SKRIPSI

ANALISIS PENEMPATAN DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV TYPE RADIAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI. PAKIS, MALANG

Disusun Oleh :

ARIS DIAN S
01.12.152

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

Maret 2008

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISIS PENEMPATAN DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV TYPE RADIAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI PAKIS, MALANG

SKRIPSI

Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan

Memenuhi Syarat-Syarat Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik

Disusun Oleh :

ARIS DIAN S

01.12.095

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Ir. F. YUDI LIMPRAPTONO, MT

NIP.Y. 1039500274

Diperiksa dan disetujui,	Diperiksa dan disetujui,
Dosen Pembimbing I	Dosen Pembimbing II
Ir. H. CHOIRUL SALEH, MT	**Ir. DJOJO PRIATMONO, MT**
NIP.Y. 1018800190	NIP.Y. 1018500107

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

A B S T R A K S I

ANALISIS PENEMPATAN DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV TYPE RADIAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI PAKIS, MALANG

(ARIS DIAN S, Nim 01.12.152, Teknik Elektro/T.Energi Listrik S-1)
(Dosen Pembimbing I : Ir. H. Choirul Saleh, MT)
(Dosen Pemimbing II : Ir. Djojo Priatmono, MT)

Kata Kunci : Penempatan Kapasitor, Rugi-rugi Daya, Profil Tegangan, *Microgenetic Algorithms, Fuzzy Logic.*

Dengan meningkatnya usaha di sektor industri dan meningkatnya taraf hidup masyarakat maka kebutuhan akan energi listrik semakin meningkat pula, sehingga diperlukan penyediaan energi listrik beserta jaringan dan penyaluran yang sangat baik. Bertambahnya industri-industri menyebabkan peran penggunaan alat-alat listrik akan semakin luas, misalnya motor-motor listrik, trafo, AC, lampu-lampu penerangan dan lain-lain. Beban industri sangat banyak membutuhkan daya reaktif induktif. Dengan meningkatnya beban-beban induktif, maka memperbesar komponen rugi-rugi daya, disamping itu dapat memperburuk kondisi tegangan.

Pada skripsi ini akan dibahas penyelesaian masalah perbaikan profil tegangan dan pengurangan rugi-rugi daya pada sistem distribusi primer 20 kV dengan mengkompensasi daya reaktif dengan cara penempatan kapasitor yang optimal menggunakan *Metode Hybryd Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic.*. Hasil yang dicapai diharapkan dapat memperbaiki kualitas sistem pendistribusian tenaga listrik yaitu rugi-rugi daya dapat direduksi dan memperbaiki profil tegangan dimana tegangan yang diijinkan berada pada batas minimum 0,95 pu dan maksimum 1,05 pu.

Dengan menggunakan data jaringan sistem distribusi 20 kV pada GI. Pakis penyulang Tumpang hasil penempatan dan kapasitas kapasitor dengan menggunakan *Metode Hybryd Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic* yaitu pada bus 20 dengan kapasitas 700 kVAR , bus 38 dengan kapasitas 700 kVAR, bus 43 dengan kapasitas 600 kVAR, bus 47 dengan kapasitas 700 kVAR, bus 81 dengan kapasitas 600 kVAR dan bus 105 dengan kapasitas 800 kVAR. Tegangan terendah terjadi pada *bus* 121 yaitu sebesar 0,93783 pu atau 18,7566 kV setelah penempatan kapasitor dapat diperbaiki menjadi 0,96799 pu atau 19,3598 kV. Penurunan rugi daya aktif sebesar 62,2259 kW dari 201,5692 kW menjadi 139,3433 kW sedangkan rugi daya reaktif berkurang sebesar 95,1226 kVAR dari 308,1321 kVAR menjadi 213,0095 kVAR.

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur kehadirat ALLAH SWT, atas rahmat dan karunia-Nya memungkinkan penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul, **"ANALISIS PENEMPATAN KAPASITOR SHUNT PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV TYPE RADIAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI PAKIS, MALANG"**

Skripsi ini bertujuan untuk memenuhi kurikulum akademik yang harus ditempuh oleh setiap mahasiswa ITN Malang guna menyelesaikan pendidikan pada jenjang strata satu jurusan Teknik Elektro konsentrasi Teknik Energi Listrik di Institut Teknologi Nasional Malang.

Atas segala bimbingan, pengarahan dan bantuan yang diberikan, sehingga tersusunnya skripsi ini, maka penulis menyampaikan terima kasih kepada :

1. **Ir. Mochtar Asroni, MSME,** selaku Dekan FTI ITN Malang.
2. **Ir. F Yudi Limpraptono, MT**, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro (S1) ITN Malang.
3. **Yusuf Ismail Nakhoda, ST. MT,** selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro (S1) ITN Malang.
4. **Ir. H. Choirul Saleh, MT**, selaku dosen pembimbing I.
5. **Ir. Djojo Priatmono, MT.** selaku dosen pembimbing II.

Akhirnya penulis mengharapkan skripsi dapat berguna dan bermanfaat bagi rekan-rekan mahasiswa khususnya pada jurusan Teknik Elektro S-1 konsentrasi Teknik Energi Listrik.

Malang, Maret 2008

Penulis

DAFTAR ISI

CONTENTS

BAB III METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS* DAN *FUZZY LOGIC* UNTUK MENENTUKAN LETAK DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV TYPE RADIAL

DAFTAR GAMBAR

Gambar : **Halaman :**

[illegible]

DAFTAR TABEL

Tabel : **Halaman :**

DAFTAR GRAFIK

Grafik : **Halaman :**

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Bertambahnya permintaan akan kebutuhan energi listrik mengakibatkan peran penggunaan alat-alat listrik akan semakin luas, terutama dibidang industri yang sangat banyak membutuhkan daya reaktif, dalam hal ini diperlukan penyediaan energi listrik beserta jaringan dan penyalurannya yang sangat baik. Kapasitor adalah suatu peralatan listrik yang berfungsi memperbaiki faktor daya dan bisa menaikkan tegangan serta mengurangi rugi-rugi daya. Tetapi pada penempatan yang tidak optimum maka kapasitor tidak akan bekerja dengan maksimal. Jika hal ini terus berlanjut maka PT. PLN selaku produsen listrik dan masyarakat selaku konsumen akan mengalami kerugian.

Untuk mengetahui penempatan kapasitor yang optimum pada jaringan distribusi diperlukan analisis penempatan kapasitor yang optimum dan benar, pada hal ini sulit dicapai. Pada umumnya sudah banyak yang membahas tentang panempatan kapasitor dengan menggunakan metode-metode konvensional tetapi pembahasan-pambahasan yang dilakukan masih kurang dan masih dilakukan analisis yang lebih mendalam lagi.

Hal ini mendorong penulis untuk mengangkat permasalahan dengan menggunakan metode *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic* yang dapat menjadi salah satu alternatif yang efektif untuk penempatan kapasitor shunt pada jaringan distribusi primer. Didalam skripsi ini mengemukakan suatu

pendekatan terhadap penempatan kapasitor shunt dalam sistem distribusi radial dengan menggunakan metode *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic* ini memiliki kelebihan yaitu dapat menentukan letak dan kapasitas dari kapasitor berdasarkan dua fungsi sasaran yang dicapai yaitu dari keuntungan teknis dan keuntungan ekonomis.

1.2 RUMUSAN MASALAH

Kapasitor shunt yang dipasang pada jaringan distribusi primer dapat mengurangi rugi-rugi saluran, dengan menentukan letak dan kapasitas kapasitor yang optimal pada jaringan distribusi primer maka rugi-rugi saluran dan biaya instalasi kapasitor tersebut dapat dikurangi sehingga didapat keuntungan dari segi teknis maupun ekonomis.

Oleh karena itu pada skripsi ini akan menganalisa hal tersebut dengan suatu metode yaitu dengan menggunakan Metode *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic.* Dari permasalahan yang timbul diatas, maka skripsi ini diberi judul :

"ANALISIS PENEMPATAN KAPASITOR SHUNT PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV TYPE RADIAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI PAKIS, MALANG"

1.3 TUJUAN PEMBAHASAN

Tujuan penelitian ini adalah :

1. Untuk mangetahui kondisi tegangan dan rugi-rugi daya saluran sebelum dan sesudah kompensasi.
2. Untuk menentukan letak dan kapasitas kapasitor yang optimal.

1.4 BATASAN MASALAH

Untuk menyederhanakan masalah yang akan dibahas, maka diberikan asumsi-asumsi serta batasan-batasan sebagai berikut :

1. Jaringan yang akan dianalisa adalah jaringan distribusi primer tipe radial 20 kV di penyulang Tumpang, GI Pakis, Malang.
2. Metode yang digunakan dalam perhitungan aliran daya adalah Metode Newton Raphson.
3. Hanya Kapasitor Shunt yang digunakan dalam perbaikan tegangan dan pengurangan rugi daya.
4. Analisa penentuan letak dan kapasitas kapasitor shunt menggunakan Metode *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic.*
5. Tidak membahas secara mendetail masalah metode aliran daya yang digunakan yaitu metode *Newton Raphson.*
6. Tidak membahas penyebab gangguan.
7. Tidak membahas masalah biaya.
8. Nilai faktor daya diasumsikan 0.85.

1.5 METODOLOGI PEMBAHASAN

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

1. Studi Literatur

Yaitu kajian pustaka dengan mempelajari teori-teori yang terkait melalui literatur yang ada, yang berhubungan dengan pengaruh yang terjadi akibat penggunaan kapasitor shunt pada sistem distribusi radial.

2. Pengumpulan data

Pengumpulan data lapangan yang dipakai dalam objek penelitian yakni pada PT. PLN (persero) Area Pelayanan Jaringan Malang, penyulang Tumpang GI Pakis.

- Data kuantitatif yaitu data yang dapat dihitung atau data yang berbentuk angka-angka.
- Data kualitatif yaitu data yang berbentuk diagram. Dalam hal ini adalah single line diagram penyulang.

3. Melakukan analisa dengan menggunakan bahasa program Matlab 7.0.4

a) Analisa Aliran Daya pada penyulang Tumpang sistem 20 kV menggunakan *Metode Newton Raphson.*

b) Analisa penentuan letak, kapasitas dan jumlah kapasitor menggunakan Metode *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic.*

c) Analisa pengaruh pemasangan kapasitor terhadap sistem distribusi radial diantaranya perbaikan profil tegangan, pengurangan rugi-rugi

dan menganalisa aliran daya kembali sistem menggunakan Metode Newton Raphson.

1.6 SISTEMATIKA PENULISAN

Untuk mendapat arah yang tepat mengenai hal-hal yang akan dibahas maka dalam skripsi ini disusun sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Merupakan pendahuluan yang meliputi latar belakang yang melandasi skripsi yang dibahas, rumusan masalah, tujuan yang ingin dicapai, batasan masalah, metodologi penulisan dan sistematika penulisan.

BAB II : SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK DAN APLIKASI KAPASITOR

Disini akan menguraikan mengenai sistem jaringan distribusi, pengertian jatuh tegangan, pengaruh rendahnya faktor daya dan penjelasan teori tentang kapasitor.

BAB III : METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* UNTUK MENENTUKAN LETAK DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV

Pada bab ini akan dibahas sedikit metode aliran daya Newton Raphson, teori tentang Metode *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic* untuk menentukan penempatan dan kapasitas kapasitor.

BAB IV : ANALISA KAPASITAS DAN PENEMPATAN KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV

Pada bab ini akan dibahas penempatan kapasitor yang akan dianalisis menggunakan program komputer dengan menggunakan pendekatan Metode *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic* serta perbandingan profil tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor.

BAB V : KESIMPULAN

Merupakan bab terakhir yang merupakan intisari dan hasil pembahasan, berisikan kesimpulan dan saran yang dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk pengembangan penulisan selanjutnya.

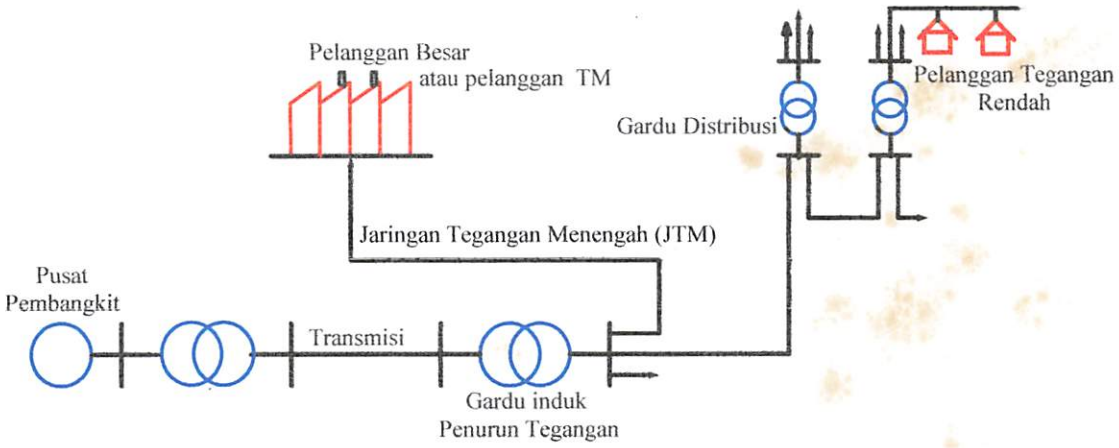
DAFTAR PUSTAKA

BAB II

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK DAN APLIKASI KAPASITOR

2.1. Sistem Tenaga Listrik[2]

Sistem tenaga listrik merupakan suatu sistem terpadu yang terbentuk oleh hubungan-hubungan peralatan dan komponen-komponen listrik. Sistem tenaga listrik ini mempunyai peranan utama untuk menyalurkan energi listrik yang dibangkitkan oleh generator ke konsumen yang membutuhkan energi listrik.



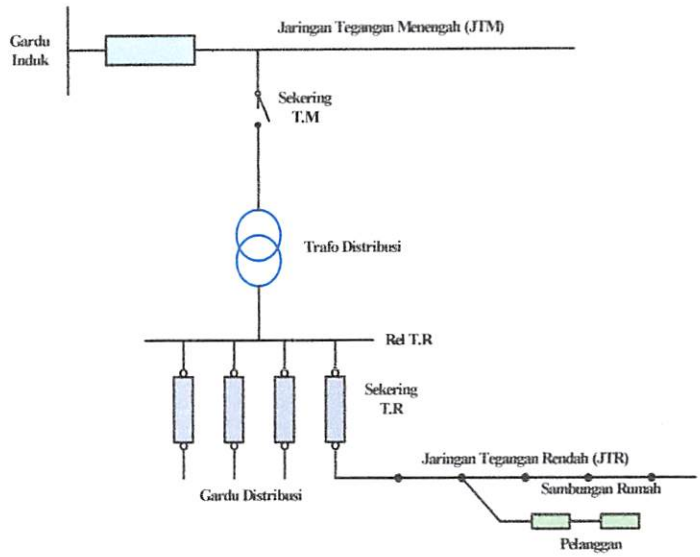
GAMBAR 2-1 SKEMA PENYALURAN ENERGI LISTRIK[2]

Secara garis besar suatu sistem tenaga listrik dapat dikelompokkan menjadi 3 sub sistem, yaitu :

1. Sistem Pembangkitan : Berperan sebagai sumber daya tenaga listrik dan disebut juga produktor energi.
2. Sistem Transmisi atau Penyaluran : Berfungsi sebagai penyalur daya listrik secara besar-besaran dari pembangkit ke bagian sistem distribusi atau konsumen.
3. Sistem Distribusi dan Beban : Berperan sebagai distributor energi ke konsumen yang memerlukan energi tersebut.

2.2. Sistem Distribusi Tenaga Listrik[3]

Jaringan distribusi berada pada akhir dari sistem tenaga listrik, perannya mendistribusikan tenaga listrik dari gardu Induk ke konsumen melalui gardu distribusi. jaringan setelah keluar dari gardu induk bisa disebut jaringan distribusi. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka kemudian tenaga listrik diturunkan tegangannya dalam gardu-gardu disribusi menjadi tegangan rendah, kemudian disalurkan melalui jaringan tegangan rendah untuk selanjutnya disalurkan kerumah-rumah pelanggan (konsumen) PLN melalui sambungan rumah.



GAMBAR 2-2 JARINGAN DISTRIBUSI TEGANGAN MENENGAH (JTM), JARINGAN TEGANGAN RENDAH (JTR) DAN SAMBUNGAN RUMAH KE PELANGGAN[3]

Dalam pendistribusian tenaga listrik ke konsumen, tegangan yang digunakan bervariasi tergantung dari jenis konsumen yang membutuhkan. Untuk konsumen industri biasanya digunakan tegangan menengah 20 kV sedangkan untuk konsumen perumahan digunakan tegangan rendah 220/380 Volt, yang merupakan tegangan siap pakai untuk peralatan-peralatan rumah tangga. Dengan demikian maka sistem distribusi tenaga listrik dapat diklasifikasikan menjadi dua bagian sistem yaitu:

1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah)
2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)

Pengklasifikasian sistem distribusi tenaga listrik menjadi dua ini bedasarkan tingkat tegangan distribusinya.

2.2.1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah)

Tingkat Tegangan yang digunakan pada sistem distribusi primer adalah meliputi tegangan 20 kV, Oleh karena itu sistem distribusi ini sering disebut dengan sistem distribusi tegangan menengah.

2.2.2. Sistem distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)

Tingkat Tegangan yang digunakan pada sistem distribusi sekunder adalah tegangan rendah yaitu 127/220 volt atau 220/380 volt, oleh karena itu sistem distribusi ini sering disebut dengan sistem distribusi tegangan rendah.

Sistem jaringan yang digunakan untuk menyalurkan dan mendistibusikan tenaga listrik tersebut dapat menggunakan sistem satu fasa dengan dua kawat maupun sistem tiga fasa dengan empat kawat.

2.3. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik[2]

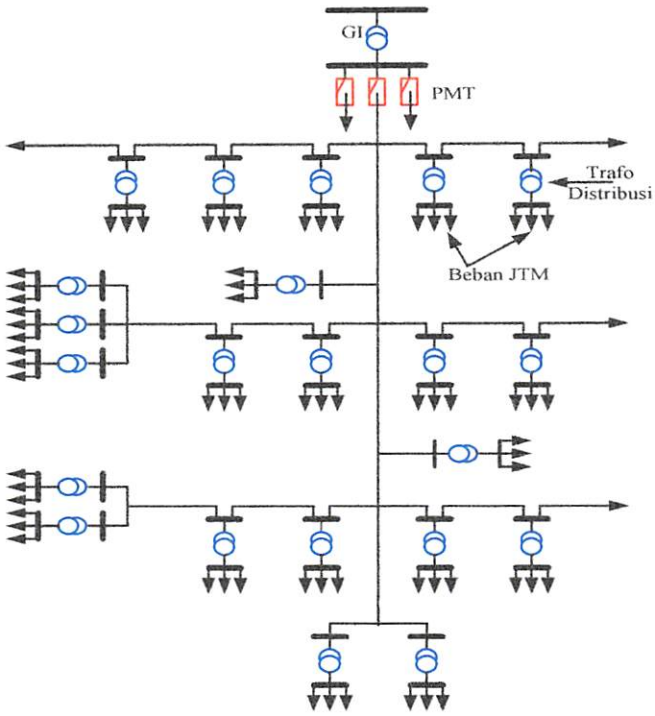
Ada beberapa bentuk jaringan yang umum digunakan untuk menyalurkan dan mendistribusikan tenaga listrik, yaitu :

1. Sistem jaringan distribusi radial
2. Sistem jaringan distribusi rangkaian tertutup (*loop*)
3. Sistem jaringan distribusi mesh

2.3.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial

Bentuk jaringan ini merupakan bentuk dasar yang paling sederhana dan paling banyak dipergunakan. Sistem ini dikatakan radial karena dari kenyataannya bahwa jaringan ini ditarik secara radial dari gardu induk ke pusat-

pusat beban atau konsumen yang dilayani. Sistem ini terdiri dari saluran utama (*tunk line*) dan saluran cabang (*lateral*) seperti pada gambar 2.3.



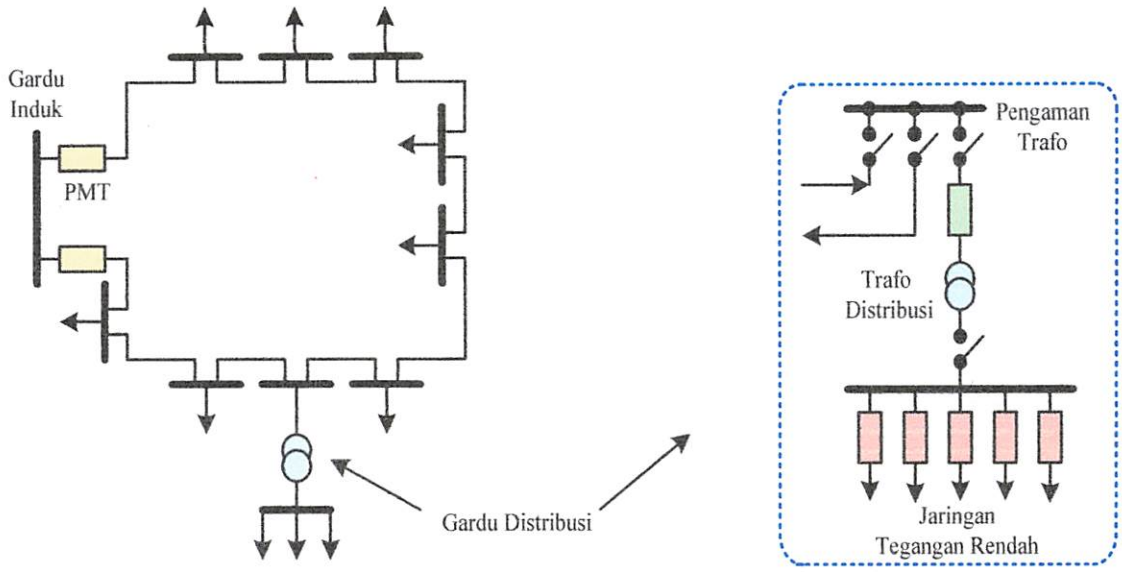
GAMBAR 2-3 JARINGAN TEGANGAN MENENGAH SISTEM DISTRIBUSI RADIAL[2]

Pelayanan tenaga listrik untuk suatu daerah beban tertentu dilaksanakan dengan memasang transformator pada sembarang titik pada jaringan yang sedekat mungkin dengan daerah beban yang dilayani. Untuk daerah beban yang menyimpang jauh dari saluran utama maupun saluran cabang, maka akan ditarik lagi saluran tambahan yang dicabangkan pada saluran tersebut.

Kelemahan yang dimiliki oleh sistem radial adalah jatuh tegangan yang cukup besar dan bila terjadi gangguan pada salah satu *feeder* maka semua pelanggan yang terhubung pada *feeder* tersebut akan terganggu.

2.3.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (Loop).

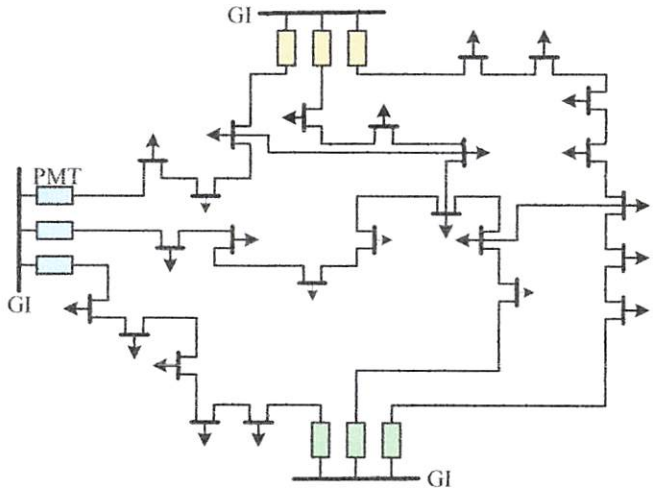
Sistem ini disebut jaringan distribusi *loop* karena saluran primer yang menyalurkan daya sepanjang daerah beban yang dilayani, membentuk suatu rangkaian *loop*.



GAMBAR 2-4 JARINGAN TEGANGAN MENENGAH STRUKTUR LOOP YANG DIPASOK DARI SATU SUMBER[2]

2.3.3. Sistem Jaringan Distribusi *Mesh*.

Jaringan Distribusi *Mesh* merupakan jaringan yang strukturnya komplek, dimana kelangsungan penyaluran dan pelayanannya diutamakan. Struktur jaringan ini umumnya digunakan pada jaringan tegangan rendah yang kepadatan bebannya cukup tinggi.



GAMBAR 2-5 JARINGAN TEGANGAN MENENGAH STRUKTUR *MESH*[2]

2.4. Daya Dalam Sistem Tenaga Listrik[2]

Dalam sistem tenaga listrik, pembangkit–pembangkit tenaga listrik harus mampu menyediakan tenaga listrik kepada pelanggan sesuai dengan permintaan beban listrik yang ada. dan hal yang harus diperhatikan adalah sistem yang tetap konstan, dalam hal ini tegangan dan frekuensi harus tetap konstan karena berhubungan dengan daya.

Daya listrik yang dibangkitkan dikenal dengan istilah:

2.4.1. Daya Nyata (Real Power)

Daya Nyata dinyatakan dalam persamaan :

$$P = [\,V\,]\,[\,I\,]\cos\varphi \qquad (2.1)$$

Daya nyata untuk beban 3 fasa seimbang

$$P = \sqrt{3}\,|\,V_{jala\text{-}jala}\,|\,|\,I_{jala\text{-}jala}\,|\,\cos\varphi \qquad (2.2)$$

2.4.2. Daya Reaktif (*Reaktive power*)

Daya reaktif adalah daya yang timbul karena adanya pembentukan medan magnet pada beban–beban induktif (KVAR).

