dibandingkan dengan kondisi awal yaitu 505.334 \$/Jam dengan daya total sebesar 399,19 MW. Sehingga terjadi penghematan sebesar 26.571 \$/Jam.



Gambar. 4.14 Grafik perbandingan daya pada setiap pembangkit sebelum dan setelah optimasi



Gambar. 4.15 Grafik perbandingan biaya pada setiap pembangkit sebelum dan setelah optimasi

## PENTUP

### BAB V

#### 5.1. Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil simulasi dengan menggunakan sistem Mahakam 150 kV dan mempertimbangkan berbagai kendala operasional, bahwa semua pembangkit memproduksi daya keluaran yang bervariasi selama 24 jam. Dengan mengacu pada data dan hasil running dapat diketahui hasil perhitungan *nonlinear optimization* pada kondisi sebelum dilakukan optimasi total biaya 505.334 \$/jam dengan daya yang dibangkitkan sebesar 399,19 MW sedangkan setelah optimasi biaya pembangkitannya menjadi 478.763 \$/jam dengan total daya pembangkitan 400,037 MW maka terjadi penghematan sebesar 26.571 \$/jam.
2. Pada *load flow* setelah optimasi total loss sebesar 49,537 MW atau 12,38 %, dari daya total pembangkitan 400,037 MW apabila dibandingkan dengan sebelum dilakukan optimasi yaitu sebesar 53,80 MW atau 13,41 % dari daya total pembangkitan sebesar 399,19 MW.

#### 5.2 Saran

Perhitungan *economic dispatch* bisa dilakukan dengan menggunakan metode- metode lain seperti algoritma dan iterasi lamda.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Bommirani, B. dan Thennalar, K. *Optimization technique for the economic dispatch in power system operation*, 2013.
- [2] Gross Charles, A. *Power system analysis*. 1986.
- [3] Viola Anesya, Priyadi Ardiono dan Robandi Inam, *optimasi economic pada system kelistrikan Jawa Bali 500 kV menggunakan differential evolutionary algorithm*, 2012.
- [4] J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*. New York: Wiley, 1996.
- [5] A.N. Afandi, *HSABC Algorithm searching the optimal solution (CHD) problem considering uncontrolled distance placements*, 2015.
- [6] *Nonlinear and dynamic optimization: From Theory to Practice*. By B. Chachuat 2007 Automatic Control Laboratory, EPFL, Switzerland.
- [7] D.P Kohari, dan I.J Nagarath. *Modern Power System Analysis*, 1980.
- [8] Saadat Hadi. *Power System Analysis*. 1999.
- [9] Kritianto Dheo. *Operasi Ekonomis Pembangkit Tenaga Listrik Dengan Metode Iterasi Lamda Menggunakan Komputasi Paralel*.
- [10] Martah Riva Nihayatul. *Operasi Ekonomis Pembangkit Thermal Sistem 500 kV Jawa-Bali Dengan Pendekatan Algoritma Fuzzy Logic*. 2013





**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

1. Nama : AWAJUDDIN
2. NIM : 1212904
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : *ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM 150 KV MENGGUNAKAN METODE NONLINEAR OPTIMIZATION.*

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

Hari : Sabtu

Tanggal : 30 Januari 2016

Dengan Nilai : 76 (B+) &

**Panitia Ujian Skripsi**

Sekretaris Majelis Penguji

(Dr. Eng. I Komang Somawirata, ST, MT.)  
NIP. P.1030100361

(M. Ibrahim Ashari, ST, MT.)  
NIP. P. 1030100358

Ketua Majelis Penguji

**Anggota Penguji**

Penguji II

(Bambang Prio Hartono, ST, MT.)  
NIP. Y.1028400082

Penguji I

(Ir. Teguh Herbasuki, MT.)  
NIP. Y.1038900209

**Formulir Perbaikan Ujian Skripsi**

Dalam Pelaksanaan Ujian Skripsi Jenjang Strata I Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T. Energi Listrik /  
 T. Elektronika, / T. Komputer, / T. Telekomunikasi, Maka Perlu Adanya Perbaikan Skripsi Untuk Mahasiswa:

Nama : **Awalludin**  
 NIM : **12722904**  
 Perbaikan Meliputi :