Daya reaktif dinyatakan dalam persamaan :

$$Q = |V|\,|I| \sin\varphi \quad \text{.....(2.3)}$$

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

$$Q = \sqrt{3}\,|V_{jala\text{-}jala}|\,|I_{jala\text{-}jala}| \sin\varphi \quad \text{.....(2.4)}$$

2.4.3. Daya Semu (*Apparent Power*)

Daya semu dinyatakan dalam persamaan :

$$S = |V|\,|I| \quad \text{.....(2.5)}$$

Daya semu untuk beban 3 fasa seimbang :

$$S = \sqrt{3}\,|V_{jala\text{-}jala}|\,|I_{jala\text{-}jala}| \quad \text{.....(2.6)}$$

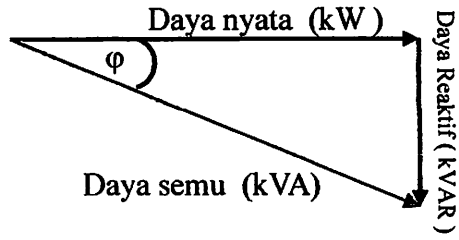
2.5. Daya Reaktif dan Faktor Daya[2]

Setiap pemakaian daya reaktif akan menyebabkan turunnya faktor daya yang kemudian menyebabkan memburukmya karakteristik kerja peralatan-peralatan sistem pada umumnya, baik dari segi teknik operasional maupun segi ekonomisnya, faktor daya adalah perbandingan antara daya nyata dan daya semu.

$$\text{Faktor daya} = \frac{DayaNyata(kW)}{Dayasemu(kVA)} \quad \text{.....(2.7)}$$

Untuk daya semu sendiri dibentuk oleh dua kompoen daya nyata (kW) dan komponen daya reaktif (kVAR).

Hubungan ini dapat digambarkan sebagai berikut:



GAMBAR 2-6 SEGITIGA DAYA[2]

Dengan Faktor daya= $\text{Cos}\,\varphi = \frac{P}{S}$

$$\text{Cos}\ \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^{\ 2}}} \quad \text{.....(2.8)}$$

P = Daya Nyata (kW)

S = Daya semu (kVA)

Q = Daya reaktif (kVar)

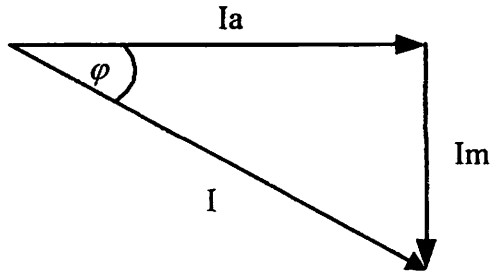
φ = Sudut *Phase*

Dari gambar 2.6 daya semu terdiri dari komponen daya nyata dan daya reaktif.

Jadi faktor daya dapat dilihat dari hubungan antara arus nyata, arus magnetisasi dan arus total.

- Arus nyata (Ia) adalah arus yang dibeban dan diubah kedalam energi panas.
- Arus magnetisasi (Im) adalah arus yang mengalir dibeban untuk menimbulkan medan magnet.
- Arus total (I) adalah arus yang mengalir dijaringan dan merupakan penjumlahan vektor dari arus nyata dengan arus magnetisasi.

Dalam bentuk vektor hubungan tersebut digambarkan sebagai berikut :

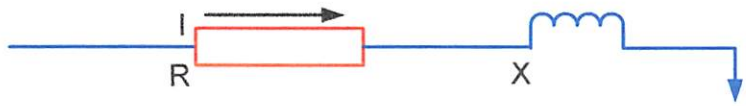


GAMBAR 2-7 SEGITIGA ARUS [2]

Beberapa sebab sistem distribusi mempunyai faktor daya yang rendah, yaitu :

- Banyaknya pemakaian motor asinkron terutama pada industri.
- Makin meningkatnya pemakaian lampu TL untuk penerangan.
- Pemakaian pemanas air.

Menurunnya faktor daya berarti mengecilnya perbandingan antara daya nyata dengan daya semu atau berarti semakin membesarnya kebutuhan beban dan daya aktif.



GAMBAR 2-8 SALURAN PRIMER DENGAN BEBAN TEPUSAT[2]

Karena pada saluran terdapat resistansi R dan reaktansi X, maka rugi daya (P_L) dirumuskan sebagai berikut :

$$P_L = I^2R$$

$$= (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta)^2 R \quad \text{.....} \quad (2.9)$$

dimana : I_R adalah arus aktif

I_X adalah arus reaktif

2.6. Kapasitor Daya[2]

Secara sederhana kapasitor terdiri dari dua buah plat logam yang dipisahkan oleh suatu bahan elektrik dan kapasitor ini mempunyai sifat menyimpan muatan listrik. Pada beberapa tahun lalu kebanyakan kapasitor terbuat dari dua buah plat alumunium murni yang dipisahkan oleh tiga atau lebih lapisan kertas yang di lapisi oleh bahan kimia. Kapasitor daya telah mengalami perkembangan yang begitu cepat selama 30 tahun terakhir. Karena bahan elektrik yang digunakan lebih efisien serta teknologi pembuatan kapasitor lebih baik.

2.6.1. Kapasitor Seri dan Kapasitor *Shunt*

Kapasitor daya terdiri atas 2 bagian yaitu kapasitor seri dan kapasitor *shunt*:

a. Kapasitor Seri

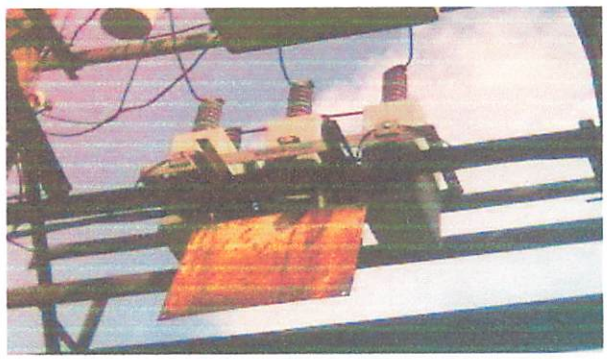
Kapasitor seri adalah kapasitor yang dihubung seri dengan impedansi saluran yang bersangkutan, pemakaiannya amat dibatasi pada saluran distribusi, karena peralatan pengamannya cukup rumit. Jadi secara umum dikatakan biaya

untuk pemasangan kapasitor seri lebih mahal daripada biaya pemasangan kapasitor paralel atau biasa disebut kapasitor *shunt*.

b. Kapasitor *Shunt*

Kapasitor *shunt* adalah kapasitor yang dihubungkan paralel dengan saluran dan secara intensif digunakan pada saluran distribusi. Kapasitor *shunt* mencatu daya reaktif atau arus yang menentang komponen arus beban induktif.

Dengan dipasangnya kapasitor *shunt* pada jaringan distribusi akan dapat memperbaiki profil tegangan, memperbaiki faktor daya dan menaikkan kapasitas sistem serta dapat mengurangi rugi saluran.



GAMBAR 2-9 KAPASITOR *SHUNT* YANG DIPASANG PADA SALURAN

2.6.2. Faktor-faktor pemilihan kapasitor Seri dan kapasitor shunt[2] :

Faktor-faktor yang mempengaruhi pemilihan kapasitor *shunt* dan seri ditabelkan sebagai berikut :

TABEL 2-1

KAPASITOR SERI DAN KAPASITOR *SHUNT*

No	Tujuan	Kapasitor	
		Seri	Shunt
1	Memperbaiki faktor daya	Kedua	Pertama
2	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran udara dengan faktor daya nomal dan rendah	Petama	Kedua
3	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran udara dengan faktor daya yang tinggi	Tidak Dipakai	Pertama
4	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran udara bawah tanah dengan faktor daya yang tinggi	Tidak Dipakai	Tidak Dipakai
5	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran bawah tanah dengan faktor daya normal dan rendah	Pertama	Tidak Dipakai
6	Mengurangi rugi-rugi daya dan rugi-rugi energi pada saluran	Kedua	Pertama
7	Mengurangi fluktuasi tegangan	Pertama	Tidak Dipakai

2.7. Pengaruh Pemasangan Kapasitor *Shunt*[2]

Kapasitor *shunt* adalah kapasitor yang dihubungkan pararel dengan saluran dan secara intensip digunakan pada sistem distribusi. Kapasitor *shunt* mencatu daya reaktif atau yang menentang komponen arus beban induktif. Dengan dipasang kapasitor *shunt* pada jaringan distribusi akan dapat memperbaiki profil tegangan, memperbaiki faktor daya dan menaikkan kapasitas sistem serta dapat mengurangi rugi saluran.

Adapun dua cara dalam pemakaian kapasitor *shunt* :

- Kapasitor Tetap (*Fixed Capacitor*)
- Kapasitor Saklar (*Switched Capacitor*)

a. Kapasitor Tetap

Adalah kapasitor untuk kompensasi daya reaktif yang kapasitasnya tetap dan selalu terpasang di jaringan. Penggunaan kapasitor jenis ini harus memperhatikan kenaikan tegangan yang terjadi pada saat beban ringan agar tidak melebihi tegangan yang ditetapkan

b. Kapasitor Saklar

Adalah kapasitor untuk kompensasi daya reaktif yang dapat dihubungkan dan di lepaskan dari jaringan dan dapat diatur besar kapasitasnya sesuai dengan kondisi beban.

Proses membuka-menutup dari saklar kapasitor *shunt* dapat dilakukan dengan cara manual maupun dengan cara otomatis. Pengendalian secara manual (Pada lokasi atau lokasi jarak jauh) dapat dilakukan pada G.I.

Untuk pengendalian secara otomatis, termasuk didalamnya peralatan pengendali tegangan, arus dan suhu. Tipe yang paling populer adalah pengendalian saklar waktu (*time-switch control*), pengendali tegangan dan pengendali tegangan arus.

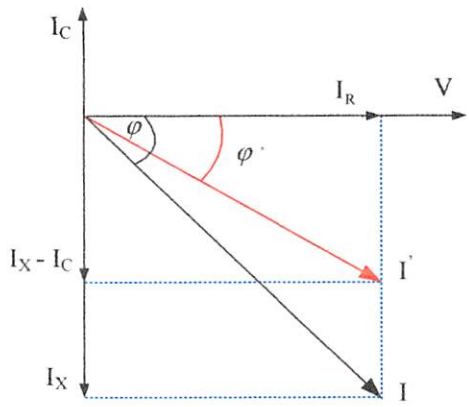
2.7.1. Pengurangan Rugi-Rugi Saluran dengan Kapasitor *Shunt*

Rugi-rugi saluran sebelum ada pengaruh pemasangan kapasitor adalah seperti pada persamaan (2.9) diatas.

Sedangkan setelah pemasangan kapasitor, maka sebagian daya reaktif yang dibutuhkan oleh beban akan disuplai oleh kapasitor tersebut, sehingga arus yang mengalir dijaringan akan lebih kecil. Persamaan rugi daya dan rugi energi setelah pemasangan kapasitor adalah :

$$P_L' = (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta - Ic)^2 R \quad \text{.....(2.10)}$$

Dalam bentuk diagram vektor adalah :



GAMBAR 2-10 VEKTOR ARUS DAN TEGANGAN SEBELUM DAN SETELAH PEMASANGAN KAPASITOR [2]

Sehingga pengurangan rugi daya dengan adanya pemasangan kapasitor *shunt* adalah :

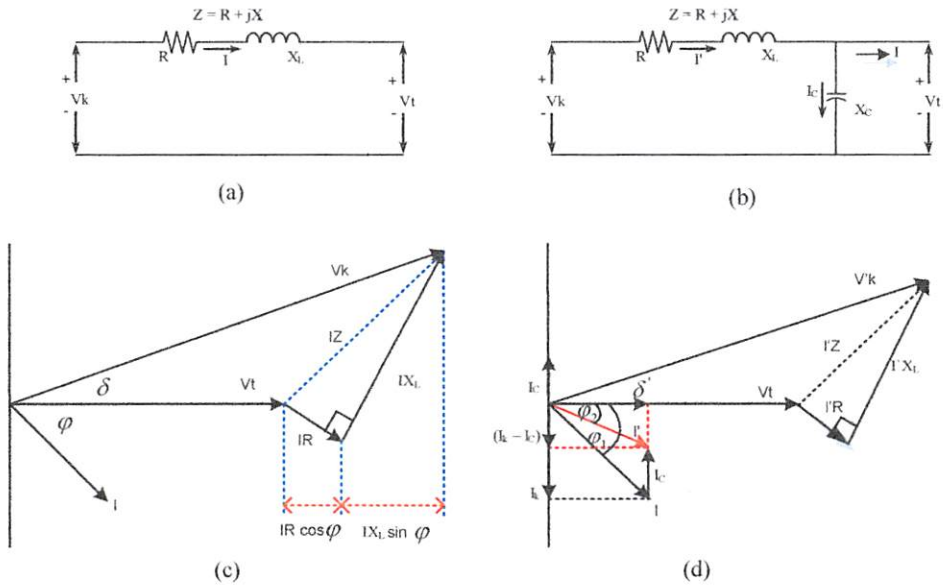
$$\Delta_{pls} = I^2R - I_1{}^2R$$

$$= (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta)^2R - (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta - Ic)^2R$$

$$= 2\,(I \sin \theta)IcR - Ic^2R \quad \text{.....} \quad (2.11)$$

2.7.2. Perbaikan Tegangan[2]

Pemakaian kapasitor *shunt* dalam sistem tenaga listrik selain untuk perbaikan faktor daya juga bertujuan menaikkan tegangan. Dan secara vektoris dapat digambarkan sebagai berikut :



GAMBAR 2-11 DIAGRAM VEKTOR PADA RANGKAIAN DENGAN *PF LAGGING* (a) DAN (c) TANPA KAPASITOR *SHUNT*, (b) DAN (d) DENGAN KAPASITOR *SHUNT*[2]

Jatuh tegangan pada jaringan dengan pf *lagging* dapat dihitung sebagai berikut :

Sebelum pemasangan kapasitor :

$$\delta V = IR\cos\varphi + IX_L \sin\varphi \quad \text{volt} \quad \text{.....(2.12)}$$

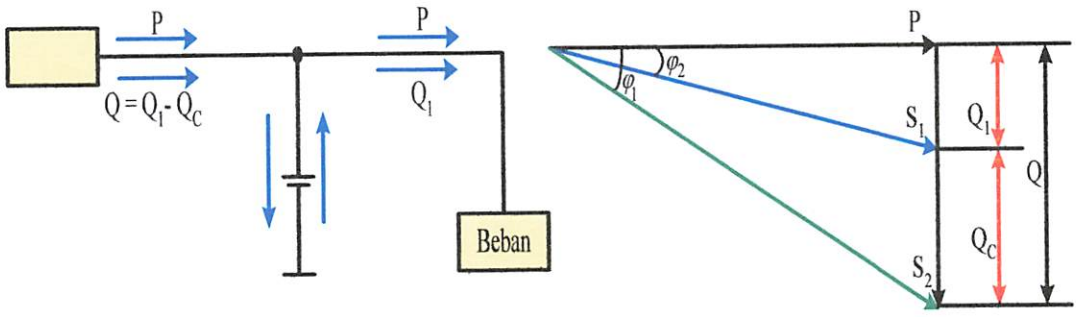
Bila kapasitor dipasang pada ujung penerima dari saluran, seperti yang terlihat pada gambar 2-11b, secara pendekatan jatuh tegangannya menjadi :

$$\delta V = IR\cos\varphi + (IX_L - I_C)\sin\varphi \quad \text{volt} \quad \text{.....(2.13)}$$

2.7.3. Perbaikan Faktor Daya dan Kenaikan Kapasitas Sistem

Manfaat terbesar yang diperoleh dari perbaikan faktor daya berasal dari pengurangan daya reaktif dalam sistem. Hal ini menghasilkan pengurangan biaya pemakaian daya yang lebih rendah, kenaikan kapasitas sistem, perbaikan tegangan dan pengurangan rugi-rugi dalam sistem. Satu-satunya jalan untuk memperbaiki faktor daya adalah mengurangi daya reaktif di jaringan, Jika komponen arus reaktif dapat dikurangi, maka total arus akan berkurang sedangkan komponen daya aktif tidak berubah, maka faktor daya akan lebih besar sebagai akibat berkurangnya daya reaktif. Faktor daya akan mencapai 100 % jika komponen daya reaktif sama dengan nol (0).

Dengan menambah kapasitor, daya reaktif Q akan berkurang, gambar 2.12 menunjukkan perbaikan faktor daya pada sistem, kapasitor mensuplai daya reaktif ke beban.



GAMBAR 2-12 PERBAIKAN FAKTOR DAYA[2]

Diasumsikan bahwa beban disuplai oleh daya nyata P, daya reaktif (Lagging) Q dan daya semu S, pada faktor daya tertinggal cos φ

$$\text{Cos } \varphi_1 = \frac{P}{S_2} \quad \text{.....(2.14)}$$

Bila suatu kapasitor Q_c kVAR dipasang pada beban, faktor daya dapat diperbaiki dari Cos φ_1 menjadi Cos φ_2 dimana:

$$\text{Cos } \varphi_2 = \frac{P}{S_1}$$

$$\text{Cos } \varphi_2 = \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q_1^2)}}$$

$$\text{Cos } \varphi_2 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_1 - Q_c)^2}} \quad \text{.....(2.15)}$$

Sehingga daya semu dan daya reaktif berkurang dari S_2 (kVA) ke S_1 (kVA) dan dari Q (kVAR) ke Q_2 (kVAR) sehingga kapasitas beban akan meningkat. Dengan demikian dapat diambil kesimpulan bahwa *persentase* pengurangan rugi-rugi daya jaringan

dapat dihitung menggunakan rumus berikut:

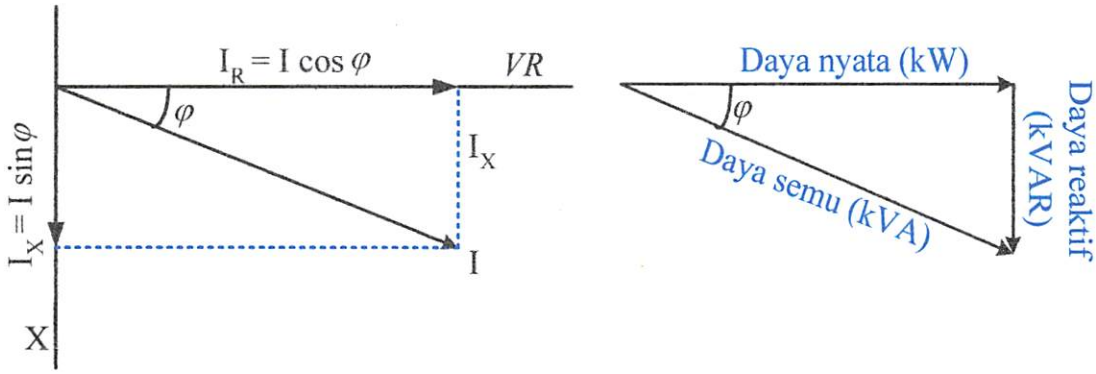
$$\% \text{ Rugi Daya} = 100\left(\frac{Faktor.daya.mula - mula(\cos\varphi_1)}{Faktor.daya.baru(\cos\varphi_2)}\right) \quad \text{.....(2.16)}$$

%Pengurangan Rugi Daya

$$= 100\left(1 - \left(\frac{Faktor.daya.mula - mula(\cos\varphi_1)}{Faktor.daya.baru(\cos\varphi_2)}\right)^2\right) \quad \text{.....(2.17)}$$

2.7.4. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya

Diagram *phase* dari dua komponen arus nyata itu arus aktif dan reaktif dapat dilihat pada gambar 2-13 berikut:



GAMBAR 2-13 DIAGRAM FASOR DAN SUDUT DAYA BEBAN DISTRIBUSI[2]

Penjumlahan secara vektor dari arus aktif dan reaktif menghasilkan arus-arus total yang dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$\text{I= Arus Semu} = \sqrt{(arus.aktif)^2 + (arus.reaktif)^2}$$

$$= \sqrt{(I.Cos.\varphi)^2 + (I.Sin.\varphi)^2} \quad \text{.....(2.18)}$$

Pada suatu tegangan V, daya aktif, daya reaktif, dan daya nyata, adalah sebanding dengan arus, dimana hubungannya dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\text{Daya Semu (kVA)} = \sqrt{(Daya.aktif)^2 + (Daya.reaktif)^2}$$

$$(VI) = \sqrt{(VI.Cos.\varphi)^2 + (VI.Sin.\varphi)^2} \quad \text{.....(2.19)}$$

$$\text{Faktor Daya} = \frac{Daya.aktif}{Daya.Semu} = \frac{kW}{kVA}$$

Daya Aktif = Daya Semu* Faktor Daya

kW = kVA* Faktor Daya

$$kW = kVA \ Cos\ \varphi \quad \text{..... (2.20)}$$

2.7.5. Penentuan Rating Kapasitor untuk Perbaikan Faktor Daya Beban

Dari hubungan fasor diagram daya aktif dan daya reaktif dapat ditulis beberapa persamaan matematis sebagai berikut:

$$Cos\ \varphi = \frac{Daya.aktif}{Daya.semu} = \frac{(kW)}{(kVA)} \quad \text{..... (2.21)}$$

$$Sin\ \varphi = \frac{Daya.reaktif}{Daya.semu} = \frac{(kVAR)}{((kVA)} \quad \text{..... (2.22)}$$

$$Tan\ \varphi = \frac{(kVAR)}{(kW)} \quad \text{..... (2.23)}$$

Karena Komponen daya aktif biasanya konstan, dan daya semu serta komponen daya reaktif berubah sesuai dengan faktor daya, maka persamaan yang dinyatakan dalam komponen daya aktif yang paling tepat digunakan, persamaan ini dapat ditulis sebagai berikut:

Daya reaktif pada daya mula-mula = Daya aktif x Tan φ_1

= (kW) x Tan φ_1

Daya reaktif pada faktor daya baru = Daya aktif x Tan φ_2

= (kW) x Tan φ_2

Dengan φ_1= Sudut dari faktor daya mula-mula

φ_2 = Sudut dari faktor daya yang telah diperbaiki

Rating kapasitor yang dibutuhkan perbaikan factor daya:

Daya reaktif (kVAR) = Daya aktif x (Tan φ_1-φ_2)

= (kW) x (Tan φ_1-φ_2) ..... (2.24)

Untuk penyederhanaan (Tan φ_1-φ_2) sering ditulis Δ Tan, yang merupakan suatu faktor pengali untuk menentukan daya reaktif.

Daya reaktif (kVAR) = Daya aktif x Δ Tan

(kVAR) = (kW) x Δ Tan ..... (2.25)

2.8. Sistem Per-Unit[4]

Untuk memudahkan perhitungan-perhitungan dalam sistem tenaga listrik digunakan p.u (per unit) yang didefinisikan sebagai perbandingan harga yang sebenarnya dengan harga dasar (base value), sehingga dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Besaran per - unit} = \frac{\text{besaran sesunguhnya}}{\text{besaran dasar dengan dimensi yang sama}} \quad \text{..... (2.26)}$$

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

- Untuk data 1 fasa

Arus dasar:

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 1 fasa}}{\text{kV dasar L - N}} \quad \text{.....} \quad (2.27)$$

Impedansi dasar:

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2 \times 1000}{\text{kVA dasar 1 fasa}} = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2}{\text{MVA dasar 1 fasa}} \quad \text{.....} \quad (2.28)$$

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

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

$$Z = \frac{\text{Impedansi sebenarnya } Z\,(\Omega)}{\text{Impedansi dasar } Z_d} \quad \text{.....} \quad (2.29)$$

2.9. Variasi Tegangan[2]

Seperti diketahui, pen-catuan tenaga listrik kepada para pelanggan tegangannya (tegangan pelayanan), tidak dapat konstan, karena adanya impedansi dari jaringan yang mencatu. Dengan kata lain tegangan pelayanan bervariasi pada setiap pelanggan.

Variasi tegangan pelayanan ini, tentu saja ada batas-batas toleransinya. Untuk Indonesia, toleransi tegangan yang diizinkan, didasarkan pada standar PLN, yaitu SPLN 1:1978, dimana ditentukan bahwa variasi tegangan pelayanan, sebagai akibat jatuh tegangan, karena adanya perubahan beban, maksimum +5% dan minimum -10% dari tegangan nominalnya.

BAB III

METODE HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC UNTUK MENENTUKAN LETAK DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV TYPE RADIAL

3.1 Analisa Aliran Daya Jaringan Radial

Dalam analisis dengan menggunakan metode MGA dan Fuzzy Logic diperlukan suatu proses aliran daya untuk mengetahui rugi-rugi daya pada saluran. Oleh karena itu pembahasan selanjutnya sebelum proses menggunakan metode MGA dan Fuzzy Logic adalah analisis aliran daya dengan menggunakan Metode Newton Raphson.

3.1.1 Tujuan

Tujuan mempelajari analisa aliran daya ini adalah.

1. Untuk mengetahui keadaan tegangan pada setiap bus dari sistem jaringan.
2. Untuk mengetahui besarnya daya yang mengalir pada setiap cabang dari stuktur jaringan.
3. Untuk mengetahui besar rugi-rugi daya aktif dan daya reaktif pada setiap cabang jaringan.

3.1.2 Metode Newton Raphson

Secara matematis persamaan aliran daya Newton Raphson dapat diselesaikan dengan menggunakan koordinat rektangular, koordinat polar atau bentuk hibrid (gabungan antara bentuk kompleks dengan bentuk polar). Dalam pembahasan skripsi ini menggunakan bentuk polar.

Hubungan antara arus simpul I_p dengan tegangan V_q pada suatu jaringan dengan n simpul dapat dituliskan :

$$I_P = \sum_{q=1}^{n} Y_{pq} V_{pq} \quad \text{.....(3.1)}$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* . I_p \quad \text{.....(3.2)}$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^{n} Y_{pq} V_{pq} \quad \text{.....(3.3)}$$

Dalam penyelesaian aliran daya dengan Newton Raphson bentuk persamaan aliran daya yang dipilih adalah polar, dimana tegangan dinyatakan dalam bentuk polar, yaitu :

$$V_p^* = |V_p| \; e^{-j\delta p}$$

$$V_q = |V_q| \; e^{j\delta q}$$

$$Y_{pq}^* = |V_{pq}| \; e^{-j\theta pq}$$

Maka persamaan dapat ditulis :

$$P_p - jq_p = \sum_{q=1}^{n} |V_p V_q Y_{pq}| \; e^{-j(\delta p - \delta q + \theta pq)} \quad \text{.....(3.4)}$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^{n} |V_p V_q Y_{pq}| \text{ Cos } (\delta p - \delta_q + \theta_{pq}) \quad (3.5)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^{n} |V_p V_q Y_{pq}| \text{ Sin } (\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \quad (3.6)$$

Kedua persamaan diatas akan menghasilkan suatu kumpulan persamaan serempak (simultan) yang tidak linier untuk setiap simpul sistem tenaga listrik. Untuk mengetahui magnitude tegangan (V) dan sudut fasa (δ) disetiap simpul dapat diselesaikan dengan menggunakan persamaan (3.5) dan (3.6) yang dilinierkan dengan metode Newton Raphson yang dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Dimana :

ΔP = Selisih injeksi bersih daya nyata dengan penjumlahan aliran daya nyata tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan iterasi ke-k

ΔQ = Selisih injeksi bersih daya reaktif dengan penjumlahan aliran daya reaktif tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan iterasi ke-k

Δδ = Vektor koreksi sudut fasa tegangan

$\Delta|V|$ = Vektor koreksi magnitude tegangan

H, L, M, N merupakan elemen-elemen off diagonal dari sub matriks Jaqobian yang dibentuk dengan mendefinisikan persamaan (3.5) dan (3.6), dimana :

$$H_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} \qquad N_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial |V_q|}$$

$$N_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial |V_q|}$$

$$M_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q}$$

$$L_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial |V_q|}$$

Persamaan diselesaikan untuk menghitung vektor koreksi magnitude tegangan $\Delta(|V|)$ dan sudut fasa tegangan ($\Delta\delta$) yang baru. Sehingga diperoleh harga magnitude tegangan dan sudut fasa yang baru, yaitu :

$$|V|^{k+1} = |V|^k + \Delta|V|^k$$

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta\delta^k$$

proses perhitungan akan berulang sampai selisih daya nyata dan daya reaktif antara yang dijadwalkan dengan yang dihitung, yaitu ΔP dan ΔQ untuk semua simpul mendekati nilai toleransi atau proses perhitungn iterasi mencapai konvergen.

Algoritma Aliran Daya Newton Raphson

1. Tentukan nilai $P_{p(ditetapkan)}$ dan $Q_{p(ditetapkan)}$ yang mengalir kedalam sistem pada setiap rel untuk nilai yang ditentukan atau perkiraan dari besar dan sudut tegangan untuk iterasi pertama atau tegangan yang ditentukan paling akhir untuk iterasi berikutnya.
2. Hitung ΔP pada setiap rel.
3. Hitung nilai-nilai matriks Jaqobian dengan menggunakan nilai-nilai perkiraan atau yang ditentukan dari besar dan sudut tegangan dalam

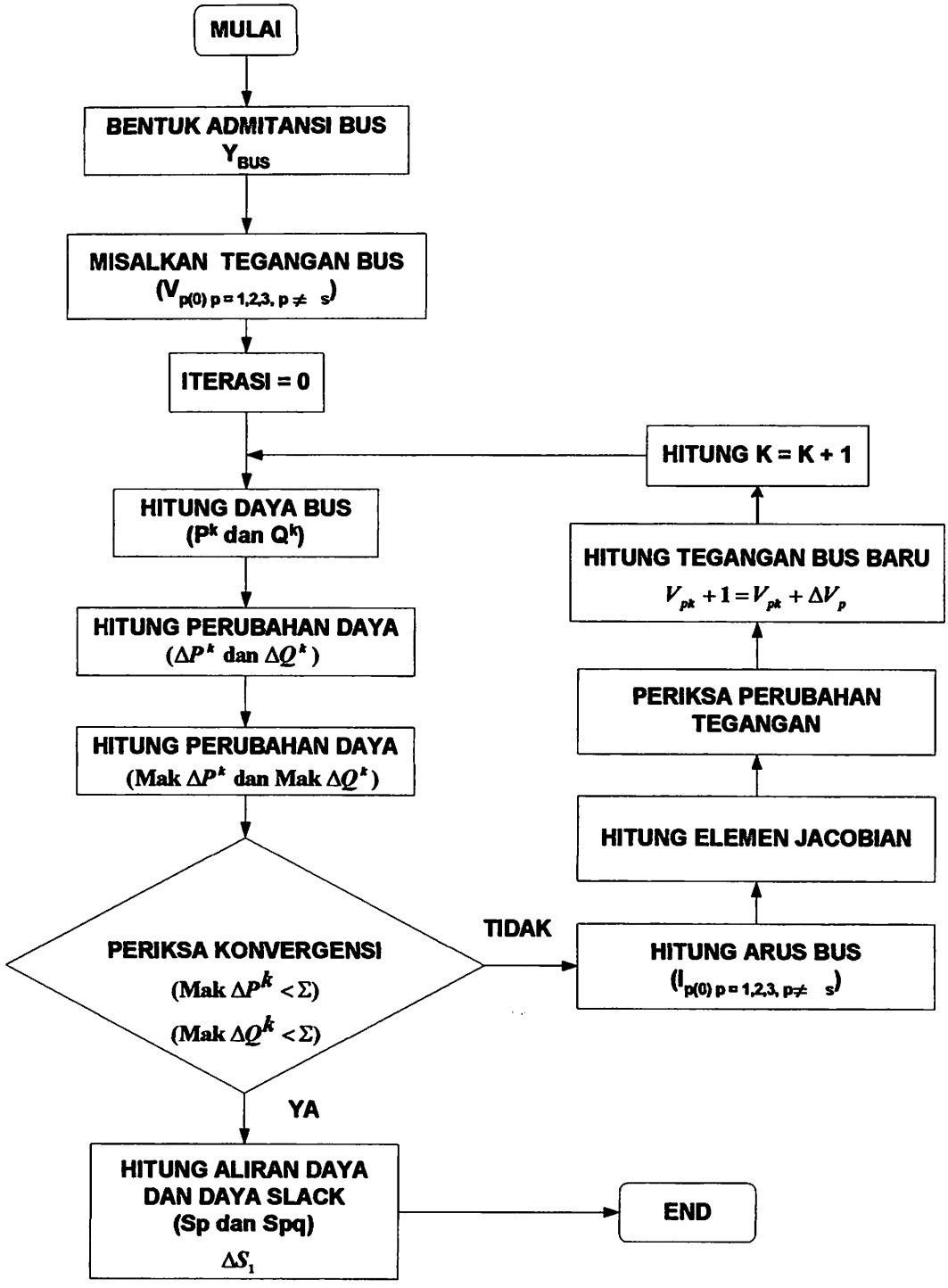
persamaan untuk turunan parsial yang ditentukan dengan differensiasi persamaan (3.5) dan (3.6).

4. Balikkan Jaqobian itu dan hitung koreksi-koreksi tegangan $\Delta\delta_q$ dan $\Delta|V_q|$ pada nilai sebelumnya.

5. Hitung nilai baru dari δ_q dan $|V_q|$ dengan menambah $\Delta\delta_p$ dan $\Delta|V_q|$ pada nilai sebelumnya.

6. Kembali kelangkah pertama dan ulangi proses itu dengan menggunakan nilai untuk besar dan sudut tegangan yang ditentukan paling akhir sehingga semua nilai ΔP dan ΔQ atau semua nilai $\Delta\delta$ dan $\Delta|V|$ lebih kecil dari suatu indeks ketetapan yang dipilih.

3.1.3 Diagram Alir Aliran Daya Newton Raphson



Gambar 3-1.

Diagram Alir Aliran Daya Newton Raphson

3.2 Metode Penempatan Kapasitor

3.2.1 Microgenetic Algorithms [2]

GA(Algoritma genetika) adalah suatu algoritma yang meniru prinsip evolusi alam sebagai metode untuk memecahkan optimasi parameter. prisip yang mendasari algoritma genetika pertama kali dikembangkan oleh John Holland 1962. Teori algoritma genetika didasari oleh teori Darwin. landasan algoritma genetika terinspirasi dari mekanisme alam, dimana individu yang lebih kuat memiliki kemungkinan untuk menjadi pemenang dan mempunyai kesempatan hidup yang lebih besar di dalam lingkungan yang kompetitif. *GA* merupakan algoritma yang simpel, sempurna, fleksibel dan mampu menemukan solusi optimal yang global. *GA* didasari oleh penciptaan acak dari suatu populasi awal dan siklus dengan tiga langkah yaitu :

- Evaluasi tiap kromosom
- Penyeleksian kromosom untuk reproduksi
- Manipulasi genetik untuk menciptakan populasi baru yang meliputi crossover dan mutasi

Tahap 1. Seleksi

Pada algoritma genetika terdapat proses seleksi yaitu proses pemilihan kromosom yang akan di-crosover-kan dengan kromosom dari individu lain. Masalah yang paling mendasar pada proses ini adalah bagaimana proses penyeleksiannya. Menurut teori evolusi Darwin proses seleksi individu adalah :

"Individu terbaik akan tetap hidup dan menghasilkan keturunan". Pada proses seleksi ini dapat menggunakan banyak metode seperti Reulette Wheel Selection.

Tahap 2. Eletism

Selama membuat populasi baru dengan crossover dan mutasi, kemungkinan akan terjadi kehilangan kromosom terbaik (best/few best). Elitism adalah nama metode yang pertama kali mengkopikan kromosom terbaik (best/few best) ke dalam populasi baru. Sisanya dikerjakan dengan cara biasa, yaitu melalui seleksi, *crossover* dan mutasi. Elitism dapat secara cepat meningkatkan perfornasi dari algoritma genetika karena elitism menghindarkan hilangnya solusi terbaik (best/few best) yang telah ditemukan.

Tahap 3. Crossover (pindah silang)

Fungsi dari cadalah menghasilkan kromosom anak dari kombinasi materi-materi gen dua kromosom induk. Cara kerjanya dengan membangkitkan sebuah nilai random r_k dimana k = 1,2...popsize. Probabilitas crossover (p_c) ditentukan dan digunakan untuk mengendalikan frekwensi crossover. Apabila nilai $r_k < p_c$ maka kromosom ke-k terpilih untuk mengalani crossover.

Tahap 4. Mutation (mutasi)

Operasi mutasi digunakan untuk memodifikasi satu atau lebih nilai gen dalam satu individu. Cara kerjanya dengan membangkitkan sebuah nilai random r_k dimana k = 1,2...,nVAR (panjang kromosom). Probabilitas mutasi (p_m)

ditentukan dan digunakan untuk mengendalikan frekwensi mutasi. Apabila nilai random $r_k < p_m$ maka gen ke-k kromosom tersebut terpilih untuk mengalami mutasi. Mutasi dengan menggantikan 0 dengaan 1 atau sebaliknya gen 1 ke 0 biasanya disebut dengan proses flip yaitu dengan membalik nilai 0 ke 1 atau 1 ke 0.

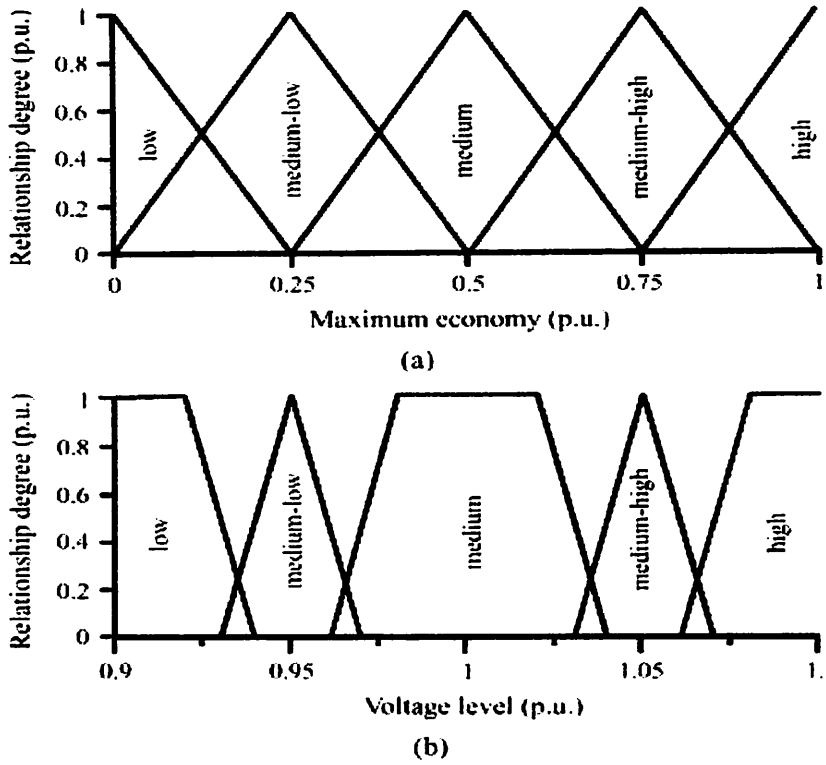
Kerugian dari GA adalah proses atau eksekusinya memerlukan waktu yang lama karena disebabkan oleh konsep evolusinya yang berdasarkan pada proses acak yang membuat algoritmanya cukup lambat. Namun metode lain untuk mengurangi waktu pemrosesan salah satunya adalah ***Microgenetic Algorithm(MGA).***

Kebanyakan *GA* menghasilkan hasil yang buruk ketika populasinya kecil, karena permasalahan diproses dengan informasi yang tidak cukup dan sebagai konsekuensinya jumlah maksimum lokalnya konvergen yang prematur. Ukuran populasi *GA* secara umum bervariasi dari 30 sampai 300 individual yang kontras dengan *MGA* yang menjelajahi kemungkinan untuk bekerja dengan populasi yang kecil (biasanya 5 sampai 20 individual) yang mana untuk untuk mengurangi waktu pemrosesan. Jumlah populasi yang kecil dapat berfungsi sebagai laboratorium alami dimana karakteristik dari genetika yang diinginkan dapat cepat muncul. Pada *MGA*, mutasi tidak diperlukan karena setelah beberapa generasi kromosom yang terbaik dirawat dan sisanya diganti dengan kromosom yang dihasilkan secara acak. Namun, dilain pihak, diperlukan pengadopsian beberapa strategi pencegahan terhadap hilangnya keanekaragaman dalam populasi.

3.2.2 Fuzzy Logic[3]

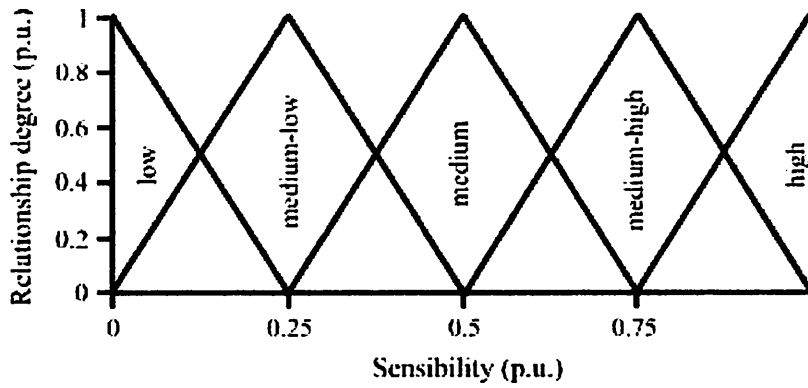
Fuzzy Logic(FL) memungkinkan suatu penyajian komputasi pengetahuan heuristik tentang permasalahan yang spesifik. Sejak 1965 ketika Zadeh mengusulkannya, *Fuzzy Logic* ini secara ekstensif telah diaplikasikan dalam beberapa area pengetahuan untuk memecahkan sebagian besar permasalahan kontrol dan optimasi. Di dalam power system, *Fuzzy Logic* diaplikasikan untuk studi stabilitas, untuk memecahkan permasalahan suplai energi listrik, untuk kompensasi daya reaktif pada jaringan distribusi dan lain sebagainya. *Fuzzy Logic* juga menunjukkan hasil yang baik ketika dikombinasikan dengan *Genetic Algorithms*.

Pada dasarnya, sangat perlu untuk mengidentifikasi variable utama yang mempunyai pengaruh pada pengambilan keputusan dan mengukur nilai-nilai dalam level yang relevan. Di dalam persoalan penempatan kapasitor, rule (peraturan) dibuat untuk menentukan apakah menguntungkan atau tidak untuk dipasang kapasitor pada bus tertentu. Bus voltage dan Maksimum ekonomi adalah variable yang digunakan untuk menetapkan grup dari Fuzzy rules (peraturan fuzzy). *Relationship function* dari variable-variabel ini ditunjukkan pada Gambar 3-2. Variabel-variabel tersebut mengindikasikan kekurangan kapasitif reaktif dalam jaringan distribusi dan menetapkan alokasi derajat sensibilitas dari tiap bus, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3-3. Hasil dari fuzzy rules ditunjukkan pada Tabel 3-1.



Gambar 3-2

Input Relationship Function : (a) maksimum ekonomi, (b) tegangan bus



Gambar 3-3

Relationship Function dari Alokasi Sensibilitas Bus

Tabel 3-1

Hasil dari Fuzzy Rules

Voltage ⇨ Economy ⇩	low	medium low	medium	medium high	high
Low	medium low	medium low	low	low	low
Medium low	medium	medium low	medium low	low	low
Medium	medium	medium	medium low	low	low
Medium high	medium high	medium high	medium	medium low	low
High	high	medium high	medium	medium low	medium low

3.2.3. Konsep Microgenetic Algorithm dan Fuzzy Logic

Untuk menemukan solusi yang optimal dari persoalan kompensasi daya reaktif dilakukan dengan menggunakan 2 langkah metode. Inisialisasi menggunakan fuzzy logic dimana seluruh bus yang ada di system dihitung untuk menentukan bus mana yang lebih menguntungkan untuk dipasang kapasitor. Kemudian pada langkah selanjutnya ruang pencarian atau jumlah dari solusi-solusi yang tersedia akan dipersempit oleh microgenetic algorithm. Microgenetic algorithm menggunakan kode biner untuk menampilkan solusinya.

Disini, informasi dari tiap bus dikodekan dalam satu byte. Contoh dari kromosom seperti pada gambar 3-4. Pada bus 1 tidak terdapat kapasitor, kemudian pada bus 2 terdapat dua kapasitor saklar pada beban sedang dan tiga pada beban puncak. Pada bus n terdapat dua kapasitor tetap pada beban rendah, lima kapasitor saklar pada beban sedang dan dua kapasitor saklar pada beban puncak.

bus 1			bus 2				bus *n*		
1	2	3	1	2	3		1	2	3
0 0 0	0 0 0	0 0	0 0 0	0 1 0	1 1	0 0	0 1 0	1 0 1	1 0

Gambar 3-4

Struktur kromosom

3.3 Fungsi Obyektif.[3]

Pada persoalan kompensasi daya reaktif, fungsi objektif yang dimaksimalkan adalah keuntungan teknis dan ekonomis yang diperoleh dengan pemasangan kapasitor pada jaringan distribusi. Kapasitor biasanya mempunyai kapasitas nominal dengan standard unit (sebagai contoh, 50, 150 atau 300 kvar). Di lain pihak, titik-titik pemasangan yang mungkin adalah pada bus-bus feeder (penyulang) dan oleh karena titik-titik pemasangan itu juga membentuk grup yang terbatas. Maka dengan jelas ini adalah persoalan optimisasi kombinasi yang fungsinya disajikan sebagai berikut :

$$f(s) = k_p \Delta P_m(s) + \sum_{i=1}^{3} \Delta P_i(s) k e_i \Delta t_i - C[n_f(s) k_f + n_c(s) k_c] \quad \text{.....(3-8)}$$

dimana:

s = grup parameter yang menggambarkan titik-titik pemasangan dan kontrol dari kapasitor.

k_p = biaya dari rugi-rugi daya beban puncak dalam \$/kW

ke_i = biaya rugi-rugi energi untuk tiap level (i = 1, 2, 3) dalam \$/kWh

k_f = biaya kapasitor tetap (\$/kvar)

kc = biaya kapasitor saklar (\$/kvar)

n_f = jumlah kapasitor tetap

n_c = jumlah kapasitor saklar

C = ukuran dari kapasitor (kvar)

ΔP_m = reduksi rugi-rugi beban puncak dalam kW

ΔP_i = reduksi rugi-rugi daya pada tiap level (i = 1, 2, 3) dalam kW

Δti = jangka waktu tahunan dari tiap level (i = 1, 2, 3) dalam jam

3.4 Algoritma Program[3]

3.4.1 Algoritma Pemecahan Masalah

1. Masukan Data Beban P, Q, Data Saluran R, X, Daya Dasar (P) dan Tegangan Dasar (V) dan Data Kapasitas Kapasitor
2. Melakukan proses Aliran Daya dengan Menggunakan Metode Newton Raphson
3. Mengecek apakah ada pelanggaran tegangan
    a. 'Ya' lanjutkan ke langkah 4
    b. 'Tidak' Langsung ke langkah 5

4. Melakukan Sub Routine Algoritma *MGA dan Fuzzy Logic*
5. Cetak hasil
6. Stop

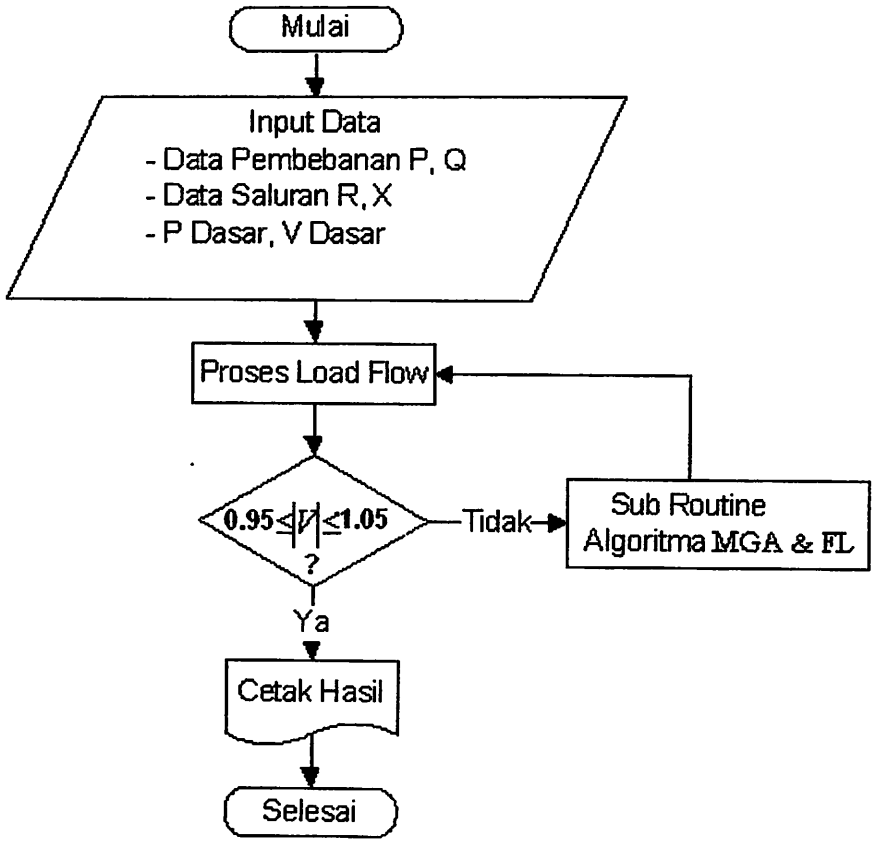
3.4.2 Algoritma Program Penyelesaian Masalah Pemasangan Kapasitor Dengan Metode *Hybrid Microgenetic dan Fuzzy Logic.*

1. Menghitung tegangan bus, daya dan rugi-rugi daya tanpa adanya kapasitor yang terpasang.
2. Menghitung penghematan maksimum yang diperoleh dengan penempatan kapasitor pada satu bus.
3. Menghitung penghematan maksimum yang diperoleh dengan pemasangan kapasitor pada beberapa bus.
4. Aplikasikan *fuzzy heuristik* untuk menentukan subgroup dari bus-bus yang terpasang kapasitor yang lebih menguntungkan
5. Adopsi penghematan ekonomi pada (3-8) sebagai fitness function.
6. Berdasarkan pada subgroup yang ditentukan pada langkah 4, secara acak bentuk *n* ukuran inisial populasi dan lanjutkan ke langkah 8.
7. Berdasarkan pada subgroup yang ditentukan pada langkah 4, secara acak bentuk *n-1* populasi dan tambahkan pada kromosom terbaik dari generasi sebelumnya.
8. Tentukan fitness function dari tiap kromosom.
9. Pilih *m* kromosom dari populasi sekarang menggunakan metode turnamen. Buat operasi crossover menggunakan pasangan kromosom dari subgroup ini:

10. Menghitung index adaptasi dari kromosom baru:
11. Ulangi langkah 9 dan 10 sampai populasi mencapai derajat keseragaman dari yang terpilih sebelumnya:
12. Dapatkan kromosom terbaik, simpan dan buang yang lain
13. Ulangi langkah 7 sampai 12 sebanyak *g* kali atau sampai individu terbaik teridentifikasi setelah *h* generasi yang berurutan.
14. Stop.