Revisi : **~ lampiran grafik tegangan tiap bus sebelum & sesudah perubahan**

**~ sebelum & sesudah perubahan**

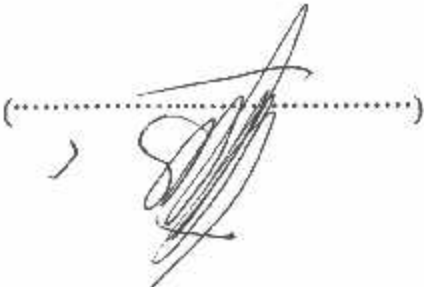
**~ lampiran grafik**

**~ Diambilkan Single Line Diagram**  
**~ Sistem 150 kv Muktam**

**~ Harap di check lagi label A-S!**

**(apa sdh berisi? ditanyakan di pem-  
 himbing) → show program**

Malang, .....  
 2016





**PERSetujuan Perbaikan Skripsi**

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1)

yang diselenggarakan pada :

Hari/Tanggal : Sabtu, 30 Januari 2016

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh:

Nama : A WALLUDDIN

NIM : 12.12.904

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Judul Skripsi : *ECONOMIC DISPATCH* PADA SISTEM

KELISTRIKAN MAHAKAM 150 KV

MENGGUNAKAN METODE *NONLINEAR*

*OPTIMIZATION*

No	Materi Perbaikan	Paraf
1	Tampilan grafik tegangan tap bus sebelum dan sesudah dioptimasi halaman 26 dan halaman 34 harap dijadikan satu.	<i>[Signature]</i>
2	Dilampirkan single line diagram sistem Mahakam 150 KV	<i>[Signature]</i>
3	Harap di check lagi tabel 4.51 (apa sudah betul?)	<i>[Signature]</i>

Disetujui,

Dosen Penguji I

Ir. Teguh Herbasuki, MT

NIP. Y.1038900209

Dosen Pembimbing I

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT

NIP. Y.1018800189

Dosen Pembimbing II

Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT

NIP. 196105031992021001



**FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI**

Nama : AWALUDDIN

NIM : 12.12.904

Masa Bimbingan : 28 Mei 2015 – 20 Februari 2016

Judul Skripsi : *ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM Kelistrikan*

MAHAKAM 150 KV MENGGUNAKAN METODE *NONLINEAR*

*OPTIMIZATION.*

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1	28-05-2015	Bimbingan latar belakang dan tujuan yang akan dicapai	<i>[Signature]</i>
2	21-06-2015	Bimbingan BAB I	<i>[Signature]</i>
3	01-07-2015	Bimbingan BAB II	<i>[Signature]</i>
4	07-07-2015	Bimbingan BAB III	<i>[Signature]</i>
5	20-08-2015	Lengkapi data data yang diperlukan	<i>[Signature]</i>
6	22-08-2015	Bimbingan hasil dan pembahasan	<i>[Signature]</i>
7	24-08-2015	Bimbingan BAB IV	<i>[Signature]</i>
8	26-08-2016	Bimbingan BAB V	<i>[Signature]</i>
9	01-02-2016	Bimbingan hasil revisi	<i>[Signature]</i>
10	04-02-2016	Sempurnakan sesuai buku skripsi dan jilid	<i>[Signature]</i>

Malang,  
Dosen Pembimbing I

*[Signature]*  
 Ir. Yusril Ismail Nakhoda, MT  
 NIP. Y. 1018800189



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nim : 1212904

Nama : Awaluddin

Masa Bimbingan :

Judul :

*ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM 150 KV  
 MENGGUNAKAN METODE NON LINEAR OPTIMIZATION*

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1	3-6-2015	Leistung bus, bus, utic, tog < 157kV bus simulas k etap load flow, loadin prog	/
2		konar program	
3		konar hasil program	
4	Kab, 23 Juli 2015	konar hasil seminar	/
5	Kamis, 23 Juli 2015	konar hasil seminar	/
6		hasil Disk. style base of part 2	
7		hasil & hasil sim grade 2 (480)	
8	17-10-2015	seminar non seminar	/
9		17-10-2015 ke K. Ulin on. seminar	/
10			

Malang,

Dosen Pembimbing II

Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT  
 NIP. 196105031992021001



Nomor Surat : ITN-159/EL-FTI/2015 Tanggal, 28 Mei 2015

Lampiran : -

Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI

Kepada : Yth. Bapak/Ibu Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT  
Dosen Teknik Elektro S-1  
ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa :

Nama : AWAL LUDIN  
Nama : 1212904  
Fakultas : Teknologi Industri  
Program Studi : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/i selama masa waktu :