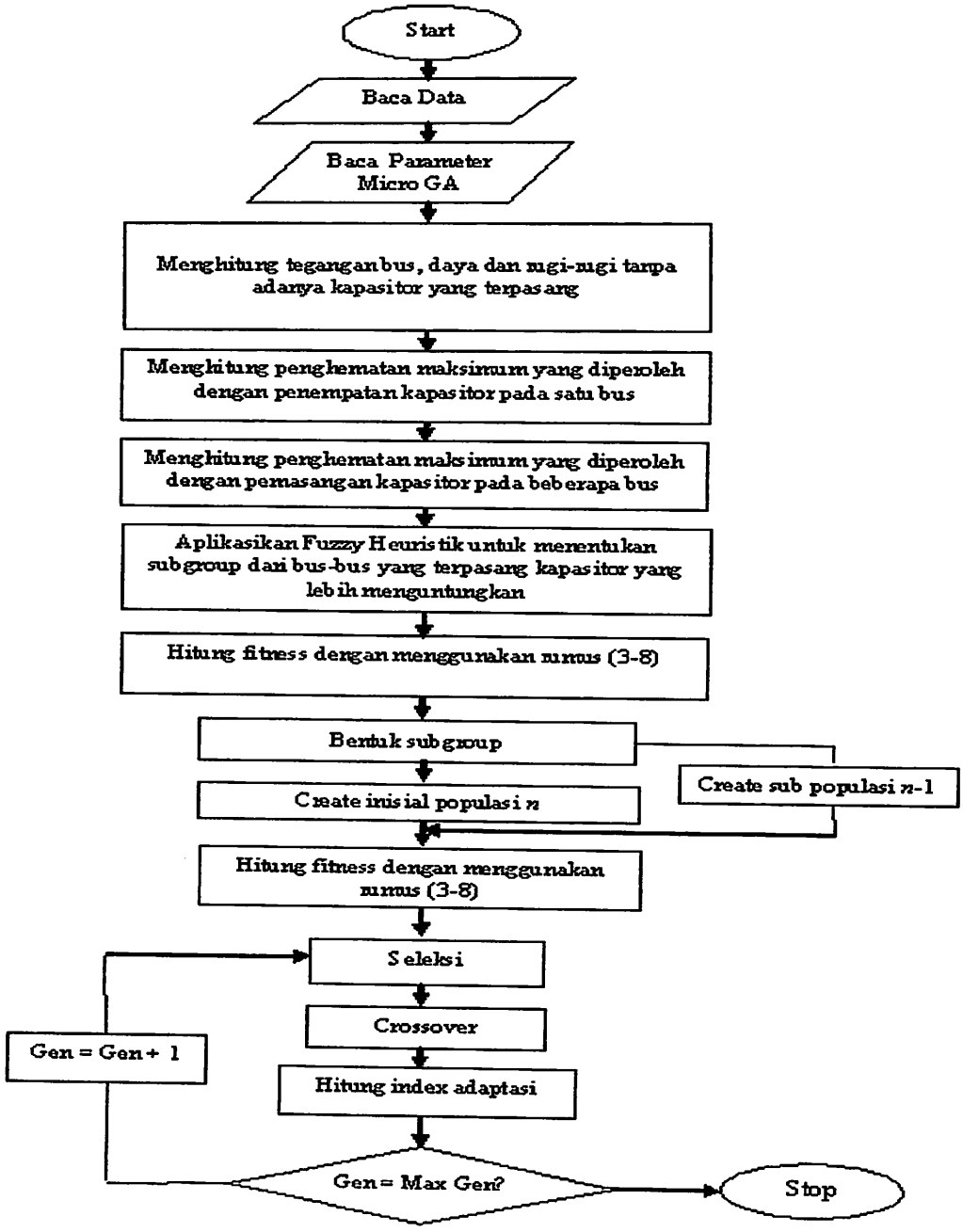
3.4.3 Flowchart Program

3.4.3.1 Flowchart Algoritma Pemecahan Masalah



Gambar 3-5
Flowchart Algoritma Pemecahan Masalah

3.4.3.2 Flowchart Algoritma *Hybrid Microgenetic Algorithms dan Fuzzy Logic.*



Gambar 3-6
Flowchart Metode MGA dan Fuzzy Logic

BAB IV

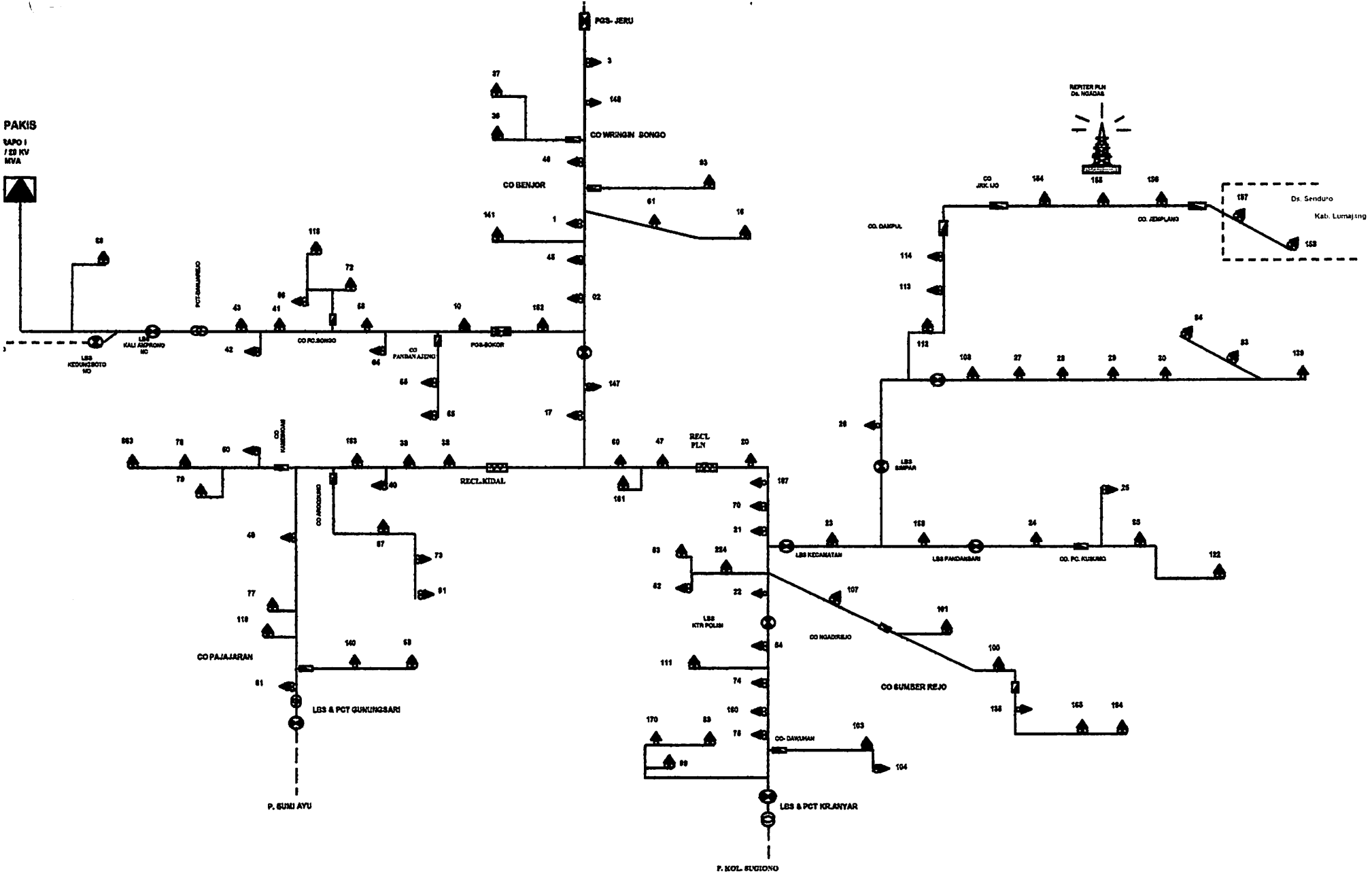
ANALISA KAPASITAS DAN PENEMPATAN KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV PENYULANG TUMPANG, MALANG

4.1 Analisis Penempatan Kapasitor Dengan *Microgenetic Algorithm dan Fuzzy Logic*

Pilihan suatu metode solusi untuk aplikasi praktis sering sulit, pilihan itu memerlukan analisis yang cermat atas kelebihan-kelebihan dan kekurangan-kekurangan pada banyak metode yang tersedia. Untuk solusi dari permasalahan-permasalahan diatas maka digunakan suatu alternative yaitu metode *Microgenetic Algorithm dan Fuzzy Logic* yang menyediakan cara yang lebih baik dalam menganalisis penempatan kapasitor.

Pada skripsi ini aringan yang dibahas adalah jaringan distribusi primer 20 kV dengan mengambil data dari penyulang Tumpang GI PAKIS, Malang. Pada penyulang tumpang ini terdapat 129 *node* yang terpasang sepanjang saluran. Panjang saluran penyulang ini sejauh ±125,1165 km. Untuk *single line digram* dari penyulang Tumpang ini dapat dilihat pada gambar 4-1 dan dapat diketahui bahwa penyulang ini menggunakan jaringan distribusi type radial.

Dalam menganalisa penempatan kapasitor, disini menggunakan program komputer. Pada prinsipnya penggunaan program komputer dapat menganalisa sebuah jaringan distribusi radial dengan jumlah cabang atau jumlah bus yang tidak terbatas tergantung dari tersedianya jumlah memori yang tersedia pada komputer yang digunakan.



Gambar 4-1 Single Line Diagram Penyulang Tumpang

4.2. Data Perhitungan

Perhitungan aliran daya ini mengambil data dari GI Pakis Malang yang melayani 5 (lima) buah penyulang dengan 1 (satu) buah trafo yang berkapasitas 150/20 kV-30 MVA. Namun pada skripsi ini hanya menganalisa satu penyulang saja, yaitu pada penyulang Tumpang.

Sistem distribusi radial GI Pakis memakai tegangan distribusi 20 kV. Untuk menyelesaikan perhitungan aliran daya terlebih dahulu ditetapkan *single line diagram* yang akan dianalisa. Agar perhitungan lebih mudah maka digunakan system per-unit (pu), dimana dasar yang digunakan :

- Tegangan dasar : 20 kV
- Daya dasar : 100 kVA

Selanjutnya node-node yang ada diklasifikasikan, yaitu Busbar GI Pakis diasumsikan sebagai slack bus, sedangkan node-node yang lain sepanjang saluran radial dipandang sebagai load bus. Dalam hal ini tidak ada bus generator karena sepanjang saluran tidak terdapat pembangkitan.

4.2.1. Data Saluran

Jaringan distribusi primer GI Pakis menggunakan saluran kabel udara dengan spesifikasi seperti pada tabel 4-1.

Tabel 4-1
Spesifikasi Saluran

Jenis Konduktor	Penampang Nominal $(mm)^2$	Impedansi Saluran (Ω/km)	GMR (mm)	Kuat Hantar Arus (A)
AAAC	150	0,2162+ j 0.3305	5,2365	425

Adapun data saluran penyulang Tumpang seperti pada tabel 4-2.

Tabel 4-2
Data Saluran Penyulang Tumpang

Dari Bus	Ke Bus	Jenis Kabel	Jarak (km)	R(ohm)	X(ohm)
1	2	AAAC 150	1,80414	0,39006	0,59627
2	3	AAAC 150	0,82665	0,17872	0,27321
2	4	AAAC 150	0,65357	0,1413	0,216
4	5	AAAC 150	0,32118	0,06944	0,10615
5	6	AAAC 150	0,45644	0,09868	0,15085
5	7	AAAC 150	0,61128	0,13216	0,20203
7	8	AAAC 150	0,35097	0,07588	0,11600
8	9	AAAC 150	0,66696	0,14420	0,22043
9	10	AAAC 150	0,41766	0,09030	0,13804
9	11	AAAC 150	0,91795	0,19846	0,30338
11	12	AAAC 150	0,04103	0,00887	0,01356
11	13	AAAC 150	0,41039	0,08873	0,13563
8	14	AAAC 150	0,1754	0,03792	0,05797
14	15	AAAC 150	0,19514	0,04219	0,06449
15	16	AAAC 150	1,10235	0,23833	0,36433
15	17	AAAC 150	0,62622	0,13539	0,20697
17	18	AAAC 150	1,24697	0,26959	0,41212
18	19	AAAC 150	1,05759	0,22865	0,34953
17	20	AAAC 150	1,12091	0,24234	0,37046
20	21	AAAC 150	1,63111	0,35265	0,53908
21	22	AAAC 150	0,38403	0,08303	0,12692

22	23	AAAC 150	0,10687	0,02311	0,03532
23	24	AAAC 150	0,14463	0,03127	0,04780
24	25	AAAC 150	0,21983	0,04753	0,07265
25	26	AAAC 150	0,21553	0,04660	0,07123
25	27	AAAC 150	0,05738	0,01241	0,01896
27	28	AAAC 150	0,09667	0,02090	0,03195
28	29	AAAC 150	0,1432	0,03096	0,04733
29	30	AAAC 150	0,7055	0,15253	0,23317
28	31	AAAC 150	0,09171	0,01983	0,03031
31	32	AAAC 150	5,81678	1,25759	1,92245
31	33	AAAC 150	0,13107	0,02834	0,04332
33	34	AAAC 150	0,28721	0,06209	0,09492
34	35	AAAC 150	1,40329	0,30339	0,46379
35	36	AAAC 150	0,20561	0,04445	0,06795
35	37	AAAC 150	0,6874	0,14862	0,22719
34	38	AAAC 150	0,44708	0,09666	0,14776
38	39	AAAC 150	0,45447	0,09826	0,15020
22	40	AAAC 150	0,3683	0,07963	0,12172
40	41	AAAC 150	0,37527	0,08113	0,12403
41	42	AAAC 150	0,07926	0,01714	0,02620
42	43	AAAC 150	1,36049	0,29414	0,44964
43	44	AAAC 150	1,0827	0,23408	0,35783
44	45	AAAC 150	0,09054	0,01957	0,02992
45	46	AAAC 150	0,13481	0,02915	0,04455
45	47	AAAC 150	0,31916	0,06900	0,10548
47	48	AAAC 150	0,07734	0,01672	0,02556
48	49	AAAC 150	1,98504	0,42917	0,65606
49	50	AAAC 150	0,8712	0,18835	0,28793
50	51	AAAC 150	1,02611	0,22184	0,33913
48	52	AAAC 150	2,27173	0,49115	0,75081
52	53	AAAC 150	0,26156	0,05655	0,08645
53	54	AAAC 150	0,07325	0,01584	0,02421
53	55	AAAC 150	1,88792	0,40817	0,62396
55	56	AAAC 150	1,6756	0,36226	0,55379
55	57	AAAC 150	0,48563	0,10499	0,16050
57	58	AAAC 150	2,1451	0,46377	0,70896
52	59	AAAC 150	0,49853	0,10778	0,16476
59	60	AAAC 150	0,25835	0,05586	0,08538
60	61	AAAC 150	1,62653	0,35166	0,53757
60	62	AAAC 150	0,85873	0,18566	0,28381

62	63	AAAC 150	1,04437	0,22579	0,34516
62	64	AAAC 150	0,2175	0,04702	0,07188
64	65	AAAC 150	0,30139	0,06516	0,09961
64	66	AAAC 150	1,20862	0,26130	0,39945
66	67	AAAC 150	0,21159	0,04575	0,06993
42	68	AAAC 150	0,42204	0,09125	0,13948
68	69	AAAC 150	0,46147	0,09977	0,15252
69	70	AAAC 150	0,59644	0,12895	0,19712
69	71	AAAC 150	0,14444	0,03123	0,04774
71	72	AAAC 150	0,36326	0,07854	0,12006
72	73	AAAC 150	0,06005	0,01298	0,01985
73	74	AAAC 150	1,2255	0,26495	0,40503
74	75	AAAC 150	0,54189	0,11716	0,17909
75	76	AAAC 150	0,53488	0,11564	0,17678
76	77	AAAC 150	0,04909	0,01061	0,01622
77	78	AAAC 150	0,56593	0,12235	0,18704
78	79	AAAC 150	0,90865	0,19645	0,30031
79	80	AAAC 150	0,40073	0,08664	0,13244
79	81	AAAC 150	0,06005	0,01298	0,01985
77	82	AAAC 150	0,21926	0,04740	0,07247
82	83	AAAC 150	0,50759	0,10974	0,16776
83	84	AAAC 150	0,96079	0,20772	0,31754
84	85	AAAC 150	0,5969	0,12905	0,19728
84	86	AAAC 150	1,22914	0,26574	0,40623
86	87	AAAC 150	0,25168	0,05441	0,08318
87	88	AAAC 150	1,93151	0,41759	0,63836
88	89	AAAC 150	0,02097	0,00453	0,00693
89	90	AAAC 150	0,99091	0,21423	0,32750
90	91	AAAC 150	1,41627	0,30620	0,46808
89	92	AAAC 150	0,64097	0,13858	0,21184
92	93	AAAC 150	0,21263	0,04597	0,07027
92	94	AAAC 150	0,38759	0,08380	0,12810
94	95	AAAC 150	0,37838	0,08181	0,12505
77	96	AAAC 150	0,91237	0,19725	0,30154
96	97	AAAC 150	1,10752	0,23945	0,36604
97	98	AAAC 150	1,15876	0,25052	0,38297
97	99	AAAC 150	2,1284	0,46016	0,70344
99	100	AAAC 150	2,04255	0,44160	0,67506
100	101	AAAC 150	1,19628	0,25864	0,39537
101	102	AAAC 150	3,20652	0,69325	1,05975

76	103	AAAC 150	1,35951	0,29393	0,44932
103	104	AAAC 150	0,18837	0,04073	0,06226
104	105	AAAC 150	0,24406	0,05277	0,08066
105	106	AAAC 150	2,54212	0,54961	0,84017
106	107	AAAC 150	0,48657	0,10520	0,16081
107	108	AAAC 150	0,25466	0,05506	0,08417
107	109	AAAC 150	2,00062	0,43253	0,66120
109	110	AAAC 150	1,2041	0,26033	0,39796
104	111	AAAC 150	0,74333	0,16071	0,24567
111	112	AAAC 150	0,88399	0,19112	0,29216
112	113	AAAC 150	0,71388	0,15434	0,23594
113	114	AAAC 150	1,58924	0,34359	0,52524
114	115	AAAC 150	1,10974	0,23993	0,36677
115	116	AAAC 150	1,79788	0,38870	0,59420
116	117	AAAC 150	1,08765	0,23515	0,35947
117	118	AAAC 150	0,43158	0,09331	0,14264
118	119	AAAC 150	3,89207	0,84147	1,28633
118	120	AAAC 150	1,48563	0,32119	0,49100
120	121	AAAC 150	2,2495	0,48634	0,74346
112	122	AAAC 150	1,07319	0,23202	0,35469
122	123	AAAC 150	1,40817	0,30445	0,46540
123	124	AAAC 150	1,90856	0,41263	0,63078
124	125	AAAC 150	8,22295	1,77780	2,71768
125	126	AAAC 150	0,79359	0,17157	0,26228
126	127	AAAC 150	3,11916	0,67436	1,03088
127	128	AAAC 150	6,68201	1,44465	2,20840
128	129	AAAC 150	0,78414	0,16953	0,25916

4.2.2. Data Pembebanan

Data pembebanan diperoleh dengan mengambil data dari masing-masing trafo distribusi, dimana besarnya beban pada masing-masing fasa diasumsikan seimbang. Jika besarnya pembebanan adalah nol, maka pada node tidak terdapat trafo distribusi tetapi hanya merupakan simpul. Pada tahap ini rugi-rugi yang terjadi pada trafo distribusi diabaikan, adapun data-data pembebanan seperti pada tabel 4-3.

Tabel 4-3
Data Pembebanan Penyulang Tumpang

No. Node	PEMBEBANAN			Type
	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAR)	
1	0,00000	0,00000	0,00000	Slack
2	0,00000	0,00000	0,00000	Load
3	45,68000	38,82800	24,06343	Load
4	97,90000	83,21500	51,57203	Load
5	0,00000	0,00000	0,00000	Load
6	93,53000	79,50050	49,26998	Load
7	56,50000	48,02500	29,76322	Load
8	0,00000	0,00000	0,00000	Load
9	0,00000	0,00000	0,00000	Load
10	47,74000	40,57900	25,14861	Load
11	0,00000	0,00000	0,00000	Load
12	85,89000	73,00650	45,24537	Load
13	22,46000	19,09100	11,83154	Load
14	89,15000	75,77750	46,96268	Load
15	0,00000	0,00000	0,00000	Load
16	64,02000	54,41700	33,72463	Load
17	0,00000	0,00000	0,00000	Load
18	71,28000	60,58800	37,54907	Load
19	103,25000	87,76250	54,39031	Load
20	108,86000	92,53100	57,34556	Load
21	85,54000	72,70900	45,06099	Load
22	0,00000	0,00000	0,00000	Load
23	99,90000	84,91500	52,62559	Load
24	120,51000	102,43350	63,48258	Load
25	0,00000	0,00000	0,00000	Load
26	48,40000	41,14000	25,49628	Load
27	62,64000	53,24400	32,99767	Load
28	0,00000	0,00000	0,00000	Load
29	118,92000	101,08200	62,64500	Load
30	103,92000	88,33200	54,74326	Load
31	0,00000	0,00000	0,00000	Load
32	64,56000	54,87600	34,00909	Load
33	147,49000	125,36650	77,69518	Load
34	0,00000	0,00000	0,00000	Load

35	0,00000	0,00000	0,00000	Load
36	47,95000	40,75750	25,25923	Load
37	62,87000	53,43950	33,11883	Load
38	107,88000	91,69800	56,82932	Load
39	150,90000	128,26500	79,49151	Load
40	95,68000	81,32800	50,40257	Load
41	102,13000	86,81050	53,80032	Load
42	0,00000	0,00000	0,00000	Load
43	87,82000	74,64700	46,26206	Load
44	133,15000	113,17750	70,14111	Load
45	0,00000	0,00000	0,00000	Load
46	73,04000	62,08400	38,47621	Load
47	36,80000	31,28000	19,38560	Load
48	0,00000	0,00000	0,00000	Load
49	91,15000	77,47750	48,01624	Load
50	56,94000	48,39900	29,99501	Load
51	146,20000	124,27000	77,01563	Load
52	0,00000	0,00000	0,00000	Load
53	0,00000	0,00000	0,00000	Load
54	101,01000	85,85850	53,21032	Load
55	0,00000	0,00000	0,00000	Load
56	60,48000	51,40800	31,85982	Load
57	61,11000	51,94350	32,19169	Load
58	89,60000	76,16000	47,19973	Load
59	89,45000	76,03250	47,12071	Load
60	0,00000	0,00000	0,00000	Load
61	30,74000	26,12900	16,19330	Load
62	0,00000	0,00000	0,00000	Load
63	20,83000	17,70550	10,97288	Load
64	0,00000	0,00000	0,00000	Load
65	58,22000	49,48700	30,66929	Load
66	86,32000	73,37200	45,47188	Load
67	137,70000	117,04500	72,53798	Load
68	38,18000	32,45300	20,11256	Load
69	0,00000	0,00000	0,00000	Load
70	33,87000	28,78950	17,84213	Load
71	37,28000	31,68800	19,63846	Load
72	67,80000	57,63000	35,71587	Load
73	80,01000	68,00850	42,14788	Load
74	80,09000	68,07650	42,19003	Load

75	105,12000	89,35200	55,37540	Load
76	0,00000	0,00000	0,00000	Load
77	0,00000	0,00000	0,00000	Load
78	100,33000	85,28050	52,85211	Load
79	0,00000	0,00000	0,00000	Load
80	38,85000	33,02250	20,46551	Load
81	44,90000	38,16500	23,65254	Load
82	112,44000	95,57400	59,23145	Load
83	106,59000	90,60150	56,14977	Load
84	0,00000	0,00000	0,00000	Load
85	30,60000	26,01000	16,11955	Load
86	94,89000	80,65650	49,98641	Load
87	108,34000	92,08900	57,07164	Load
88	51,05000	43,39250	26,89226	Load
89	0,00000	0,00000	0,00000	Load
90	44,10000	37,48500	23,23112	Load
91	43,46000	36,94100	22,89398	Load
92	0,00000	0,00000	0,00000	Load
93	65,63000	55,78550	34,57275	Load
94	25,88000	21,99800	13,63314	Load
95	59,84000	50,86400	31,52268	Load
96	54,15000	46,02750	28,52528	Load
97	0,00000	0,00000	0,00000	Load
98	86,31000	73,36350	45,46661	Load
99	42,95000	36,50750	22,62532	Load
100	35,92000	30,53200	18,92203	Load
101	7,05000	5,99250	3,71382	Load
102	6,13000	5,21050	3,22918	Load
103	106,79000	90,77150	56,25512	Load
104	0,00000	0,00000	0,00000	Load
105	70,07000	59,55950	36,91166	Load
106	57,66000	49,01100	30,37429	Load
107	0,00000	0,00000	0,00000	Load
108	92,86000	78,93100	48,91704	Load
109	129,15000	109,77750	68,03398	Load
110	33,12000	28,15200	17,44704	Load
111	25,06000	21,30100	13,20117	Load
112	0,00000	0,00000	0,00000	Load
113	27,87000	23,68950	14,68143	Load
114	79,79000	67,82150	42,03199	Load

115	56,13000	47,71050	29,56831	Load
116	66,28000	56,33800	34,91516	Load
117	57,81000	49,13850	30,45331	Load
118	0,00000	0,00000	0,00000	Load
119	34,63000	29,43550	18,24248	Load
120	50,88000	43,24800	26,80270	Load
121	64,99000	55,24150	34,23561	Load
122	59,16000	50,28600	31,16446	Load
123	22,08000	18,76800	11,63136	Load
124	38,25000	32,51250	20,14944	Load
125	4,38000	3,72300	2,30731	Load
126	19,87000	16,88950	10,46717	Load
127	33,17000	28,19450	17,47338	Load
128	16,01000	13,60850	8,43379	Load
129	17,64000	14,99400	9,29245	Load

4.3. Data Kapasitas kapasitor dan Harga (*Cost/* kVAR).

Tabel 4-5 berikut menunjukkan harga dari kapasitor/kvar dimana data yang tersedia disesuaikan dengan data harga yang ada di jurnal.

Tabel 4-4

Harga Kapasitor

type	cost($/kvar)
fixed	1.0
switched	1.3

4.4. Analisa Perhitungan

Perhitungan penempatan kapasitor diawali dengan melakukan studi aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson.* Studi aliran daya dilakukan untuk mengetahui harga tegangan dan sudut fasa tiap-tiap bus, arus yang mengalir pada saluran, dan aliran daya tiap saluran. Setelah studi aliran daya dilakukan, barulah dilakukan perhitungan rugi-rugi daya pada saluran.

Untuk memudahkan perhitungan dan analisa pada sistem tenaga, biasanya dipakai harga-harga dalam persatuan. Harga persatuan adalah harga yang sebenarnya dibagi dengan harga dasar, harga dasar ini dapat dipilih sembarang. Harga yang dipilih pada studi ini adalah 20 kV dan 100 kVA sebagai harga tegangan dasar dan daya dasar. Mengingat bahwa pada jaringan tidak dilakukan pengukuran faktor daya maka pada perhitungan ini diambil harga faktor daya diasumsikan 0,85.

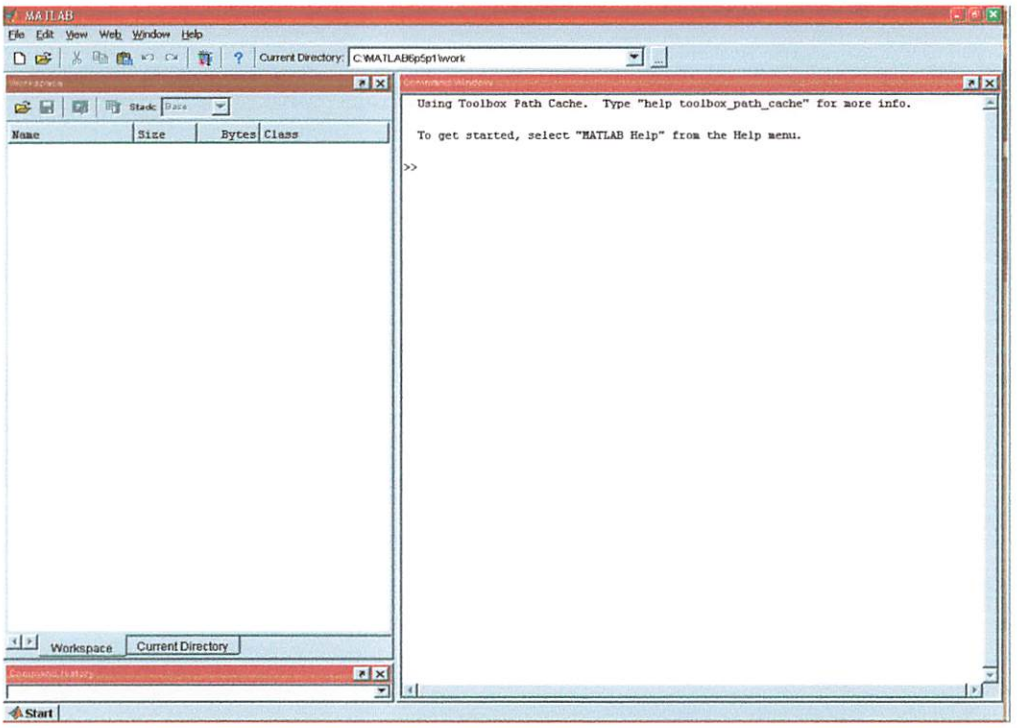
Perhitungan diawali dengan menampilkan single line diagram dari penyulang yang mewakili keadaan sistem yang sesungguhnya. Dari gambar 4-1 diperlihatkan single line diagram dari penyulang Tumpang. Pada penyulang ini jumlah bus dan saluran masing-masing adalah :

- Slack bus = 1
- Load bus = 128
- Jumlah saluran = 128

4.3. Prodesur Pelaksanaan Program Perhitungan.

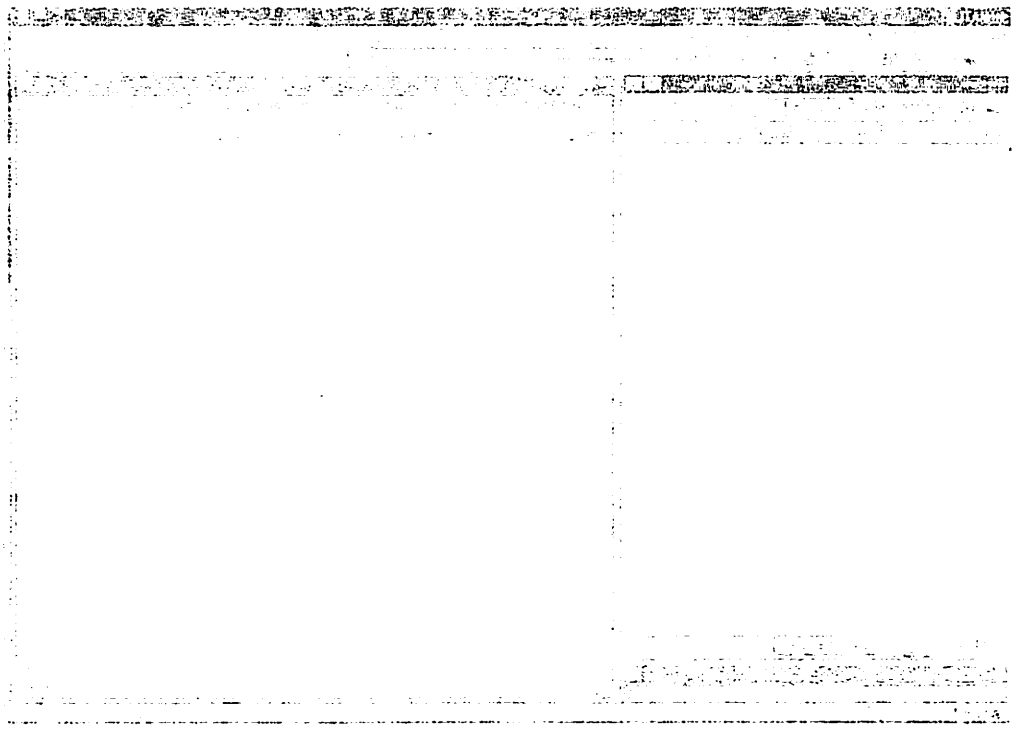
Produser menjalankan program perhitungan dengan menggunakan bahasa pemrograman MATLAB 7.0.4 dapat dilakukan sebagai berikut :

1. Tampilan Utama Program MATLAB 7.0.4

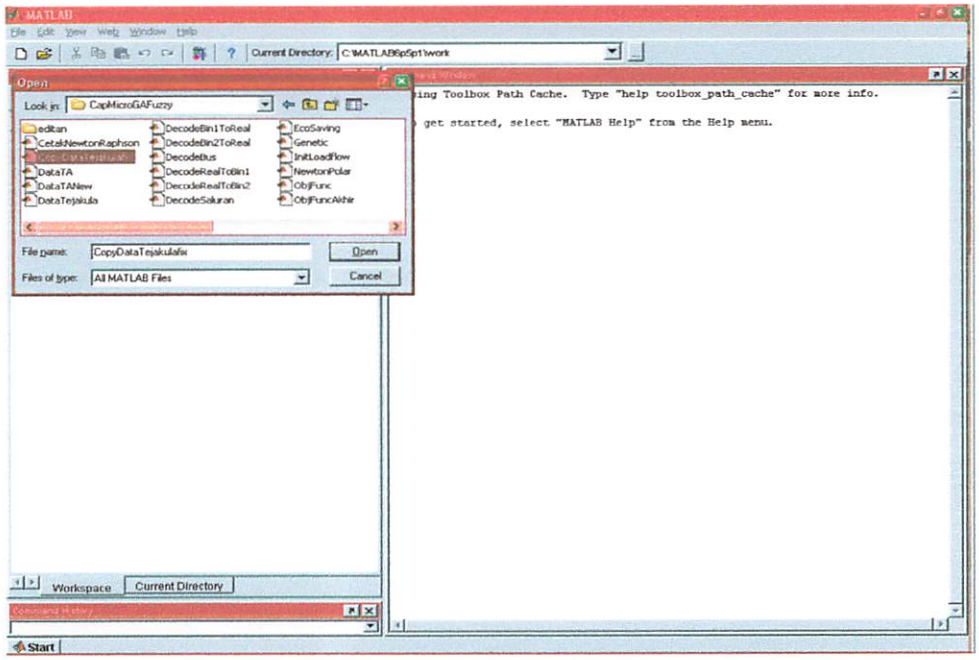


GAMBAR 4-2 TAMPILAN UTAMA PROGRAM MATLAB 7.0.4

Pada gambar 4-2 merupakan tampilan utama program simulasi matlab 7.0.4 sebelum menjalankan program yang mana terlebih dahulu telah dimasukkan data-data yang dibutuhkan yaitu data pembebanan, data saluran,



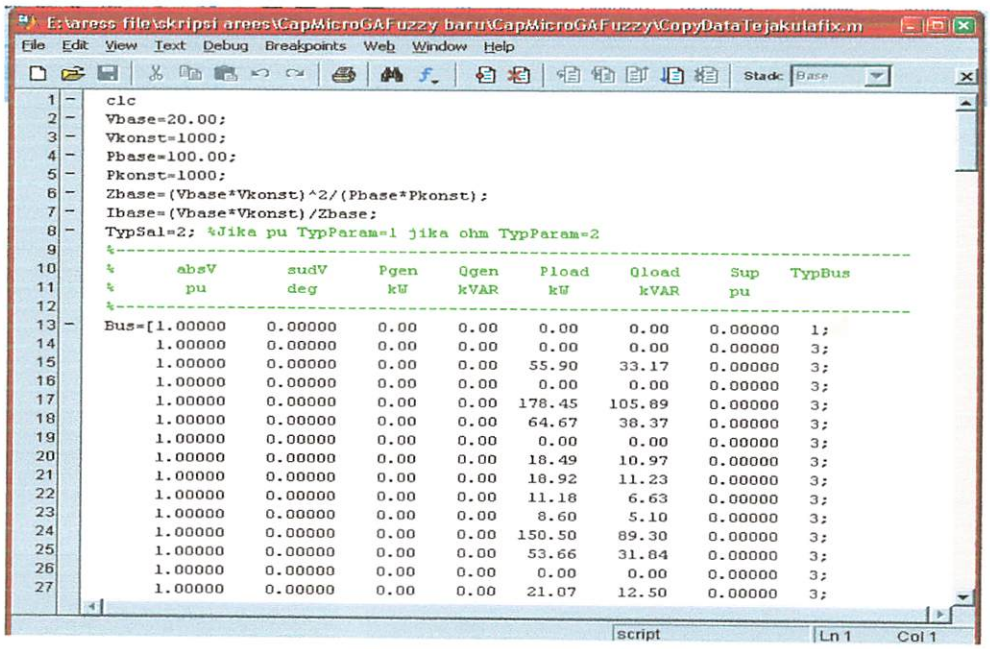
2. **Tekan *open file* untuk membuka data yang sudah tersimpan, pilih data kemudian klik *open* untuk membuka data inputan**



GAMBAR 4-3 TAMPILAN INPUTAN DATA

Pada gambar 4-3 merupakan tampilan dari inputan data yang tersimpan dan untuk membuka data yang tersimpan *klik open file* yang ada pada pojok kiri atas, kemudian akan muncul pilihan *file* seperti yang terlihat pada gambar tampilan tandai dan kemudian *klik open* untuk membuka inputan data yang dibutuhkan. Setelah itu lanjut ke langkah 3.

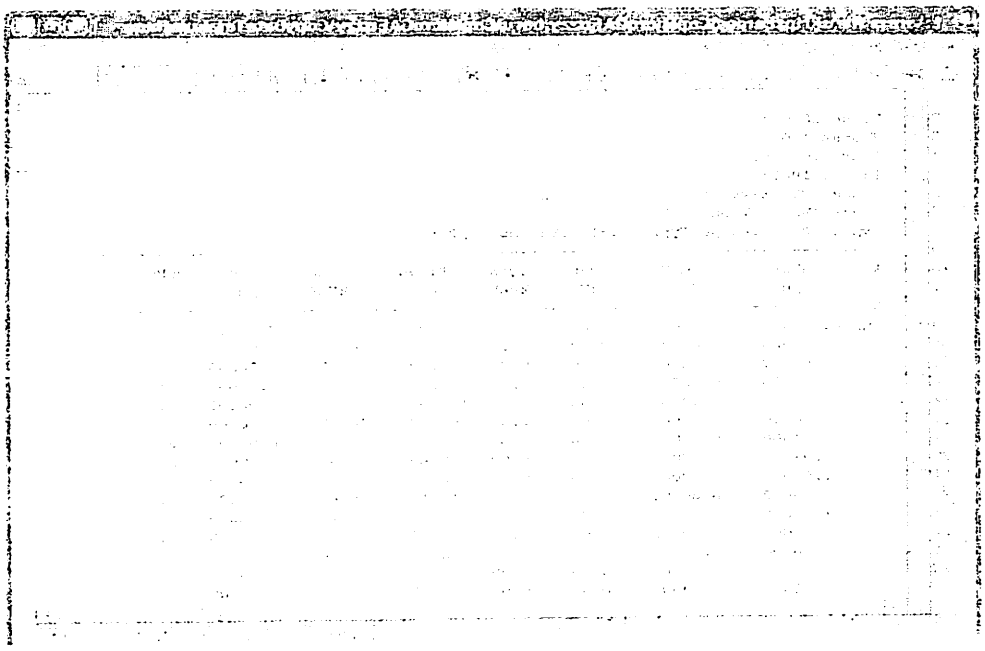
3. **Tampilan inputan data pembebanan, gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat tampilan inputan data saluran**



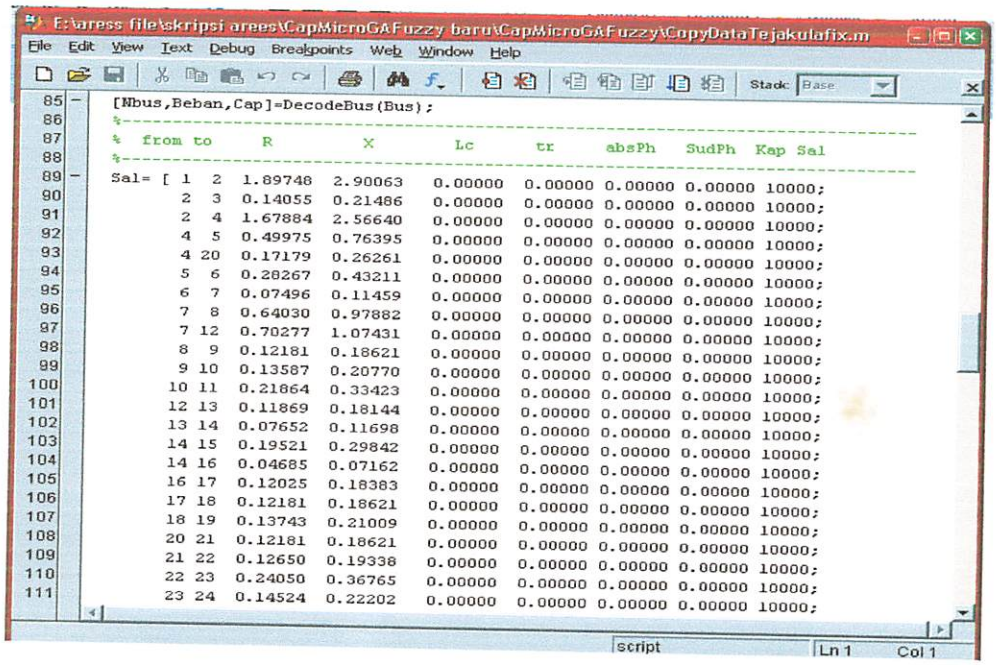
```
clc
Vbase=20.00;
Vkonst=1000;
Pbase=100.00;
Pkonst=1000;
Zbase=(Vbase*Vkonst)^2/(Pbase*Pkonst);
Ibase=(Vbase*Vkonst)/Zbase;
TypSal=2; %Jika pu TypParam=1 jika ohm TypParam=2
%-----------------------------------------------------------------------------
%      absV       sudV      Pgen      Qgen      Pload     Qload      Sup    TypBus
%       pu        deg       kW        kVAR      kW        kVAR       pu
%-----------------------------------------------------------------------------
Bus=[1.00000    0.00000    0.00      0.00      0.00      0.00      0.00000    1;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00      0.00      0.00      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00     55.90     33.17      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00      0.00      0.00      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00    178.45    105.89      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00     64.67     38.37      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00      0.00      0.00      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00     18.49     10.97      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00     18.92     11.23      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00     11.18      6.63      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00      8.60      5.10      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00    150.50     89.30      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00     53.66     31.84      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00      0.00      0.00      0.00000    3;
     1.00000    0.00000    0.00      0.00     21.07     12.50      0.00000    3;
```

GAMBAR 4-4 TAMPILAN INPUTAN DATA PEMBEBANAN

Pada gambar 4-4 terlihat tampilan inputan data pembebanan yang mana pembebanan diperoleh dengan mengambil data dari masing – masing trafo distribusi, dimana besarnya beban pada masing – masing fasa diasumsikan seimbang dengan mengasumsi factor daya *0,85.*



4. Gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat tampilan inputan data saluran.

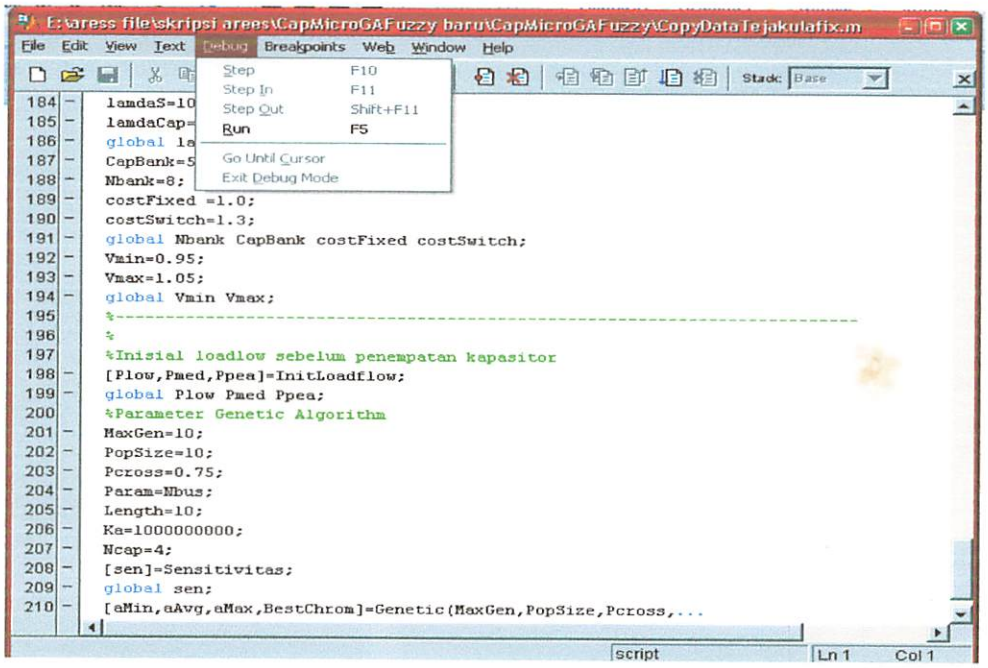


```
[Nbus,Beban,Cap]=DecodeBus(Bus);
%-----------------------------------------------------------------------------
%  from to     R          X          Lc         tr         absPh      SudPh   Kap  Sal
%-----------------------------------------------------------------------------
Sal= [ 1  2  1.89748   2.90063   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       2  3  0.14055   0.21486   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       2  4  1.67884   2.56640   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       4  5  0.49975   0.76395   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       4 20  0.17179   0.26261   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       5  6  0.28267   0.43211   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       6  7  0.07496   0.11459   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       7  8  0.64030   0.97882   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       7 12  0.70277   1.07431   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       8  9  0.12181   0.18621   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
       9 10  0.13587   0.20770   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      10 11  0.21864   0.33423   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      12 13  0.11869   0.18144   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      13 14  0.07652   0.11698   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      14 15  0.19521   0.29842   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      14 16  0.04685   0.07162   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      16 17  0.12025   0.18383   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      17 18  0.12181   0.18621   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      18 19  0.13743   0.21009   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      20 21  0.12181   0.18621   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      21 22  0.12650   0.19338   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      22 23  0.24050   0.36765   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
      23 24  0.14524   0.22202   0.00000   0.00000   0.00000   0.00000   10000;
```

GAMBAR 4-5 TAMPILAN INPUTAN DATA SALURAN

Pada gambar 4-5 terlihat tampilan inputan data saluran yang mana jaringan distribusi Penyulang Tumpang menggunakan kabel saluran udara dengan jenis konduktor yang digunakan adalah AAAC (*all-aluminium-alloyconductors*) berpenampang nominal $150\ mm^2$ dengan impedansi saluran $0.2162 + j0.3305\,\Omega/km$,

5. **Kemudian klik *debug* setelah itu tampil pilihan, pilih *run* untuk menjalankan program.**



GAMBAR 4-6 TAMPILAN UNTUK MENJALANKAN PROGRAM

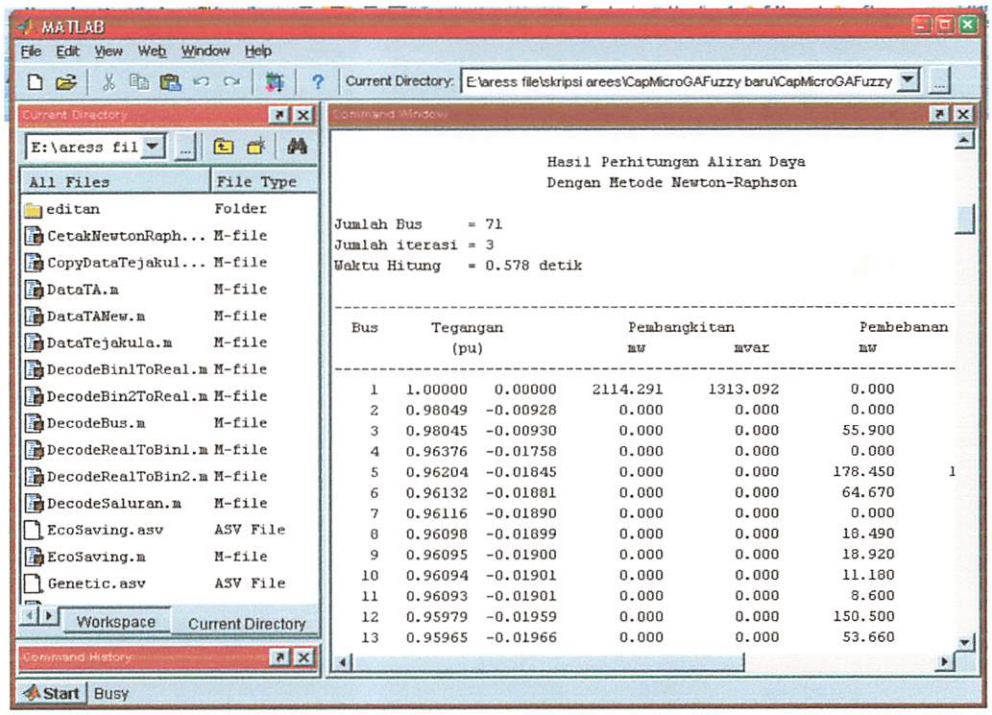
Pada gambar 4-6 adalah tampilan untuk menjalankan program matlab 7.0.4. Pilih file dengan nama *debug* kemudian klik, setelah itu muncul seperti yang terlihat pada tampilan kemudian pilih *run* dan klik untuk menjalankan program matlab 7.0.4. setelah itu lanjut ke langkah berikutnya.

6. Kemudian klik dobel/ select ke tempat pilihan pilih /ini untuk mengisalankan program.

LAMPIRAN 4-0 TAMPILAN VITUS ABNIAT AMKAN PROGRAM

Pada gambar 4-0 adalah tampilan untuk mengalankan program modals 7.0.4. Pilih file dengan nama ABNIAT kemudian klik select untuk mengisalankan program modals 7.0.4. pada tampilan kemudian pilih run dan klik untuk mengisalankan program modals 7.0.4. setelah itu lanjut ke langkah berikutnya.

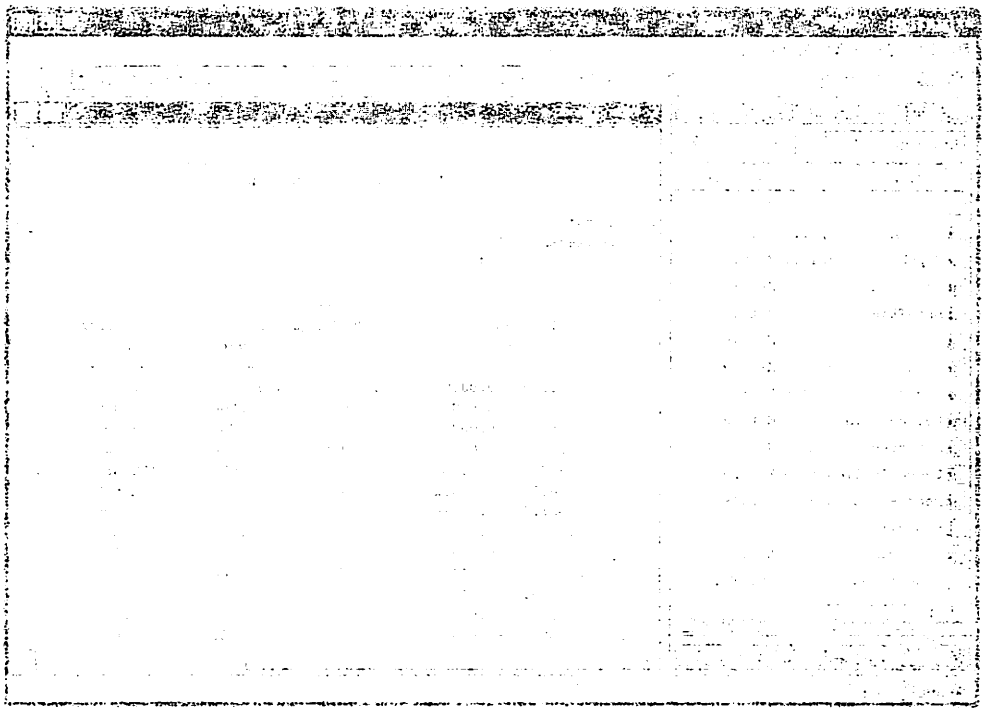
6. **Setelah menunggu beberapa saat muncul tampilan hasil perhitungan aliran daya dengan metode *Newton Rhapson* untuk mengetahui tegangan dan sudut fasa tiap bus sebelum optimasi.**



GAMBAR 4-7 TAMPILAN HASIL UNTUK MENGETAHUI TEGANGAN DAN SUDUT FASA TIAP BUS SEBELUM OPTIMASI

Pada gambar 4-7 terlihat tampilan hasil dari tegangan dan sudut fasa tiap bus, juga nilai P, Q dari pembangkitan dan pembebanan sebelum optimasi hasil dari perhitungan aliran daya dengan menggunakan *metode newton rhapson.*

Dari hasil perhitungan ini dapat terlihat jatuh tegangan yang tidak di izinkan yang terdapat pada *bus 44-129* dimana tegangan yang di izinkan yaitu *0.95 pu s/d 1.05 pu*. Pada table 4-3 diperlihatkan bus-bus yang terdapat jatuh tegangan.