“Semester Genap Tahun Akademik Genap 2014 - 2015”

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



M. Ibrahim Ashari, ST, MT  
NIP. P. 1030100358



Nomor Surat : ITN-159/EL-FTI/2015  
Tanggal, 28 Mei 2015

Lampiran :-

Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI

Kepada : Yth. Bapak/Ibu Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT

Dosen Teknik Elektro S-1

ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa

Nama : AWALEDDIN

Nim

: 1212904

Fakultas

: Teknologi Industri

Program Studi

: Teknik Elektro S-1

Konsentrasi

: Teknik Energi Listrik

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/i selama masa waktu :

“ Semester Genap Tahun Akademik Genap 2014 - 2015 ”

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



M. Ibrahim Ashari, ST, MT  
NIP. P. 1030100358

BERITA ACARA RAPAT PERSETUJUAN JUDUL/PROPOSAL SKRIPSI

PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Tanggal :

1.	NIM	1212904
2.	Nama	Azzalidun
3.	Judul yang diajukan	Optimum F <sub>1</sub> pada sistem tenaga listrik (untuk review) & metode nonlinear
4.	Disetujui/Ditolak	
5.	Catatan: Persepsi saya sebagai berikut: 1. Optimalisasi daya transmisi. 2. Menekankan pada sistem transmisi.	
6.	Pembimbing yang diusulkan: 1. Ir. Yusuf I. Nakhoda, MT ✓ 2. Ir. Mada Wastawa, MT ✓	
Menyetujui		
1. Koordinator Dosen Kelompok Keahlian		
2. Dosen Kelompok Keahlian (Terlampir)		

\* : Coret yang tidak perlu

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1**

**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

Kampus II : Jl. Raya Karanglo Km. 2 Telp. (0341) 417656 Malang



**BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI  
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik**

1.	Nim	: 1212904	
2.	Nama	: AWAALUDDIN	
3.	Konsentrasi Jurusan	: Teknik Energi Listrik	
4.	Jadwal Pelaksanaan:	16 April 2015	Waktu
			09:00
			Tempat
			III.1.4
5.	Judul proposal yang diseminarkan Mahasiswa	OPTIMASI ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM 150 KV MENGGUNAKAN METODE NONLINEAR OPTIMIZATION	
6.	Perubahan judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian		
7.	Catatan :		
8.	Dosen Keahlian I Disetujui, Dosen Keahlian I	Dosen Keahlian II Disetujui, Dosen Keahlian II	Dosen Keahlian III Disetujui, Dosen Keahlian III
Persetujuan judul Skripsi			
Mengetahui, Ketua Program Studi Teknik Elektro S1		Calon Dosen Pembimbing ybs	
M. Ibrahim Ashari, ST, MT NIP. P 1030100358		Pembimbing I	Pembimbing II

# BERITA ACARA SEMINAR PROGRESS SKRIPSI PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO SI

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



## KONSENTRASI Energi Listrik

1.	Nama Mahasiswa	AWALUDDIN	NIM	1212904
2.	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat / Ruang
	Pelaksanaan			

3.	Judul Skripsi	OPTIMASI ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM 150 KV MENGGUNAKAN METODE NONLINEAR OPTIMIZATION
----	---------------	---

4.	Perubahan Judul	ECONOMIC DISPATCH PADA SISTEM KELISTRIKAN MAHAKAM 150 KV MENGGUNAKAN METODE NONLINEAR OPTIMIZATION
----	-----------------	--

5.	Catatan	<p>1. Peserta yang kurang dari 10 orang                  2. Untuk pendaftaran wajib sebelum 08.00                  3. Datang dengan membawa alat tulis dan alat tulis lain                  4. Peserta yang terlambat akan dikenakan denda Rp 10.000</p>
----	---------	--

6.	<p style="text-align: center;">Mengesetahu, Ketua Jurusan, <i>(Signature)</i> M. Ibrahim Ashari, ST, MT</p>	<p style="text-align: center;">Pembimbing I <i>(Signature)</i> Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT</p>
	Disetujui, Dosen Pembimbing	Pembimbing II <i>(Signature)</i> Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT

**PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI**

Yang Bertanda Tangan Dibawah Ini:

Nama .....  
 NIM .....  
 Semester .....  
 Fakultas .....  
 Jurusan .....  
 Konsentrasi: **TEKNIK ENERGI LISTRIK**  
**TEKNIK ELEKTRONIKA**  
**TEKNIK KOMPUTER DAN INFORMATIKA**  
**TEKNIK KOMPUTER**  
**TEKNIK TELEKOMUNIKASI**  
 Alamat: Jl. Tembung Kemawe Tulu PT 04 RW 04 NO. 38 MALANG 65191


Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat SKRIPSI Tingkat Sarjana. Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama ini 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 keahian (MKB) sesuai konsentrasinya
4. Telah menempuh matakuliah > 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 kebenarannya data tersebut diatas  
 Recording Teknik Elektro S-1

  
 Ketua Prodi Teknik Elektro S-1

Disetujui  
  
 M. Ibrahim Ashari, ST, MT  
 NIP. P. 1030100358

Malang, 8 September ..... 2014  
 Pembon  
  
 Awaluddin

Mengetahui  
 Dosen Wali  


Catatan:  
 Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Ketua Prodi T. elektro S-1



```

clear all;
global iter LossLimit Loadmax_P Loadmax_Q Randpower Behanf OK_cost OK_tot_power OK_cost_all;
OK_cost OK_tot_power OK_cost_all;
%KONDISI RUNNING
Randpower=100; %untuk kombinasi daya
iter=100; %untuk semua iterasi
%KONDISI SISTEM
Behanf=350.5; %Beban MW
BehanfQ=93.1; %Beban Mvar
LossLimit=5; %persen rugi daya
RUNNING PROGRAM
Prog_Jalankan
Zawal_TF_utama
%Global iter coeft lb ub Range ngen coeft Randpower Loadmax_P limits
Behanf Iter coeft lb ub Range ngen coeft Randpower Loadmax_P limits
ita=iter;
for it=1:ita;
fprintf(' iterasi ke=%d\n',it)
Prog_Populasi;
InIPow;
disp(' the input parameter is:');
InIPow=InIPow;
Generator=InIPow;
MM_G(1,1)=MM_G(1,1); save(['G1 MM - '], MM_G(1,1));
MM_G(1,2)=MM_G(1,2); save(['G2 MM - '], MM_G(1,2));
MM_G(1,3)=MM_G(1,3); save(['G3 MM - '], MM_G(1,3));
MM_G(1,4)=MM_G(1,4); save(['G4 MM - '], MM_G(1,4));
MM_G(1,5)=MM_G(1,5); save(['G5 MM - '], MM_G(1,5));
MM_G(1,6)=MM_G(1,6); save(['G6 MM - '], MM_G(1,6));
MM_G(1,7)=MM_G(1,7); save(['G7 MM - '], MM_G(1,7));
MM_G(1,8)=MM_G(1,8); save(['G8 MM - '], MM_G(1,8));
MM_G(1,9)=MM_G(1,9); save(['G9 MM - '], MM_G(1,9));
MM_G(1,10)=MM_G(1,10); save(['G10 MM - '], MM_G(1,10));
MM_G(1,11)=MM_G(1,11); save(['G11 MM - '], MM_G(1,11));
MM_G(1,12)=MM_G(1,12); save(['G12 MM - '], MM_G(1,12));
end