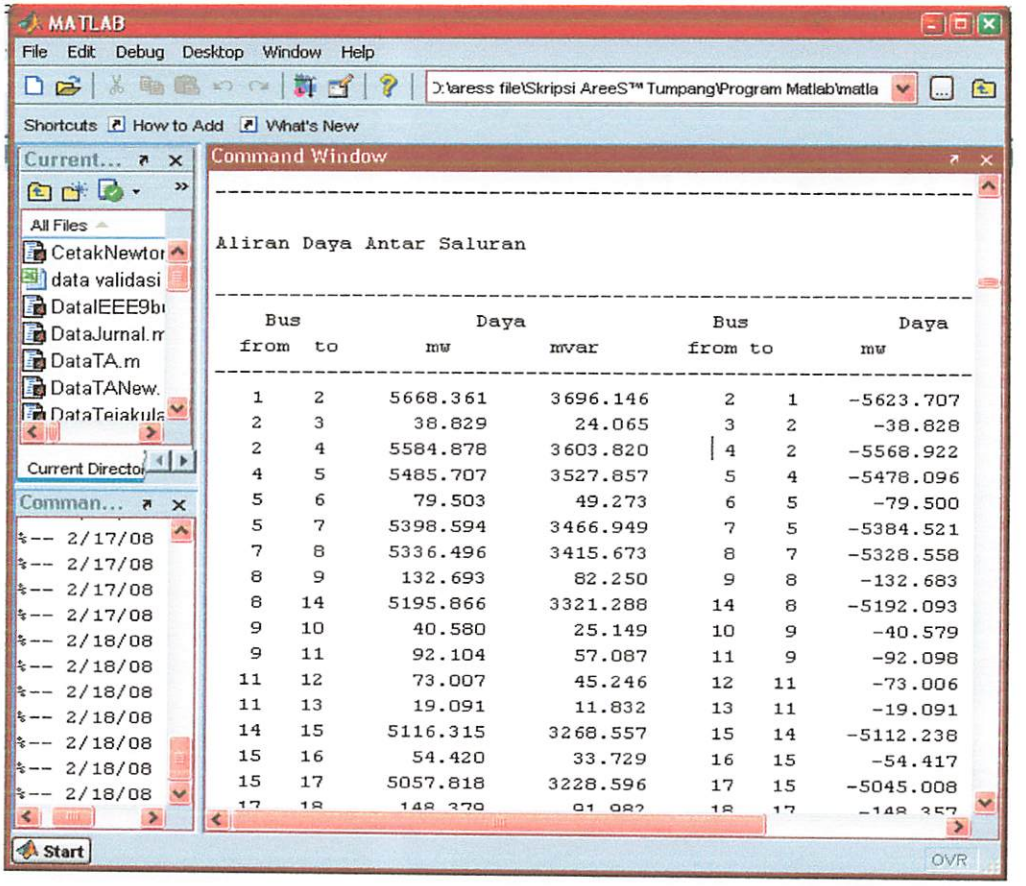
Tabel 4-5

Tegangan dan Sudut Fasa Tiap Bus Penyulang Tumpang Sebelum Kompensasi

Bus	Tegangan		Bus	Tegangan	
	pu	sudut(rad)		pu	sudut(rad)
1	100000	0.00000	36	0.95439	-0.02103
2	0.98897	-0.00490	37	0.95435	-0.02104
3	0.98894	-0.00492	38	0.95443	-0.02101
4	0.98501	-0.00669	39	0.95437	-0.02104
5	0.98310	-0.00756	40	0.95380	-0.02130
6	0.98306	-0.00758	41	0.95230	-0.02203
7	0.97950	-0.00920	42	0.95199	-0.02218
8	0.97746	-0.01014	43	0.95024	-0.02304
9	0.97736	-0.01019	44	0.94893	-0.02368
10	0.97734	-0.01020	45	0.94884	-0.02372
11	0.97727	-0.01023	46	0.94883	-0.02373
12	0.97727	-0.01023	47	0.94851	-0.02388
13	0.97726	-0.01023	48	0.94844	-0.02392
14	0.97646	-0.01060	49	0.94789	-0.02419
15	0.97537	-0.01110	50	0.94772	-0.02427
16	0.97530	-0.01114	51	0.94758	-0.02434
17	0.97190	-0.01271	52	0.94686	-0.02470
18	0.97170	-0.01281	53	0.94678	-0.02473
19	0.97160	-0.01286	54	0.94677	-0.02474
20	0.96588	-0.01553	55	0.94640	-0.02492
21	0.95730	-0.01962	56	0.94631	-0.02497
22	0.95532	-0.02057	57	0.94634	-0.02495
23	0.95520	-0.02063	58	0.94615	-0.02504
24	0.95506	-0.02070	59	0.94666	-0.02479
25	0.95487	-0.02079	60	0.94658	-0.02483
26	0.95486	-0.02079	61	0.94653	-0.02486
27	0.95483	-0.02081	62	0.94633	-0.02496
28	0.95475	-0.02085	63	0.94631	-0.02497
29	0.95472	-0.02086	64	0.94627	-0.02498
30	0.95466	-0.02090	65	0.94626	-0.02499
31	0.95470	-0.02087	66	0.94602	-0.02511
32	0.95435	-0.02104	67	0.94599	-0.02512
33	0.95464	-0.02090	68	0.95087	-0.02272
34	0.95454	-0.02095	69	0.94968	-0.02330
35	0.95440	-0.02102	70	0.94966	-0.02331

Bus	Tegangan		Bus	Tegangan	
	pu	sudut(rad)		pu	sudut(rad)
71	0.94931	-0.02348	106	0.94033	-0.02789
72	0.94839	-0.02393	107	0.94022	-0.02795
73	0.94824	-0.02400	108	0.94019	-0.02796
74	0.94531	-0.02544	109	0.93991	-0.02810
75	0.94406	-0.02605	110	0.93987	-0.02812
76	0.94288	-0.02663	111	0.94070	-0.02771
77	0.94282	-0.02666	112	0.94016	-0.02798
78	0.94272	-0.02671	113	0.93986	-0.02813
79	0.94265	-0.02675	114	0.93923	-0.02844
80	0.94264	-0.02675	115	0.93888	-0.02861
81	0.94265	-0.02675	116	0.93841	-0.02884
82	0.94267	-0.02674	117	0.93820	-0.02895
83	0.94236	-0.02689	118	0.93814	-0.02898
84	0.94189	-0.02712	119	0.93801	-0.02905
85	0.94187	-0.02713	120	0.93797	-0.02906
86	0.94131	-0.02741	121	0.93783	-0.02913
87	0.94121	-0.02746	122	0.93994	-0.02809
88	0.94068	-0.02772	123	0.93974	-0.02819
89	0.94068	-0.02772	124	0.93950	-0.02830
90	0.94059	-0.02777	125	0.93879	-0.02866
91	0.94053	-0.02779	126	0.93872	-0.02869
92	0.94058	-0.02777	127	0.93852	-0.02879
93	0.94057	-0.02778	128	0.93831	-0.02890
94	0.94055	-0.02779	129	0.93830	-0.02890
95	0.94053	-0.02780			
96	0.94262	-0.02676			
97	0.94243	-0.02685			
98	0.94234	-0.02690			
99	0.94225	-0.02695			
100	0.94215	-0.02699			
101	0.94214	-0.02700			
102	0.94212	-0.02701			
103	0.94137	-0.02738			
104	0.94118	-0.02747			
105	0.94109	-0.02752			

7. **Gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat tampilan aliran daya antar saluran sebelum optimasi.**



GAMBAR 4-8 TAMPILAN HASIL ALIRAN DAYA ANTAR SALURAN SEBELUM OPTIMASI

Untuk gambar 4-8 memperlihatkan tampilan hasil aliran daya antar saluran dari bus ke bus untuk daya yang di alirkan sepanjang saluran pada penyulang Tumpang, Pada tabel 4-4 memperlihatkan daya tiap saluran sebelum optimasi.

Tabel 4-6
Daya Tiap Saluran Penyulang Tumpang
Sebelum Optimasi

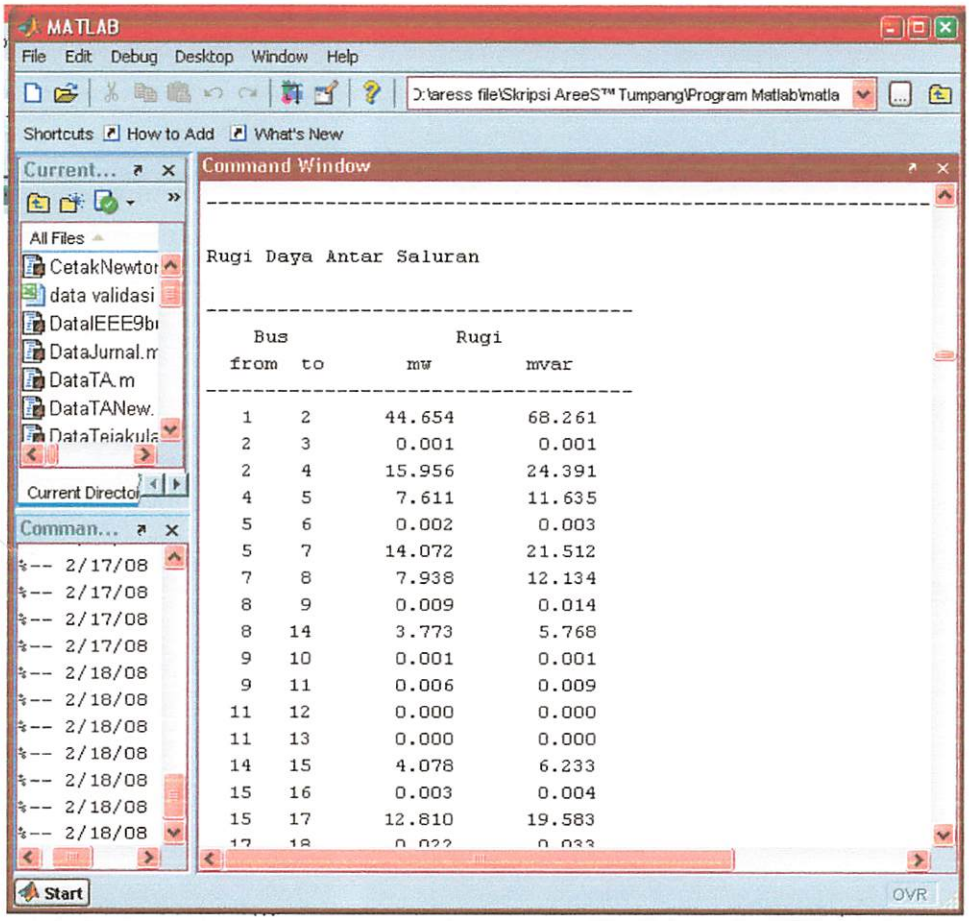
BUS		DAYA		BUS		DAYA	
from	to	kW	kvar	from	to	kW	kvar
1	2	5.668.361	3.696.146	2	1	-5.623.707	-3.627.885
2	3	38.829	24.065	3	2	-38.828	-24.063
2	4	5.584.878	3.603.820	4	2	-5.568.922	-3.579.429
4	5	5.485.707	3.527.857	5	4	-5.478.096	-3.516.222
5	6	79.503	49.273	6	5	-79.500	-49.270
5	7	5.398.594	3.466.949	7	5	-5.384.521	-3.445.436
7	8	5.336.496	3.415.673	8	7	-5.328.558	-3.403.539
8	9	132.693	82.250	9	8	-132.683	-82.236
8	14	5.195.866	3.321.288	14	8	-5.192.093	-3.315.520
9	10	40.580	25.149	10	9	-40.579	-25.149
9	11	92.104	57.087	11	9	-92.098	-57.077
11	12	73.007	45.246	12	11	-73.006	-45.245
11	13	19.091	11.832	13	11	-19.091	-11.832
14	15	5.116.315	3.268.557	15	14	-5.112.238	-3.262.325
15	16	54.420	33.729	16	15	-54.417	-33.725
15	17	5.057.818	3.228.596	17	15	-5.045.008	-3.209.013
17	18	148.379	91.982	18	17	-148.357	-91.949
17	20	4.896.629	3.117.031	20	17	-4.875.019	-3.083.996
18	19	87.769	54.400	19	18	-87.762	-54.390
20	21	4.782.488	3.026.650	21	20	-4.752.217	-2.980.376
21	22	4.679.508	2.935.315	22	21	-4.672.596	-2.924.750
22	23	966.017	599.109	23	22	-965.935	-598.984
22	40	3.706.580	2.325.642	40	22	-3.702.403	-2.319.257
23	24	881.020	546.358	24	23	-880.928	-546.217
24	25	778.494	482.735	25	24	-778.385	-482.568
25	26	41.140	25.497	26	25	-41.140	-25.496
25	27	737.245	457.071	27	25	-737.219	-457.032
27	28	683.975	424.034	28	27	-683.938	-423.977
28	29	189.423	117.402	29	28	-189.419	-117.395
28	31	494.515	306.576	31	28	-494.497	-306.548
29	30	88.337	54.750	30	29	-88.332	-54.743
31	32	54.890	34.031	32	31	-54.876	-34.009
31	33	439.607	272.517	33	31	-439.586	-272.485
33	34	314.219	194.790	34	33	-314.196	-194.754
34	35	94.209	58.397	35	34	-94.199	-58.381
34	38	219.987	136.357	38	34	-219.969	-136.330

35	36	40.758	25.260	36	35	-40.757	-25.259
35	37	53.441	33.121	37	35	-53.439	-33.119
38	39	128.271	79.501	39	38	-128.265	-79.492
40	41	3.621.075	2.268.855	41	40	-3.617.004	-2.262.631
41	42	3.530.193	2.208.831	42	41	-3.529.374	-2.207.578
42	43	1.160.527	722.912	43	42	-1.159.010	-720.593
42	68	2.368.847	1.484.666	68	42	-2.366.880	-1.481.659
43	44	1.084.363	674.331	44	43	-1.083.306	-672.716
44	45	970.129	602.575	45	44	-970.058	-602.466
45	46	62.084	38.477	46	45	-62.084	-38.476
45	47	907.974	563.989	47	45	-907.755	-563.655
47	48	876.475	544.269	48	47	-876.425	-544.194
48	49	250.285	155.238	49	48	-250.181	-155.080
48	52	626.140	388.955	52	48	-625.399	-387.822
49	50	172.704	107.064	50	49	-172.682	-107.031
50	51	124.283	77.036	51	50	-124.270	-77.016
52	53	265.457	164.595	53	52	-265.442	-164.572
52	59	359.941	223.226	59	52	-359.887	-223.144
53	54	85.859	53.211	54	53	-85.858	-53.210
53	55	179.583	111.361	55	53	-179.532	-111.283
55	56	51.412	31.865	56	55	-51.408	-31.860
55	57	128.121	79.417	57	55	-128.114	-79.407
57	58	76.170	47.216	58	57	-76.160	-47.200
59	60	283.855	176.023	60	59	-283.837	-175.997
60	61	26.130	16.195	61	60	-26.129	-16.193
60	62	257.708	159.802	62	60	-257.660	-159.729
62	63	17.706	10.973	63	62	-17.705	-10.973
62	64	239.954	148.756	64	62	-239.944	-148.740
64	65	49.488	30.670	65	64	-49.487	-30.669
64	66	190.456	118.070	66	64	-190.419	-118.014
66	67	117.047	72.542	67	66	-117.045	-72.538
68	69	2.334.427	1.461.546	69	68	-2.332.334	-1.458.347
69	70	28.790	17.843	70	69	-28.789	-17.842
69	71	2.303.544	1.440.505	71	69	-2.302.905	-1.439.528
71	72	2.271.217	1.419.889	72	71	-2.269.654	-1.417.500
72	73	2.212.024	1.381.784	73	72	-2.211.779	-1.381.409
73	74	2.143.770	1.339.261	74	73	-2.139.063	-1.332.066
74	75	2.070.987	1.289.876	75	74	-2.069.036	-1.286.893
75	76	1.979.684	1.231.518	76	75	-1.977.920	-1.228.822
76	77	986.309	611.996	77	76	-986.269	-611.935
76	103	991.611	616.826	103	76	-990.484	-615.103
77	78	156.484	96.995	78	77	-156.472	-96.977

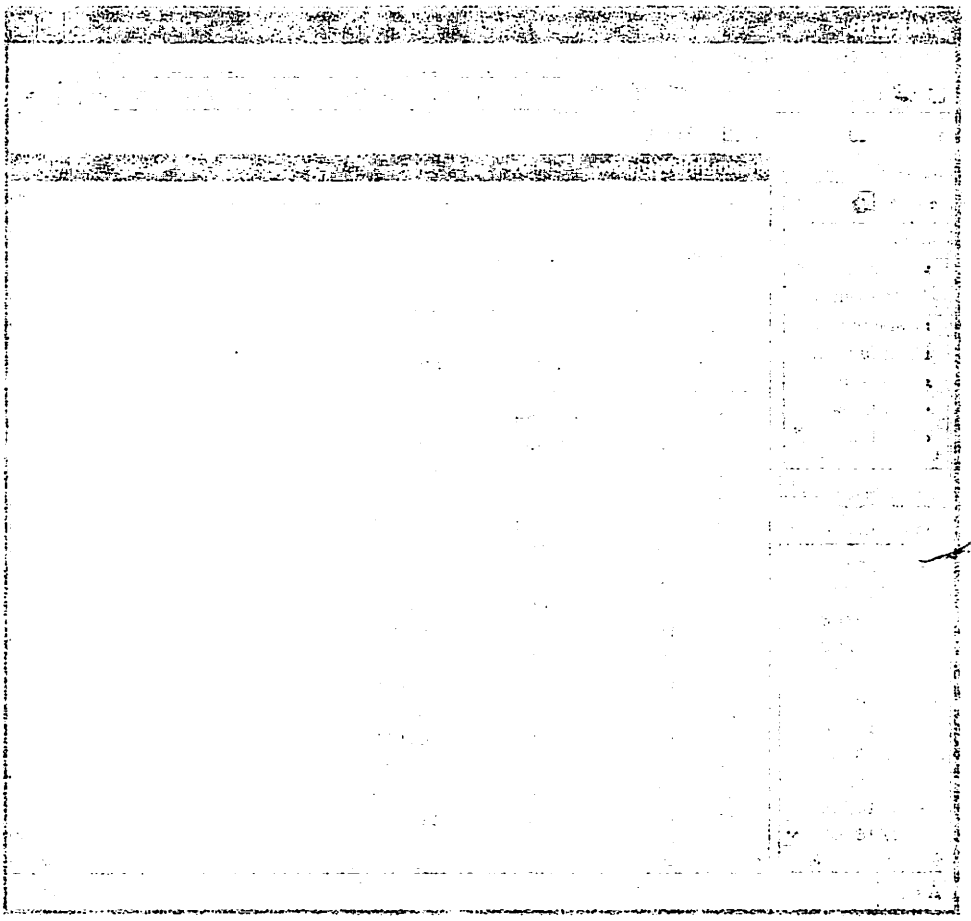
77	82	632.080	392.349	82	77	-632.007	-392.237
77	96	197.704	122.591	96	77	-197.674	-122.545
78	79	71.192	44.125	79	78	-71.188	-44.119
79	80	33.023	20.466	80	79	-33.022	-20.466
79	81	38.165	23.653	81	79	-38.165	-23.653
82	83	536.433	333.005	83	82	-536.310	-332.817
83	84	445.708	276.667	84	83	-445.547	-276.421
84	85	26.010	16.120	85	84	-26.010	-16.120
84	86	419.537	260.301	86	84	-419.354	-260.022
86	87	338.698	210.036	87	86	-338.673	-209.998
87	88	246.584	152.927	88	87	-246.485	-152.775
88	89	203.093	125.883	89	88	-203.092	-125.882
89	90	74.432	46.135	90	89	-74.428	-46.128
89	92	128.660	79.747	92	89	-128.651	-79.733
90	91	36.943	22.896	91	90	-36.941	-22.894
92	93	55.786	34.574	93	92	-55.785	-34.573
92	94	72.865	45.160	94	92	-72.863	-45.157
94	95	50.865	31.524	95	94	-50.864	-31.523
96	97	151.647	94.019	97	96	-151.625	-93.987
97	98	73.369	45.475	98	97	-73.363	-45.467
97	99	78.257	48.512	99	97	-78.246	-48.495
99	100	41.738	25.870	100	99	-41.735	-25.865
100	101	11.203	6.943	101	100	-11.203	-6.943
101	102	5.211	3.229	102	101	-5.210	-3.229
103	104	899.713	558.848	104	103	-899.584	-558.651
104	105	325.659	202.032	105	104	-325.637	-201.999
104	111	573.925	356.619	111	104	-573.718	-356.302
105	106	266.077	165.087	106	105	-265.925	-164.855
106	107	216.914	134.480	107	106	-216.895	-134.451
107	108	78.932	48.919	108	107	-78.931	-48.917
107	109	137.963	85.532	109	107	-137.930	-85.482
109	110	28.153	17.448	110	109	-28.152	-17.447
111	112	552.417	343.101	112	111	-552.189	-342.752
112	113	373.085	231.638	113	112	-373.001	-231.509
112	122	179.103	111.114	122	112	-179.074	-111.070
113	114	349.312	216.828	114	113	-349.147	-216.576
114	115	281.326	174.544	115	114	-281.251	-174.430
115	116	233.541	144.862	116	115	-233.457	-144.735
116	117	177.119	109.820	117	116	-177.090	-109.775
117	118	127.952	79.322	118	117	-127.946	-79.313
118	119	29.438	18.247	119	118	-29.435	-18.242
118	120	98.508	61.066	120	118	-98.495	-61.047

120	121	55.247	34.245	121	120	-55.241	-34.236
122	123	128.788	79.905	123	122	-128.768	-79.875
123	124	110.000	68.243	124	123	-109.981	-68.214
124	125	77.468	48.064	125	124	-77.427	-48.000
125	126	73.704	45.693	126	125	-73.700	-45.687
126	127	56.810	35.220	127	126	-56.802	-35.207
127	128	28.607	17.734	128	127	-28.603	-17.726
128	129	14.994	9.293	129	128	-14.994	-9.292

8. Gerakan *scroll* ke bawah lagi untuk melihat tampilan rugi daya antar saluran sebelum optimasi



GAMBAR 4-9 TAMPILAN HASIL RUGI DAYA ANTAR SALURAN SEBELUM OPTIMASI



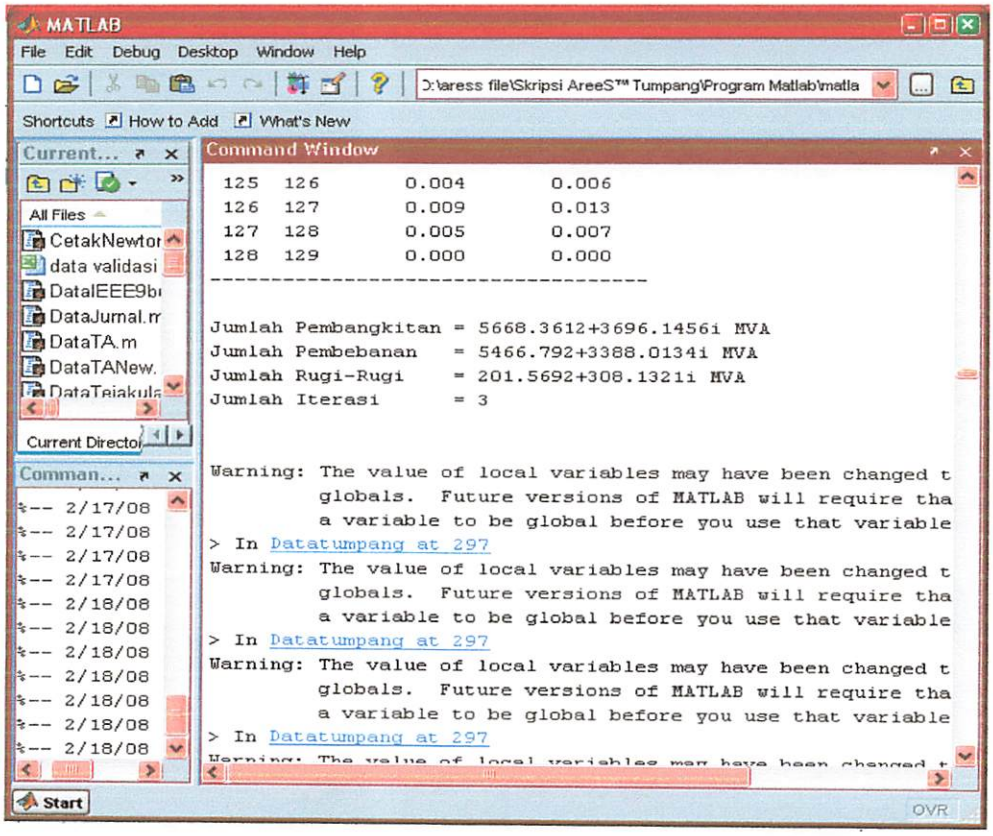
Pada gambar 4-9 memperlihatkan hasil rugi daya antar saluran sebelum optimasi yang diakibatkan rugi-rugi,. Tabel 4-7 memperlihatkan rugi daya tiap saluran.

Tabel 4-7
Rugi Daya Tiap Saluran Penyulang Tumpang Sebelum Kompensasi

BUS		RUGI		BUS		RUGI	
from	to	kW	kvar	from	to	kW	kvar
1	2	44.654	68.261	34	38	0.018	0.027
2	3	0.001	0.001	35	36	0.000	0.000
2	4	15.956	24.391	35	37	0.002	0.002
4	5	7.611	11.635	38	39	0.006	0.009
5	6	0.002	0.003	40	41	4.071	6.224
5	7	14.072	21.512	41	42	0.819	1.252
7	8	7.938	12.134	42	43	1.517	2.319
8	9	0.009	0.014	42	68	1.967	3.007
8	14	3.773	5.768	43	44	1.057	1.615
9	10	0.001	0.001	44	45	0.071	0.108
9	11	0.006	0.009	45	46	0.000	0.001
11	12	0.000	0.000	45	47	0.219	0.335
11	13	0.000	0.000	47	48	0.049	0.076
14	15	4.078	6.233	48	49	0.103	0.158
15	16	0.003	0.004	48	52	0.742	1.134
15	17	12.810	19.583	49	50	0.022	0.033
17	18	0.022	0.033	50	51	0.013	0.020
17	20	21.610	33.035	52	53	0.015	0.024
18	19	0.006	0.010	52	59	0.054	0.082
20	21	30.271	46.274	53	54	0.000	0.001
21	22	6.912	10.565	53	55	0.051	0.078
22	23	0.082	0.125	55	56	0.004	0.006
22	40	4.177	6.384	55	57	0.007	0.010
23	24	0.092	0.141	57	58	0.010	0.016
24	25	0.109	0.167	59	60	0.017	0.027
25	26	0.000	0.000	60	61	0.001	0.001
25	27	0.026	0.039	60	62	0.048	0.073
27	28	0.037	0.057	62	63	0.000	0.000
28	29	0.004	0.006	62	64	0.010	0.016
28	31	0.018	0.028	64	65	0.001	0.001
29	30	0.005	0.007	64	66	0.037	0.056
31	32	0.014	0.022	66	67	0.002	0.004
31	33	0.021	0.032	68	69	2.093	3.199
33	34	0.023	0.036	69	70	0.000	0.001
34	35	0.010	0.016	69	71	0.639	0.977

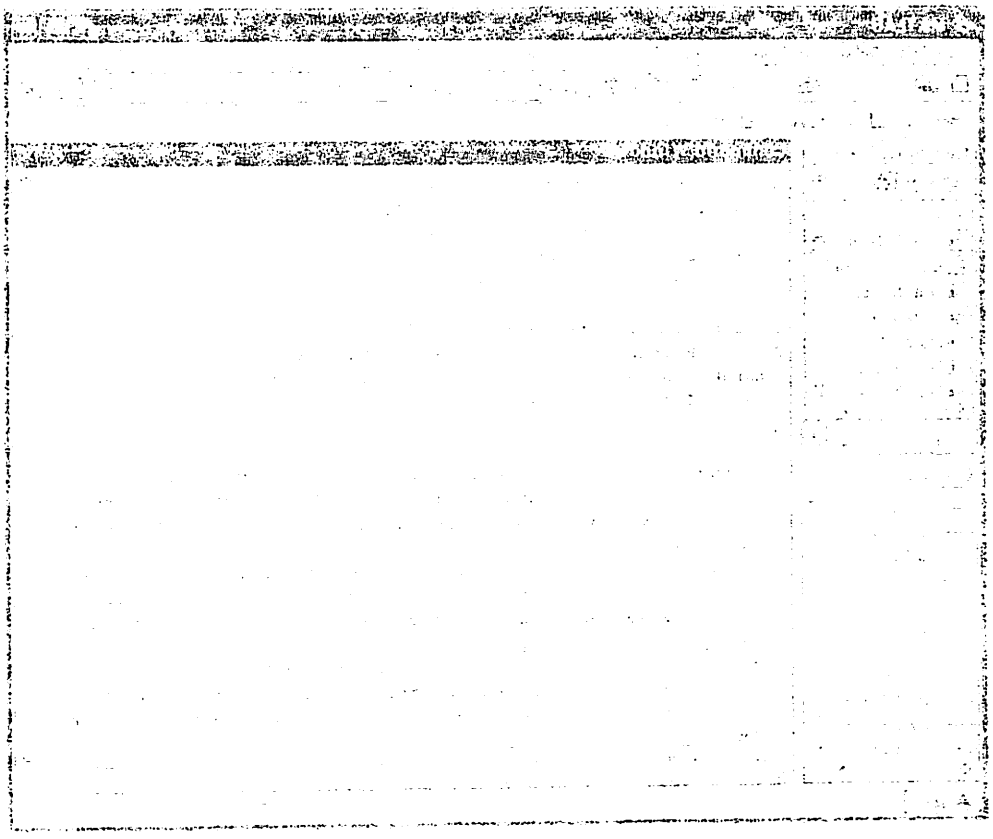
BUS		RUGI		BUS		RUGI	
from	to	kW	kvar	from	to	kW	kvar
71	72	1.563	2.390	105	106	0.152	0.233
72	73	0.245	0.375	106	107	0.019	0.030
73	74	4.707	7.195	107	108	0.001	0.002
74	75	1.951	2.982	107	109	0.032	0.049
75	76	1.763	2.695	109	110	0.001	0.001
76	77	0.040	0.061	111	112	0.228	0.349
76	103	1.127	1.723	112	113	0.084	0.129
77	78	0.012	0.018	112	122	0.029	0.045
77	82	0.074	0.113	113	114	0.164	0.251
77	96	0.030	0.046	114	115	0.075	0.114
78	79	0.004	0.006	115	116	0.083	0.127
79	80	0.000	0.001	116	117	0.029	0.044
79	81	0.000	0.000	117	118	0.006	0.009
82	83	0.123	0.188	118	119	0.003	0.004
83	84	0.161	0.246	118	120	0.012	0.019
84	85	0.000	0.001	120	121	0.006	0.009
84	86	0.183	0.279	122	123	0.020	0.030
86	87	0.024	0.037	123	124	0.020	0.030
87	88	0.099	0.152	124	125	0.042	0.064
88	89	0.001	0.001	125	126	0.004	0.006
89	90	0.005	0.007	126	127	0.009	0.013
89	92	0.009	0.014	127	128	0.005	0.007
90	91	0.002	0.002	128	129	0.000	0.000
92	93	0.001	0.001				
92	94	0.002	0.003				
94	95	0.001	0.001				
96	97	0.021	0.033				
97	98	0.005	0.008				
97	99	0.011	0.017				
99	100	0.003	0.005				
100	101	0.000	0.000				
101	102	0.000	0.000				
103	104	0.129	0.197				
104	105	0.022	0.033				
104	111	0.207	0.317				

9. Gerakan lagi *scroll* ke bawah untuk melihat tampilan hasil jumlah pembangkitan, pembebanan, dan jumlah rugi-rugi sebelum optimasi.

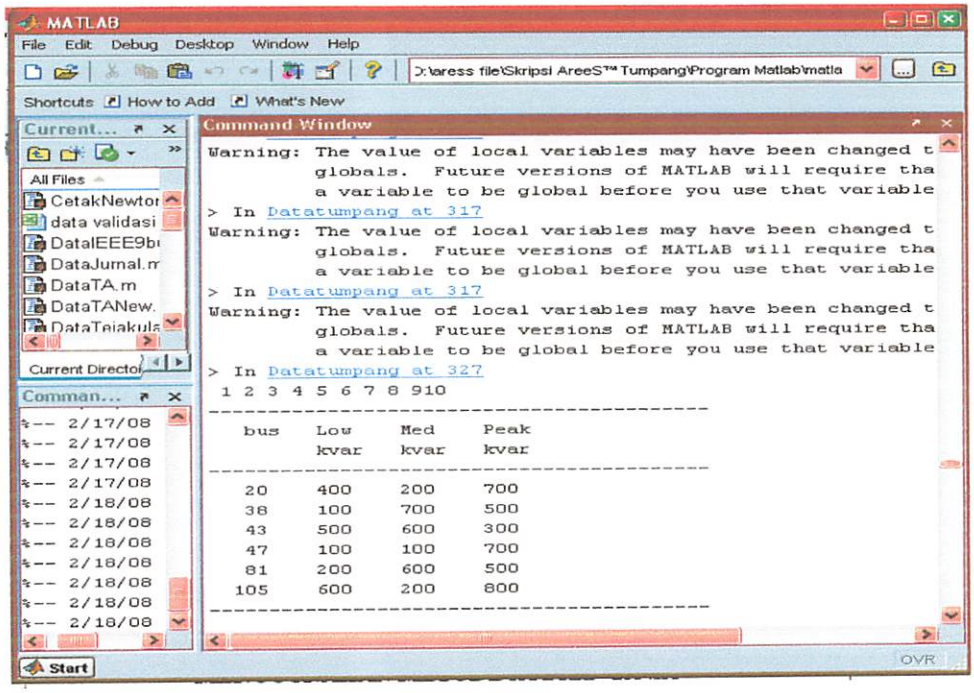


GAMBAR 4-10 TAMPILAN HASIL JUMLAH PEMBANGKITAN, PEMBEBANAN, RUGI-RUGI SEBELUM OPTIMASI

Pada gambar 4-10 memperlihatkan jumlah pembangkitan, jumlah pembebanan, dan jumlah rugi – rugi sebelum optimasi dari hasil perhitungan aliran daya dengan metode Newton Rhapson. Dimana untuk Jumlah pembangkitan sebesar 5668.3612+3696.1456i kVA, Jumlah pembebanan sebesar 5466.792+3388.0134i kVA dan Jumlah rugi-rugi sebesar 201.5692+308.1321i kVA



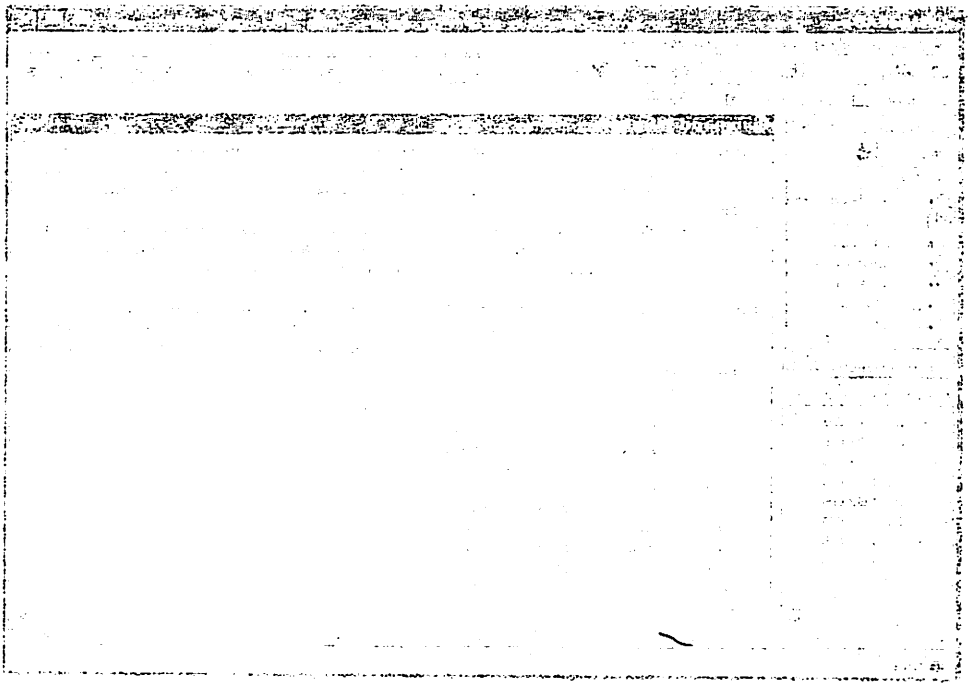
10. Gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat hasil tampilan penempatan kapasitor dengan menggunakan metode *Hybrid MGA dan Fuzzy Logic*

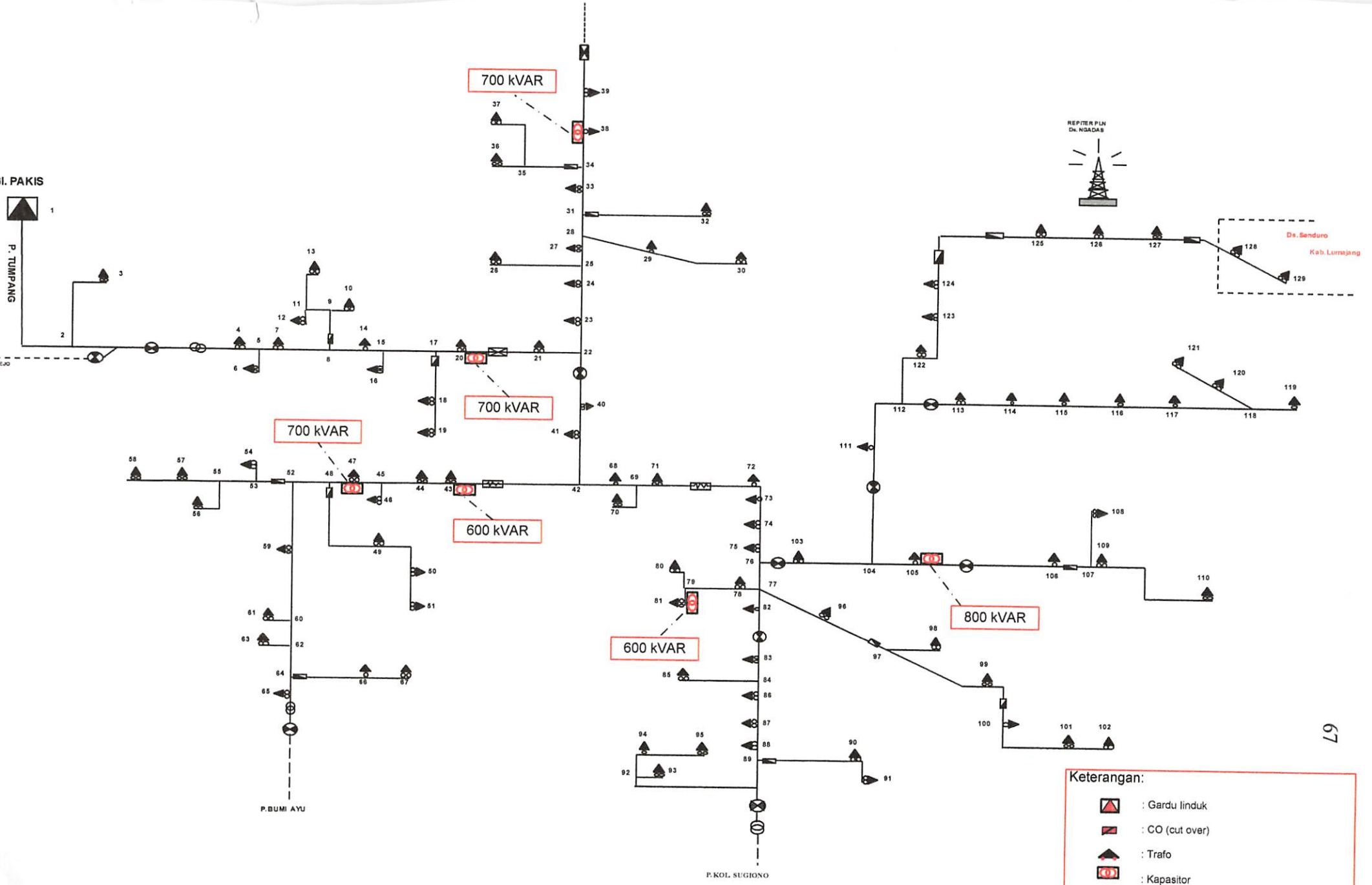


GAMBAR 4-11 TAMPILAN HASIL PENEMPATAN KAPASITOR DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MGA dan FUZZY LOGIC*

Pada gambar 4-11 memperlihatkan hasil dari penempatan kapasitor dengan menggunakan metode *hybrid MGA dan Fuzzy Logic*, dimana kapasitor yang optimal ditempatkan pada *bus 20, 38, 43, 47, 81, dan 105* dengan jenis kapasitor yang digunakan adalah tipe switch dengan kapasitas masing-masing dapat dilihat pada tabel 4-11.

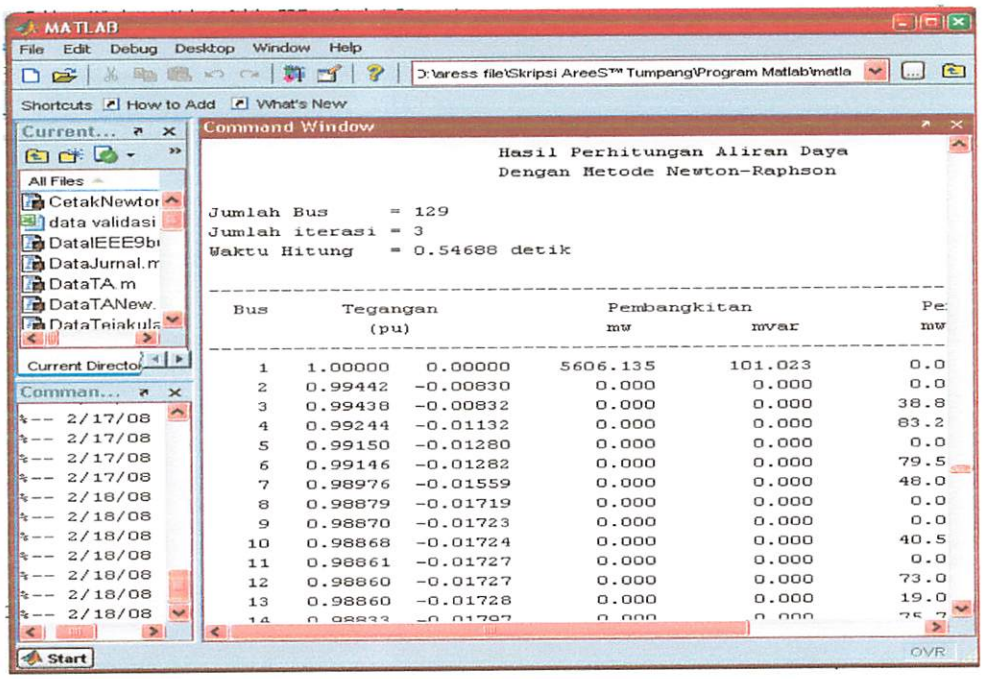
. Berikut diperlihatkan *single line diagram* penyulang Tumpang setelah penempatan kapasitor.





GAMBAR 4.12 SINGLE LINE DIAGRAM

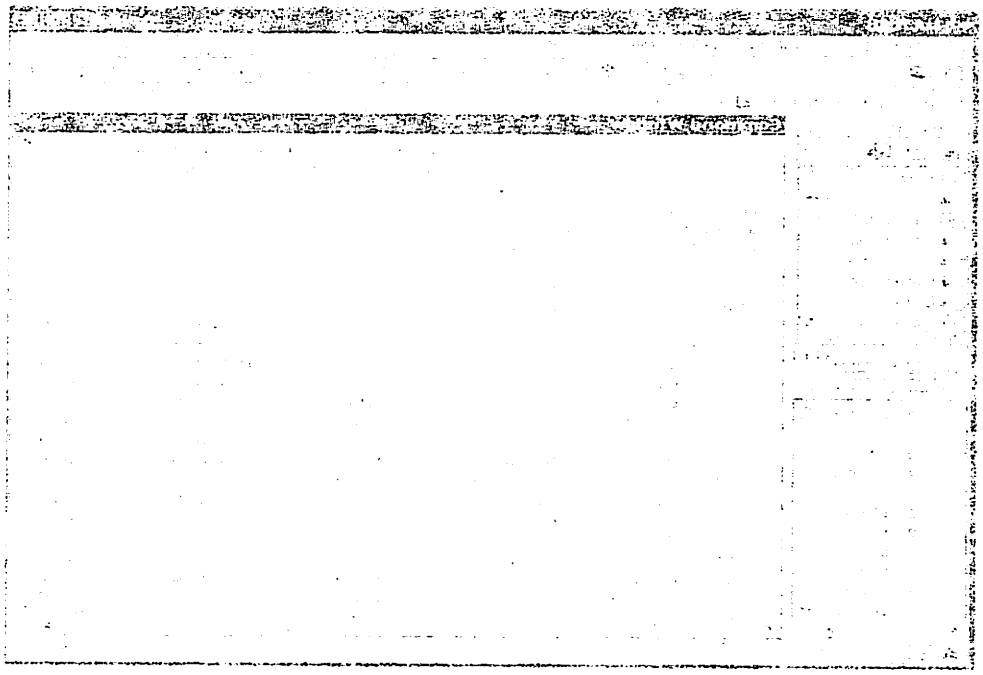
11. Gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat hasil tampilan dari hasil perhitungan aliran daya untuk mengetahui tegangan dan sudut fasa setelah optimasi.



GAMBAR 4-13 TAMPILAN HASIL UNTUK MENGETAHUI TEGANGAN DAN SUDUT FASA TIAP BUS SETELAH OPTIMASI

Pada gambar 4-13 terlihat tampilan hasil dari tegangan dan sudut fasa tiap bus, juga nilai P, Q dari pembangkitan dan pembebanan setelah optimasi, hasil dari perhitungan aliran daya dengan menggunakan *metode newton rhapson.*

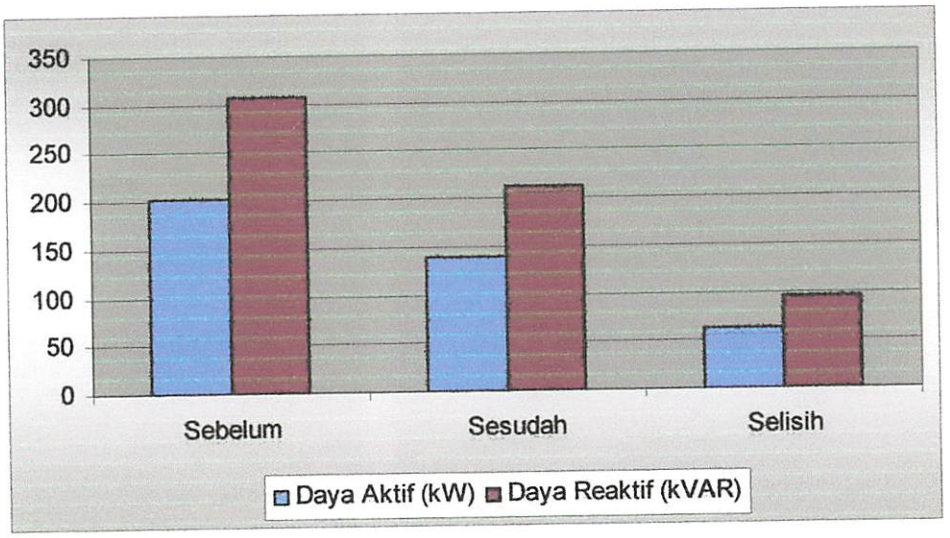
Dari hasil perhitungan aliran daya setelah optimasi terdapat kenaikan tegangan disetiap bus yang sebelumnya terjadi jatuh tegangan yaitu pada *bus 44-129* dengan tegangan terendah terdapat pada *bus 121* sebesar *0,93783 pu* atau *18,7566 kV* menjadi *0.96799 pu* atau *19,3598 kV* dimana tegangan yang di izinkan yaitu *0.95 pu* s/d *1.05 pu,* yang mana artinya bahwa pada bus-bus tersebut telah masuk pada batas tegangan yang diizinkan oleh PLN. Tabel 4-8 memperlihatkan keadaan tegangan dan sudut fasa setelah optimasi.



Tabel 4-8
Tegangan dan Sudut Fasa Tiap Bus Penyulang Tumpang Setelah Optimasi

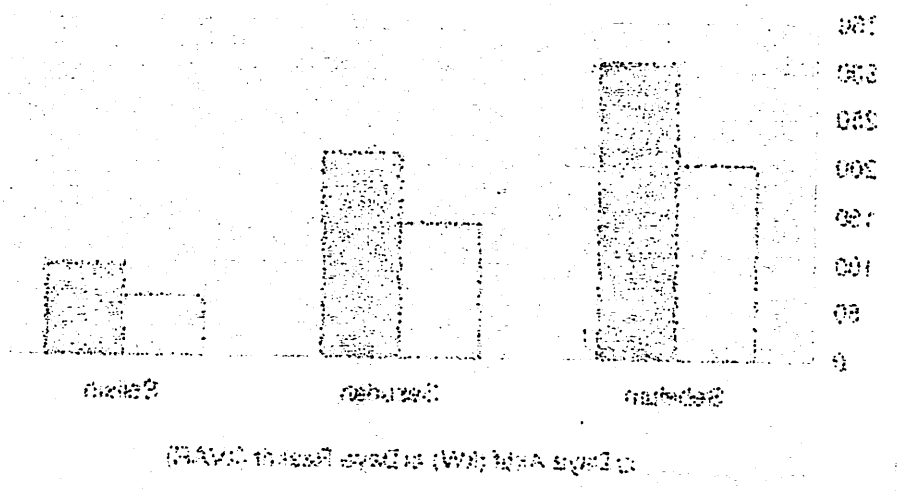
Bus	Tegangan		Bus	Tegangan	
	pu	sudut(rad)		pu	sudut(rad)
1	100000	0.00000	36	0.97773	-0.03530
2	0.99442	-0.00830	37	0.97770	-0.03531
3	0.99438	-0.00832	38	0.97797	-0.03540
4	0.99244	-0.01132	39	0.97790	-0.03543
5	0.99150	-0.01280	40	0.97741	-0.03572
6	0.99146	-0.01282	41	0.97667	-0.03690
7	0.98976	-0.01559	42	0.97652	-0.03715
8	0.98879	-0.01719	43	0.97597	-0.03873
9	0.98870	-0.01723	44	0.97535	-0.03976
10	0.98868	-0.01724	45	0.97530	-0.03984
11	0.98861	-0.01727	46	0.97530	-0.03985
12	0.98860	-0.01727	47	0.97518	-0.04012
13	0.98860	-0.01728	48	0.97511	-0.04016
14	0.98833	-0.01797	49	0.97457	-0.04041
15	0.98783	-0.01884	50	0.97441	-0.04049
16	0.98777	-0.01887	51	0.97427	-0.04056
17	0.98628	-0.02162	52	0.97357	-0.04089
18	0.98609	-0.02172	53	0.97350	-0.04093
19	0.98599	-0.02176	54	0.97349	-0.04093
20	0.98370	-0.02654	55	0.97313	-0.04110
21	0.97919	-0.03302	56	0.97304	-0.04115
22	0.97816	-0.03454	57	0.97306	-0.04113
23	0.97810	-0.03463	58	0.97289	-0.04122
24	0.97802	-0.03473	59	0.97338	-0.04098
25	0.97793	-0.03488	60	0.97330	-0.04102
26	0.97792	-0.03489	61	0.97325	-0.04104
27	0.97791	-0.03492	62	0.97306	-0.04114
28	0.97788	-0.03498	63	0.97304	-0.04115
29	0.97785	-0.03499	64	0.97300	-0.04116
30	0.97778	-0.03503	65	0.97299	-0.04117
31	0.97787	-0.03503	66	0.97275	-0.04128
32	0.97752	-0.03519	67	0.97273	-0.04130
33	0.97786	-0.03510	68	0.97591	-0.03797
34	0.97788	-0.03522	69	0.97525	-0.03886
35	0.97774	-0.03529	70	0.97523	-0.03887

Bus	Tegangan		Bus	Tegangan	
	pu	sudut(rad)		pu	sudut(rad)
71	0.97505	-0.03914	106	0.97058	-0.04614
72	0.97456	-0.03983	107	0.97046	-0.04619
73	0.97448	-0.03994	108	0.97044	-0.04620
74	0.97299	-0.04221	109	0.97016	-0.04634
75	0.97238	-0.04319	110	0.97012	-0.04636
76	0.97182	-0.04414	111	0.97077	-0.04586
77	0.97179	-0.04418	112	0.97024	-0.04611
78	0.97193	-0.04438	113	0.96995	-0.04625
79	0.97225	-0.04468	114	0.96934	-0.04654
80	0.97224	-0.04468	115	0.96901	-0.04670
81	0.97227	-0.04470	116	0.96855	-0.04692
82	0.97164	-0.04425	117	0.96834	-0.04702
83	0.97134	-0.04439	118	0.96828	-0.04705
84	0.97088	-0.04461	119	0.96815	-0.04711
85	0.97086	-0.04462	120	0.96812	-0.04713
86	0.97032	-0.04488	121	0.96799	-0.04719
87	0.97023	-0.04492	122	0.97003	-0.04621
88	0.96971	-0.04517	123	0.96983	-0.04630
89	0.96971	-0.04518	124	0.96960	-0.04641
90	0.96963	-0.04521	125	0.96891	-0.04675
91	0.96957	-0.04524	126	0.96885	-0.04678
92	0.96962	-0.04522	127	0.96865	-0.04687
93	0.96960	-0.04523	128	0.96845	-0.04697
94	0.96959	-0.04523	129	0.96843	-0.04698
95	0.96957	-0.04524			
96	0.97159	-0.04427			
97	0.97141	-0.04436			
98	0.97132	-0.04440			
99	0.97123	-0.04444			
100	0.97114	-0.04449			
101	0.97112	-0.04449			
102	0.97111	-0.04450			
103	0.97128	-0.04546			
104	0.97123	-0.04563			
105	0.97131	-0.04579			



GRAFIK 4-2 RUGI DAYA SEBELUM DAN SETELAH OPTIMASI

Dari grafik 4-2 terlihat bahwa penurunan rugi daya aktif adalah *62,2259* kW dari *201.5692* kW menjadi *139.3433* kW sehingga terjadi penurunan sebesar *30,87%,* Sedangkan untuk daya reaktif juga terjadi penurunan sebesar *95,1226* kVAR dari *308.1321* kVAR menjadi *213.0095* kVAR sehingga terjadi penurunan sebesar *30,87%.*



BAB V
KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisa diatas maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Letak kapasitor yang optimal terletak pada *bus 20, 38, 3, 47, 81, dan 105* dengan jenis kapasitor yang digunakan adalah tipe *switch*. Untuk kapasitas kapasitor pada masing-masing *bus* dapat dilihat pada tabel 4-11.
2. Tegangan terendah terdapat pada *bus 121* sebesar *0,93783 pu* atau *18,7566 kV* dan setelah dilakukan kompensasi naik menjadi *0.96799 pu* atau *19,3598 kV*.
3. Besarnya penurunan rugi-rugi daya setelah kompensasi: rugi daya aktif sebesar *30,87%* dari *201.5692 kW* menjadi *139.3433 kW*, dan daya reaktif sebesar *30,87%* dari *308.1321 kVAR* menjadi *213.0095 kVAR*.