```

```

MM_G13(11,13)=MM_G(11,13); save(['G13 MM - 1'], MM_G13, ' ');
MM_G14(11,14)=MM_G(11,14); save(['G14 MM - 1'], MM_G14, ' ');
MM_G15(11,15)=MM_G(11,15); save(['G15 MM - 1'], MM_G15, ' ');
MM_G16(11,16)=MM_G(11,16); save(['G16 MM - 1'], MM_G16, ' ');
MM_G17(11,17)=MM_G(11,17); save(['G17 MM - 1'], MM_G17, ' ');
MM_G18(11,18)=MM_G(11,18); save(['G18 MM - 1'], MM_G18, ' ');
MM_G19(11,19)=MM_G(11,19); save(['G19 MM - 1'], MM_G19, ' ');
MM_G20(11,20)=MM_G(11,20); save(['G20 MM - 1'], MM_G20, ' ');
MM_G21(11,21)=MM_G(11,21); save(['G21 MM - 1'], MM_G21, ' ');
MM_G22(11,22)=MM_G(11,22); save(['G22 MM - 1'], MM_G22, ' ');
MM_G23(11,23)=MM_G(11,23); save(['G23 MM - 1'], MM_G23, ' ');
MM_G24(11,24)=MM_G(11,24); save(['G24 MM - 1'], MM_G24, ' ');
MM_G25(11,25)=MM_G(11,25); save(['G25 MM - 1'], MM_G25, ' ');
MM_G26(11,26)=MM_G(11,26); save(['G26 MM - 1'], MM_G26, ' ');
MM_G27(11,27)=MM_G(11,27); save(['G27 MM - 1'], MM_G27, ' ');
MM_G28(11,28)=MM_G(11,28); save(['G28 MM - 1'], MM_G28, ' ');
MM_G29(11,29)=MM_G(11,29); save(['G29 MM - 1'], MM_G29, ' ');
MM_G30(11,30)=MM_G(11,30); save(['G30 MM - 1'], MM_G30, ' ');
MM_G31(11,31)=MM_G(11,31); save(['G31 MM - 1'], MM_G31, ' ');
MM_G32(11,32)=MM_G(11,32); save(['G32 MM - 1'], MM_G32, ' ');
MM_G33(11,33)=MM_G(11,33); save(['G33 MM - 1'], MM_G33, ' ');
MM_G34(11,34)=MM_G(11,34); save(['G34 MM - 1'], MM_G34, ' ');
MM_G35(11,35)=MM_G(11,35); save(['G35 MM - 1'], MM_G35, ' ');
MM_G36(11,36)=MM_G(11,36); save(['G36 MM - 1'], MM_G36, ' ');
MM_G37(11,37)=MM_G(11,37); save(['G37 MM - 1'], MM_G37, ' ');
MM_G38(11,38)=MM_G(11,38); save(['G38 MM - 1'], MM_G38, ' ');
MM_G39(11,39)=MM_G(11,39); save(['G39 MM - 1'], MM_G39, ' ');
MM_G40(11,40)=MM_G(11,40); save(['G40 MM - 1'], MM_G40, ' ');
MM_G41(11,41)=MM_G(11,41); save(['G41 MM - 1'], MM_G41, ' ');

```

```

MM_G42(11,42)=MW_G(11,42); save(['G42',MM - ], 'MW_G42', '-');
MM_G43(11,43)=MW_G(11,43); save(['G43',MM - ], 'MW_G43', '-');
MM_G44(11,44)=MW_G(11,44); save(['G44',MM - ], 'MW_G44', '-');
MM_G45(11,45)=MW_G(11,45); save(['G45',MM - ], 'MW_G45', '-');
MM_G46(11,46)=MW_G(11,46); save(['G46',MM - ], 'MW_G46', '-');
MM_G47(11,47)=MW_G(11,47); save(['G47',MM - ], 'MW_G47', '-');
MM_G48(11,48)=MW_G(11,48); save(['G48',MM - ], 'MW_G48', '-');
MM_G49(11,49)=MW_G(11,49); save(['G49',MM - ], 'MW_G49', '-');
MM_G50(11,50)=MW_G(11,50); save(['G50',MM - ], 'MW_G50', '-');
MM_G51(11,51)=MW_G(11,51); save(['G51',MM - ], 'MW_G51', '-');
end

PowerAll=InfPow4;
AA=coeff(:,1); AArepmat = repmat(AA, [RandPower 1]);
BB=coeff(:,2); BBrepmat = repmat(BB, [RandPower 1]);
CC=coeff(:,3); CCrepmat = repmat(CC, [RandPower 1]);
GenCost=PowerAll.*PowerAll.*AArepmat+PowerAll.*BBrepmat+CCrepmat;
Tot_daya=sum(PowerAll,');
Tot_cost=sum(GenCost,');
DayaDancost=[PowerAll Tot_daya Tot_cost];
Min_Tot_cost=min(Tot_cost);
OptCost(11)=Min_Tot_cost;
IndPower=find(Tot_cost==Min_Tot_cost);
PwrIndek=IndPower(1,1);
PwrMin(11,:)=PowerAll(PwrIndek,:);
atl(11)=11;
end

PwrMin;
AA=OptCost;
AA1=AA(1:(11-1),1);
AA2=AA(2:11,1);
AA(11)=AA(1,1);
while 11<=11
    AA(11)=AA;
    if AA(11,1)>=AA(11,1);
        AA(11,1)=AA(11,1);
    else
        AA(11,1)=AA(11,1);
    end
end

```

```

end
AA (int+1,1)=Acall (int+1,1);
int=int+1;
end

AA;
Acall;
Optimal=Acall (Ita,1);
save(['Optimal Cost = ',Acall,' -result.'])
Infow;
DayadanCost;
Cek=Acall;
IndeksOptimal=Find(Cek=Optimal);
CRIndex=IndeksOptimal(1,1);
OK power=PwrIn(OKIndex,);
OK tot power=sum(OK power);
OK_loss=(OK tot power-BebanF)./OK tot power;
AA=(coef(:,1));
BB=(coef(:,2));
CC=(coef(:,3));
PWRaknir=OK power;
sumPWR=sum(PWRaknir);
OK_cost_all=PWRaknir.*PWRaknir.*AA+PWRaknir.*BB+CC;
OK_cost=sum(OK_cost_all);
OK_Ministal=Infow;
disp(' ');
disp('PROSES TELAH SELESAI...');
disp(' ');
disp(' Hasil Pada Kondisi Optimal:');
disp(' ');
disp(' Optimal biaya ($) : %g\n',OK_cost);
disp(' Optimal daya (MW) : %g\n',OK_tot_power);
disp(' ');
disp(' Biaya Tiap Pembangkit:');
disp(' ');
disp(' Biaya individu ($) : %g\n',OK_cost_all);
disp(' ');
disp(' Loss pada optimal daya (MW) : %g\n',OK_loss);
disp(' ');
disp(' Daya Tiap Pembangkit:');
disp(' ');
disp(' Daya Pembangkit (MW) : %g\n',OK_power);
OK_Ministal;
figure(1)
yy=yycall(1:Ita,1);
xx=ati;
plot(xx,yy);
xlabel('Generator');
ylabel('Biaya ($)');
figure(2)
yyA=OK_cost_all;
xxA=1:nGen;
plot(xxA,yyA);
xlabel('Generator');
ylabel('Biaya ($)');
figure(3)

```



G2=InIFow(:,2) ;  
G3=InIFow(:,3) ;  
G4=InIFow(:,4) ;  
G5=InIFow(:,5) ;  
G6=InIFow(:,6) ;  
G7=InIFow(:,7) ;  
G8=InIFow(:,8) ;  
G9=InIFow(:,9) ;  
G10=InIFow(:,10) ;  
G11=InIFow(:,11) ;  
G12=InIFow(:,12) ;  
G13=InIFow(:,13) ;  
G14=InIFow(:,14) ;  
G15=InIFow(:,15) ;  
G16=InIFow(:,16) ;  
G17=InIFow(:,17) ;  
G18=InIFow(:,18) ;  
G19=InIFow(:,19) ;  
G20=InIFow(:,20) ;  
G21=InIFow(:,21) ;  
G22=InIFow(:,22) ;  
G23=InIFow(:,23) ;  
G24=InIFow(:,24) ;  
G25=InIFow(:,25) ;  
G26=InIFow(:,26) ;  
G27=InIFow(:,27) ;  
G28=InIFow(:,28) ;  
G29=InIFow(:,29) ;  
G30=InIFow(:,30) ;  
G31=InIFow(:,31) ;  
G32=InIFow(:,32) ;  
G33=InIFow(:,33) ;  
G34=InIFow(:,34) ;  
G35=InIFow(:,35) ;  
G36=InIFow(:,36) ;  
G37=InIFow(:,37) ;  
G38=InIFow(:,38) ;  
G39=InIFow(:,39) ;  
G40=InIFow(:,40) ;  
G41=InIFow(:,41) ;  
G42=InIFow(:,42) ;  
G43=InIFow(:,43) ;  
G44=InIFow(:,44) ;  
G45=InIFow(:,45) ;  
G46=InIFow(:,46) ;  
G47=InIFow(:,47) ;  
G48=InIFow(:,48) ;  
G49=InIFow(:,49) ;  
G50=InIFow(:,50) ;  
G51=InIFow(:,51) ;  
G52=InIFow(:,52) ;  
G53=InIFow(:,53) ;  
G54=InIFow(:,54) ;  
G55=InIFow(:,55) ;  
G56=InIFow(:,56) ;





```

% MENGHITUNG YBUS DAN SUDUT YBUS
Ym=abs(zAwal_Ybus);
t=angle(zAwal_Ybus);

% MENGHITUNG URUTAN MatriK JACOBIAN
for k=1:nbus
    if kb(k) == 1, ns = ns+1; else, end
    if kb(k) == 2 ng = ng+1; else, end
    ngs(k) = ng;
    nss(k) = ns;
end
m=2*nbus-ng-2*ns;

% START ITERASI
clear n dc s bk
while maxerror >= accuracy & iter <= maxiter & Test for max. power
    ndismatch
    for l=1:m
        for k=1:m
            A(l,k)=0;
            %initializing jacobian matrix
        end
    end
    iter = iter+1;
    for n=1:nbus
        nm=n-nss(n);
        lm=nbus+n-ngs(n)-nss(n);
        j11=0; j22=0; j33=0; j44=0;
        for i=1:ndr
            if n1(i) == n | nr(i) == n
                if n1(i) == n, l = nr(i); end
                if nr(i) == n, l = n1(i); end
                j11=j11+Vm(n)*Vm(l)*sin(t(n,l)-delta(n)+delta(l));
                j33=j33+Vm(n)*Vm(l)*cos(t(n,l)-delta(n)+delta(l));
                if kb(n)~=1
                    j22=j22+Vm(l)*Vm(n,l)*cos(t(n,l)-delta(n)+delta(l));
                    j44=j44+Vm(l)*Vm(n,l)*sin(t(n,l)-delta(n)+delta(l));
                else, end
                if kb(n) ~= 1 & kb(l) ~= 1
                    lk = nbus+1-ngs(l)-nss(l)-ns;
                    ll = 1 - nss(l);
                end
            end
        end
    end
end
delta(n) = pi/180*delta(n);
Vm(n) = Vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));
end
delta(n) = pi/180*delta(n);
Vm(n) = Vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));
end
S(n) = P(n) + j*Q(n);
Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+Qsh(n))/basemva;
P(n)=(Pg(n)-Pd(n))/basemva;
delta(n) = Vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));

```

```

A(n, 11) = -Vm(n) * Vm(1) * Ym(n, 1) * sin(t(n, 1) - delta(n) +
delta(1));
A(n, 1k) = Vm(n) * Vm(1) * Ym(n, 1) * cos(t(n, 1) - delta(n) +
delta(1)); end
if kb(n) == 0 % off diagonal elements of J3
A(1m, 11) = -Vm(n) * Vm(1) * Ym(n, 1) * cos(t(n, 1) -
delta(n) + delta(1)); end
if kb(n) == 0 % off diagonal elements of J4
A(1m, 1k) = -Vm(n) * Vm(1) * Ym(n, 1) * sin(t(n, 1) - delta(n) -
delta(1)); end
else end
end
% KALKULASI DAYA TERHITUNG
Pk = Vm(n) * sqrt(2) * Ym(n, n) * cos(t(n, n) + J3);
Qk = -Vm(n) * sqrt(2) * Ym(n, n) * sin(t(n, n) - J1);
% PERHITUNGAN DAYA SWING AWAT
if kb(n) == 1 P(n) = Pk; Q(n) = Qk; end % Swing bus 2
% POWER BALANCE Q (MVAR)
if kb(n) == 2 Q(n) = Qk;
if Qmax(n) ~= 0
Qgc = Q(n) * PbaseMVA + Qd(n) - Qsh(n);
if iter <= 7
% Between the 2th & 6th
iterations
if iter > 2
% the Mvar of generator buses
are
% Qgc < Qmin(n), % tested, if not within
limits Vm(n)
Vm(n) = Vm(n) + 0.01; % is changed in steps of 0.01
pu to
else if Qgc > Qmax(n), % bring the generator Mvar
within
Vm(n) = Vm(n) - 0.01; end % the specified limits,
else, end
else, end
end
% KOMPONEN DIAGONAL JACOBIAN
if kb(n) == 1
A(n, n) = J11; % diagonal elements of J1
DC(n) = P(n) - Pk;
end
if kb(n) == 0
A(n, 1m) = 2 * Vm(n) * Ym(n, n) * cos(t(n, n) + J22); % diagonal elements
of J2
A(1m, n) = J33; % diagonal elements of J3
A(1m, 1m) = -2 * Vm(n) * Ym(n, n) * sin(t(n, n) - J44); % diagonal of
elements of J4
DC(1m) = Q(n) - Qk;
end
end

```

```

end
% PERHITUNGAN TEGANGAN TERBARU BUS
DX=A\DC';
for n=1:nbus
    m=n-nss(n);
    lm=ms+n-nsg(n)-nss(n)-ns;
    if ko(n) ~= 1
        delta(n) = delta(n)+DX(m); end
    if kb(n) == 0
        Vm(n)=Vm(n)+DX(lm); end
% UJI KONSTRAINT TEGANGAN DI BUS
    if Vm(n)>1.05; %batas atas 5% atau 0.05
        Vm(n)=1.05;
    else, end
    if Vm(n)<0.95; %batas bawah 5% atau 0.05
        Vm(n)=0.95;
    else, end
end
maxerror=max(abs(DC));
if iter == maxiter & maxerror > accuracy
    fprintf('\nWARNING: Iterative solution did not converged after %d',
    iter); print(' iterations.\n\n');
    fprintf('g', iter); print(' iterations.\n\n');
    fprintf('Press Enter to terminate the iterations and print the
    results \n');
    %converge = 0; pause,
else, end
end
%T konvergensi = 1
tech = ();
CONVERGE(); else,
tech = ();
fprintf('Konvergensi bus berhasil dengan metode Newton-Raphson\n');
end
% PERHITUNGAN DAYA TERBARU DARI LOAD FLOW
V = Vm.*cos(delta)+Vm.*sin(delta);
delta=180/pi*delta;
i=sqrt(-1);
k=0;
% Perhitungan daya generator tiap bus
for n = 1:nbus
    if kb(n) == 1
        k=k+1;
        S(n) = P(n)+i*Q(n);
        Pg(n) = P(n)*basewa + Pd(n);
        Qg(n) = Q(n)*basewa + Qd(n) - Qsh(n);
        Pgg(k)=Pg(n);
    end
end

```

```

AAA=OK power;
Pg(1,2)=AAA(1,1);
Pg(1,3)=AAA(2,1);
Pg(1,4)=AAA(3,1);
Pg(1,5)=AAA(4,1);
Pg(1,6)=AAA(5,1);
Pg(1,7)=AAA(6,1);
Pg(1,8)=AAA(7,1);
Pg(1,9)=AAA(8,1);
Pg(1,10)=AAA(9,1);
Pg(1,11)=AAA(10,1);
Pg(1,12)=AAA(11,1);
Pg(1,13)=AAA(12,1);
Pg(1,14)=AAA(13,1);
Pg(1,15)=AAA(14,1);
Pg(1,18)=AAA(15,1);
Pg(1,19)=AAA(16,1);
Pg(1,20)=AAA(17,1);
Pg(1,21)=AAA(18,1);
Pg(1,22)=AAA(19,1);
Pg(1,23)=AAA(20,1);
Pg(1,24)=AAA(21,1);
Pg(1,25)=AAA(22,1);
Pg(1,26)=AAA(23,1);
Pg(1,27)=AAA(24,1);
Pg(1,29)=AAA(25,1);
Pg(1,30)=AAA(26,1);
Pg(1,31)=AAA(27,1);
Pg(1,32)=AAA(28,1);
Pg(1,33)=AAA(29,1);
Pg(1,34)=AAA(30,1);
Pg(1,35)=AAA(31,1);
Pg(1,36)=AAA(32,1);
Pg(1,40)=AAA(33,1);
Pg(1,41)=AAA(34,1);
Pg(1,42)=AAA(35,1);
Pg(1,44)=AAA(36,1);

```

end

```

% Representasi beban dalam Yload
Yload(n) = (Pd(n) - j*Qd(n) + j*Qsh(n)) / (baseMVA*Vm(n)^2);
end
% June 1997
Qgg(k)=Qg(n);
Pgg(k)=Pg(n);
Qg(n) = Q(n)*baseMVA + Qd(n) - Qsh(n);
S(n)=P(n)+j*Q(n);
k=k+1;
else kb(n) ==2
% June 97

```

```

busdata(:,3)=Vm'; busdata(:,4)=deltad';
Pgt = sum(Pg); Qgt = sum(Qg); Pdt = sum(Pd); Qdt = sum(Qd); Csh =
sum(Qsh);

```

```

power_pu=Pg./1000;
voltage=busdata(:,3);
Angle=busdata(:,4);
xn=(1:nbus)';

```

```

figure(4)
plot(xn,voltage)
xlabel('Konek Bus')
ylabel('Tegangan bus (pu)');

```

```

figure(5)
plot(xn,Angle)
xlabel('Konek Bus')
ylabel('Sudut tegangan bus (o)');

```

```

figure(6)
plot(xn,power_pu)
xlabel('Konek Bus')
ylabel('Daya (pu)');

```

```

%olar A DC DX J11 J22 J33 J44 Qk delta 1k 11 1m
%olar A DC DX J11 J22 J33 Qk delta 1k 11 1m

```