5.2. Saran

Meningkatnya kebutuhan akan energi listrik selalu bertambah, sehingga diperlukan penyediaan energi listrik yang baik dan keandalan sistem dalam penyalurannya kepada masyarakat harus baik juga. Berbagai cara telah dilakukan PLN guna memenuhi kebutuhan itu.

Salah satu cara yang bermanfaat dalam mengoptimalkan suplai daya dari pembangkit sampai kebeban telah disampaikan penulis melalui skripsi ini.

DAFTAR PUSTAKA

[1]. Helton do Nascimento, Alves Benemar Alencar de Souza, Helvio Alves Ferreira, ***"BANKS OF AUTOMATIC CAPACITORS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS: A HIBRID ALGORITHM OF CONTROL"***, Revista Controle & Automação/ Vol.16 no.1/Jan.,Fev. e Março 2005.

[2] Hasan Basri, **"Sistem Distribusi Tenaga Listrik"**.

[3]. Djiteng Marsudi, , **"Operasi sistem tenaga Listrik"**, Balai Penerbit Dan Humas ISTN 1990.

[4] William D Stevenson, Jr. "**Analisa Sistem Tenaga Listrik**". Edisi ke empat, Erlangga, Jakarta, 1993.

[5]. Mitsuo Gen, Runwei Cheng, "Genetic Algorithm And Engineering Design". (John Willey & Son,Inc, 1994) p-7

LAMPIRAN 1

1. *DATA PENYULANG TUMPANG*
2. *TABEL PERBANDINGAN TEGANGAN ANTARA ETAP DENGAN MATLAB*
3. *LISTING PROGRAM*

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER 1 (SATU)

No Grd	Alamat Gardu	KVA Trafo	YPE TRAF		Arus Jurusan A				Arus Jurusan B				Arus Jurusan C				Arus Jurusan D				Beban Total				Tegangan Phasa - O			Beban Trafo		Tanggal ukur	KETERANGAN
			1 Phs	3 Phs	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	KVA	%		
1	JL.Raya Tumpang	100		O	47	89	55	35					18	37	24	21					65	126	79	56	232	233	230	62.64	62.64	18-Feb-07	
2	JL.Raya Tumpang	160		O	63	46	43	33					107	113	76	51					170	159	119	84	223	223	225	99.90	62.44	1-Mar-07	UPRATING
3	JL.Raya Jera Tumpang	160		O	143	140	204	78					63	92	80	35					206	232	284	113	209	210	210	150.90	94.31	29-Jan-07	
4	JL.Raya Pakiskember	200		O					152	101	175	58					43	88	70		195	189	245	58	222	223	221	139.64	69.82	18-Feb-07	18-Feb-07
5	DS. Sukolilo Jabung	100		O					17	33	19	15					61	97	71		78	130	90	15	225	225	222	67.05	67.05	6-Feb-07	
6	DS. Sukolilo Jabung	100		O					54	70	45	20					30	35	25	10	84	105	70	30	220	224	224	56.98	56.98	26-Apr-07	
7	Ds. Kemantren Jabung	200		O	83	128	75	80					103	148	94	7					186	276	169	87	222	224	228	140.08	70.04	25-Feb-07	PERBAIKAN SUTRNYA
8	Ds. Kemantren Jabung	160		O					118	126	144	23					27	24	19	15	145	150	163	38	220	223	225	100.76	62.98	18-Feb-07	
9	Ds. Bunut Wetan Pakis	200		O					174	143	113	45					105	77	114	25	279	220	227	70	228	228	229	165.53	82.76	18-Feb-07	
10	Ds. Bokor Tumpang	200		O					81	66	126	4					36	118	75	3	119	184	201	7	216	218	213	108.86	54.43	6-Feb-07	
11	Ds. Bunut Wetan Pakis	200		O					16	7	10	16					142	121	126	30	158	128	136	46	225	227	223	94.95	47.48	6-Feb-07	
12	Ds. Sumberpasir Pakis	100		O					22	43	24	27					67	50	45	45	89	93	69	72	221	224	225	55.47	55.47	29-Mar-07	
13	Ds. Sukoanyar Pakis	160		O					89	55	85	32					90	77	48	49	179	132	133	81	215	212	210	95.46	59.66	6-Feb-07	DALAM PROSES
14	Ds. Precot Kenongo Jabung	75	O						97	30	90	6					22	10	35	14	119	40	125	20	214	214	214	60.78	81.03	1-Apr-07	
15	Ds. Sukopuro Jabung	160		O	27	31	15	21					276	49	49	29					303	80	64	50	220	220	220	98.34	61.46	5-Feb-07	
16	Ds. Tulusbesar Tumpang	160		O	55	10	73	31					80	119	109	41					135	129	182	72	233	237	240	103.92	64.95	18-Feb-07	
17	Ds. Kebonsari Tumpang	160		O	95	104	90	36					64	70	35	34					159	174	125	70	223	224	222	102.13	63.83	1-Mar-07	UPRATING
18	Linud - 502 jabung	160		O													78	81	56	31	78	81	56	31	236	235	236	50.74	31.71	23-Feb-07	
19	Ds. Pakiskember	100		O					50	22	24	21					35	38	71	29	85	60	95	50	223	224	223	53.52	53.52	23-Feb-07	
20	Ds. Kemantren Jabung	100		O	60	63	48	35					46	43	51	21					106	106	99	56	218	218	219	67.80	67.80	14-Feb-07	PERBAIKAN SUTRNYA
21	Ds. Belung Pnc.kusumo	100		O	114	74	172	40					51	45	24	15					165	119	196	55	219	211	211	105.12	105.12	10-Apr-07	
22	Ds. Wonosalyo Tumpang	200		O					118	139	108	53					44	20	62	32	162	159	170	85	229	240	243	112.44	56.22	23-Feb-07	
23	Ds. Wonorejo Pnc.kus	250		O					89	149	111	42					62	17	71	36	151	166	182	78	214	215	218	106.79	42.71	23-Feb-07	
24	Ds. Triga Poncokusumo	150	O						12	3	15	31					82	84	76	31	94	87	91	62	212	210	212	57.66	38.44	18-Feb-07	
25	Ds. Poncokusumo	150	O						81	86	60	23					25	113	73	71	106	199	133	94	212	212	210	92.86	61.90	18-Feb-07	
26	Ds. Simpar Poncokusumo	75	O		39	34	31	12													39	34	31	12	241	241	240	25.06	33.42	18-Feb-07	
27	Ds. Kunci Poncokusumo	100		O					42	32	33	20					71	45	104	22	113	77	137	42	244	243	244	79.79	79.79	23-Feb-07	
28	Ds. Besuk Wringinanom Pck	50	O						121	122	0	4									121	122	0	4	231	230	229	56.13	112.27	23-Feb-07	RENC. GANTI TRF
29	Ds. Gubukdalkah Pnckusu	75	O						45	48	68	24					63	25	43	32	108	73	111	56	227	225	230	66.28	88.38	23-Feb-07	"
30	Ds. Gubukdalkah Pnckusu	50	O														163	83	0	70	163	83	0	70	235	240	231	57.81	115.62	23-Feb-07	"
31	Ds. Ngrungin Sbr.pasir	160		O					59	43	38	18					92	93	127	21	151	136	165	39	240	244	240	108.48	67.80	23-Feb-07	
32	Brigif - 18 Jabung	160		O					82	71	87	51									82	71	87	51	232	230	233	55.68	34.80	23-Feb-07	
33	Ds. Tegal Pasangan Pakis	250		O	115	106	119	35					61	59	48	21					176	165	167	56	236	237	231	119.89	47.96	18-Feb-07	Rusak. 1-04-2007
34	Ds. Gegaksasan Sbr.pasir	160		O					116	149	116	12					47	24	12	11	163	173	128	23	244	247	248	113.22	70.76	18-Feb-07	
35	Ds. Boto putih Sumberpasir	50		O	4	6	23	10					75	30	45	12					79	36	68	22	212	221	222	38.80	77.59	18-Feb-07	
36	Ds. Wringinsongo Tumpang	100		O					20	19	20	20					66	58	32	20	86	77	52	40	223	221	224	47.95	47.95	17-Apr-07	
37	Ds. Kongkesongo Wrg.S	150	O						44	41	39	17	38	52	57	21					82	93	96	38	232	232	232	62.87	41.91	6-Feb-07	
38	Ds. Pulungan Pulungdowo	160		O					152	58	68	40					54	31	38	40	206	89	106	80	219	219	220	87.82	54.89	13-Feb-07	
39	Ds. Pulungan Pulungdowo	160		O					114	151	150	33					70	90	33	45	184	241	183	78	219	220	220	133.15	83.22	13-Feb-07	
40	Ds. Pulungan Pulungdowo	150	O		20	41	25	16					78	100	68	20					98	141	93	36	220	222	233	73.04	48.69	13-Apr-07	

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER 1 (SATU)

No Grd	Alamat Gardu	KVA Trafo	TYPE TRAFO		Arus Jurusan A				Arus Jurusan B				Arus Jurusan C				Arus Jurusan D				Beban Total				Tegangan Phasa - O			Beban Trafo		Tanggal ukur	KETERANGAN
			1 Phs	3 Phs	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	KVA	%		
41	Ds. Banjarejo Pakis	100		O					30	42	47	37					46	56	29	20	76	98	76	57	226	224	234	56.50	56.50	22-Mar-07	
42	Ds. Banjarejo Pakis	160		O	103	78	74	40					71	59	48	43					174	137	122	83	216	220	221	93.53	58.46	6-Feb-07	Ganti trf OB Sigma
43	Ds. Banjarejo Pakis	160		O					94	78	101	39					40	64	68	47	134	142	169	86	220	223	219	97.90	61.19	22-Mar-07	
44	Lizad - 602 Jabung	315		O													209	216	263	42	209	216	263	42	237	237	235	163.06	51.76	18-Feb-07	
45	Jl. Raya Tumpang	160		O	129	96	83	43					104	77	49	60					233	173	132	103	224	221	226	120.51	75.32	1-Mar-07	
46	Jl. Raya Malangsuko	160		O	108	92	91	42					101	117	124	33					209	209	215	75	233	226	234	147.49	92.18	22-Mar-07	PERBAIKAN SUTRNYA
47	Jl. Raya Tulusayu	50		O					29	34	27	15					21	26	19	21	50	60	46	36	239	240	239	37.28	74.57	17-Mar-07	
48	Ds. Pakisjajar	160		O	68	42	63	30					23	149	57						91	191	120	30	228	228	228	91.66	57.29	18-Feb-07	
49	Ds. Kidal tumpang	160		O	88	79	90	20					19	81	71	12					107	160	161	32	209	209	209	89.45	55.91	17-Mar-07	
50	Ds. Kidal Tumpang	160		O	46	34	39	12					121	130	109	20					169	164	148	32	210	210	210	101.01	63.13	17-Mar-07	
51	Ds. Gondangan Egingit	100		O	34	42	80	21					70	39	19	16					104	81	99	37	205	207	208	58.22	58.22	17-Mar-07	
52	Ds. Rejoyong Wonosulyo Pck	100		O	33	26	18	6					46	36	46	6					79	62	64	12	219	219	219	44.90	44.90	23-Jan-07	
53	Ds. Rejoyong Wonosulyo Pck	50		O					30	20	19	9					41	6	59	10	71	26	78	19	222	221	219	38.85	77.70	6-Feb-07	
54	Ds. Bangkosowa	150	O		88	75	80	36					91	66	78	15					179	141	158	51	223	221	225	106.59	71.06	4-Mar-07	
55	Ds. Tumiajeng Tumpang	150	O		88	89	45	25					40	39	29	10					128	128	74	35	216	218	215	71.28	47.52	20-Apr-07	
56	Ds. Sumet tumpang	150	O						70	50	53	20					85	60	80	20	155	110	133	40	224	225	222	89.15	59.43	17-Apr-07	
57	Ds. Wangkal Argosuko Pck	150	O														142	135	145	25	142	135	145	25	216	216	216	91.15	60.77	1-Mar-07	
58	Ds. Pujaran Poncokusumo	150	O						221	180	153	19					41	34	33	35	262	214	186	54	208	213	210	137.70	91.80	17-Jan-07	PERBAIKAN SUTRNYA
59	Ds. Ketitang Poncokusumo	50	O							4	4	7	19					62	70	113	39	66	74	120	58	226	226	226	58.76	22-Mar-07	
60	Jl. Pahlawan Timur Tumpang	75	O						23	28	18	10					33	27	43	15	56	55	61	25	222	223	222	38.18	50.91	1-Mar-07	
61	Jl. Tunggal Ilir Tumpang	150	O		39	40	20	18					131	187	126	66					170	227	146	84	219	218	2219	118.92	79.28	26-Feb-07	
62	Ds. Kambingan Tumpang	150	O						106	37	69	32					59	69	71	21	165	106	140	53	218	218	219	89.60	59.73	22-Mar-07	
63	Brigif - 18 Jabung	160		O					130	161	75	64					8	10	12	18	138	171	87	82	225	225	225	89.10	55.69	22-Mar-07	
64	Pabrik Mie Pakis	100		O	66	27	55	29					51	70	20	16					119	97	75	45	220	220	220	64.02	64.02	22-Mar-07	
65	Ds. Blotok Tumpang	50		O	88	89	45	25					100	70	86	20					188	159	131	45	216	219	215	103.25	206.50	20-Apr-07	
66	Ds. Pandanwangi Pakis	100		O	78	83	58	12					55	40	95	20					133	123	153	32	210	209	208	85.89	85.89	17-Apr-07	
67	Perum. Pakisjajar	100		O					131	60	113	67					65	16	19	56	196	76	132	123	234	239	236	94.54	94.54	1-Mar-07	
68	Ds. Sumber Iradesan Pakis	160		O	114	116	55	38					40	38	53	11					154	154	108	49	223	224	221	92.77	57.98	1-Apr-07	
69	Ds. Kanengo Jabung	100	O		10	30	17	17					30	21	24	7					40	51	41	24	219	220	219	28.91	28.91	29-Jan-07	
70	Ds. Bulung Poncokusumo	75	O		40	46	39	15					106	71	74	20					146	117	113	35	213	217	212	80.09	106.78	10-Apr-07	
71	Ds. Jambon Pakisbomber	150	O		31	24	22	9					209	155	195	27					240	179	217	36	244	247	248	155.18	103.46	1-Mar-07	
72	Ds. Glanggang Tumpang	100		O					30	40	30	14					18	60	40	10	48	100	70	24	219	216	217	47.74	47.74	17-Apr-07	
73	Ds. Kawedan Poncokusumo	100		O	89	99	49	30					8	2	13	6					97	101	62	36	219	221	222	56.94	56.94	1-Mar-07	
74	Ds. Karangsayur Pacitan	200		O	49	32	80	39					72	87	98	29					121	119	178	68	227	229	225	94.89	47.44	21-Feb-07	
75	Ds. Gadungan Pacitan	100		O	16	22	20	11					69	37	67	30					85	59	87	41	221	222	224	51.05	51.05	21-Feb-07	
76	Ds. Dampul Sidorejo jabung	250		O					91	77	36	17					118	100	118	51	209	177	154	68	225	227	224	121.50	48.60	29-Mar-07	
77	Ds. Baran kidal Tumpang	50		O					30	10	13	18					26	19	38	11	56	29	51	29	226	231	226	30.74	61.47	22-Mar-07	
78	Ds. Baran kidal Tumpang	100		O					70	49	56	15					30	45	41	10	100	94	97	25	210	209	208	61.11	61.11	22-Mar-07	
79	Ds. Baran kidal Tumpang	100		O					28	55	49	13					39	49	60	10	67	104	109	23	216	215	216	60.48	60.48	22-Mar-07	
80	Yonkav - 602 Jabung	100		O	37	62	72	28													37	62	72	28	237	237	237	40.53	40.53	22-Mar-07	

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER 1 (SATU)

No Grd	Alamat Gardu	KVA Trafo	TYPE TRAFO		Arus Jurusan A				Arus Jurusan B				Arus Jurusan C				Arus Jurusan D				Beban Total				Tegangan Phasa - O			Beban Trafo		Tanggal ukur	KETERANGAN
			1 Ph	3 Ph	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	KVA	%		
81	Ds. Jabung	160		0	70	62	82	21					48	34	25	25					118	96	107	46	224	224	224	71.90	44.94	22-Mar-07	
82	Ds. Slampareejo Jabung	100		0	96	55	68	26					43	52	49	77					139	107	117	103	216	215	216	78.41	78.41	17-Mar-07	
83	Ds. Duwet Tosari	100		0					46	49	51	27					29	34	31	21	75	83	82	48	212	214	208	50.88	50.88	17-Mar-07	
84	Ds. Duwet Tumpang	100		0					91	63	75	28					26	16	37	13	117	79	112	41	211	211	207	64.99	64.99	17-Mar-07	
85	Ds. Pandanseri Pac.kum	160		0	37	35	36	17					160	166	140	44					197	201	176	61	225	227	223	129.15	80.72	17-Mar-07	
86	Ds. Bemangan Pakis	100		0					8	11	18	9					74	35	57	29	82	46	75	38	225	229	223	45.68	45.68	17-Mar-07	
87	Ds. Bereng Jabung	100		0					71	89	106	46									71	89	106	46	222	221	224	59.05	59.05	5-Feb-07	
88	Ds. Sumberkreco Jabung	100		0					77	57	30	35									77	57	30	35	230	230	230	37.72	37.72	5-Feb-07	
89	Ds. Dempok Jabung	100		0					69	61	67	22					46	25	23	21	115	86	90	43	221	219	225	64.31	64.31	5-Feb-07	
90	Ds. Gesek jabung	50		0					15	11	12	14					85	60	67	30	100	71	79	44	229	231	231	57.25	114.50	5-Feb-07	
91	Ds. Ngebruk Poncokusumo	200		0	14	78	96	29					191	116	185	76					205	194	281	105	215	215	215	146.20	73.10	29-Jan-07	
92	Ds trujeng Pakisajer	160		0	69	50	47	19					170	118	149	20					239	168	196	39	234	235	234	141.10	88.19	21-Feb-07	
93	Ds. Benjor Tumpang	100		0					43	44	32	16					75	26	49	39	118	70	81	55	240	241	241	64.56	64.56	21-Feb-07	
94	Ds. Bendo Sukolilo jabung	100		0	10	10	36	24					62	45	52	17					72	55	88	41	233	235	236	50.10	50.10	21-Feb-07	
95	Ds. Begawan Sidorejo jabung	50		0					49	30	72	39					21	6	12	20	70	36	84	59	223	221	224	42.37	84.74	21-Feb-07	
96	Ds. Beyang jabung	100		0					76	35	50	20					69	35	60	35	145	70	110	55	225	225	227	73.13	73.13	22-Mar-07	
97	Ds. Petongan Mindi jabung	50		0									45	65	48	20					45	65	48	20	233	232	235	36.81	73.63	22-Mar-07	
98	Ds. Sbr.jambe Pac.kusumo	100		0	75	45	80	30					30	25	59	20					105	70	139	50	209	210	208	65.63	65.63	22-Mar-07	
99	Ds. Sbr.jambe Pac.kusumo	100		0					35	50	60	20					33	29	65	26	68	79	125	46	220	222	215	59.84	59.84	5-Feb-07	
100	Ds. Ngadireso Poncokusumo	100		0					37	28	41	17					32	29	30		69	57	71	17	218	216	214	42.95	42.95	28-Apr-07	
101	Ds. Putuk Ngadireso	100		0	72	82	61	23					87	42	67	40					159	124	128	63	210	212	215	86.31	86.31	28-Apr-07	
102	Ds. Argosari jabung	100		0					60	58	96	50					65	33	49	18	125	91	145	68	230	234	232	83.03	83.03	5-Feb-07	
103	Ds. Dawuhan Lesti	50		0					25	10	20	10					68	35	51	20	93	45	71	30	211	211	211	44.10	88.20	13-Apr-07	
104	Ds. Dawuhan Pac.kusumo	50		0	64	18	17	36					63	12	38	49					127	30	55	85	205	208	214	43.46	86.92	13-Apr-07	
105	Ds. Pialar Sukoanyar Pakis	125		0	81	77	75	20					89	92	56	30					170	169	131	50	234	235	239	109.98	87.98	13-Apr-07	
106	Ds. Gadungan Poncokusumo	100		0	105	55	76	37					100	66	52	43					205	121	128	80	221	222	224	100.33	100.33	4-Mar-07	
107	Ds. Pares Karangnongko	100		0	11	27	14	12					89	41	63	44					100	68	77	56	221	225	223	54.15	54.15	4-Mar-07	
108	Ds. Simpar Wringinanom	50		0					14	19	43	25					18	21	19	12	32	40	62	37	208	214	210	27.87	55.74	27-Mar-07	
109	Ds. Gunung Jati Jabung	160		0					118	123	137	27					95	70	95	26	213	193	232	53	204	205	202	130.15	81.35	27-Mar-07	
110	Ds. Boro Jabung	200		0	94	57	56	53					127	189	137	10					221	246	193	63	225	242	230	148.50	74.25	27-Mar-07	
111	Ds. Baran Karangnongko	50		0									8	4	14	8	37	44	29	18	45	48	43	26	225	223	225	30.60	61.20	4-Mar-07	
112	Ds. Petungsewu	100		0					34	39	44	13					57	53	46	4	91	92	90	17	217	218	220	59.24	59.24	14-Feb-07	
113	Ds. Gesting	50		0					26	31	39	26									26	31	39	26	230	224	229	22.08	44.16	13-Apr-07	
114	Ds. Kedampal	100		0					6	10	39	9					53	20	42	28	59	30	81	37	225	230	226	38.25	38.25	13-Apr-07	
115	Ds. Klotok Pakis	50		0					25	13	16	11					13	10	19	6	38	23	35	17	234	232	227	22.46	44.93	13-Apr-07	
116	Ds. Baran Ngingit Tumpang	50		0					5	6	6	3					29	10	37	12	34	16	43	15	224	229	230	20.83	41.66	5-Feb-07	
117	Ds. Ngadirejo Jabung	50		0					0	16	11	13					22	8	25	13	22	24	36	26	215	210	219	17.63	35.26	5-Feb-07	
118	Ds. Ngadirejo Jabung	50		0					66	50	63	25									66	50	63	25	223	238	236	39.92	79.83	21-Feb-07	
119	Ds. Kristik Kesmiri Jabung	100		0	72	51	83	49					14	19	21	27					86	70	104	76	222	222	222	57.72	57.72	21-Feb-07	
120	Ds. Kesmiri Jabung	50		0																	0	0	0	0				0.00	0.00		

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER 1 (SATU)

No Grd	Alamat Gardu	KVA Trafo	TYPE TRAFO		Arus Jurusan A				Arus Jurusan B				Arus Jurusan C				Arus Jurusan D				Beban Total				Tegangan Phasa - O			Beban Trafo		Tanggal ukur	KETERANGAN
			1 Phs	3 Phs	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	KVA	%		
121	KUD Jabung	50		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
122	Ds. Wonosari Poncokusumo	100		O					29	16	24	3					35	16	24	20	64	32	48	23	230	226	224	33.12	33.12	27-Mar-07	
123	Ds. Poncokusumo	160		O	39	16	10	25					99	57	56	31					138	73	66	56	229	229	225	63.43	39.65	27-Mar-07	
124	Ds. Cincing Jabung	50		O					8	17	12	12					33	22	18	18	41	39	30	30	234	234	235	25.74	51.48	13-Apr-07	
125	Perum Permata Asri	100		O					32	35	25	13					41	43	36	21	73	78	61	34	223	225	221	47.28	47.28	13-Apr-07	
126	Perum Permata Asri	50		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
127	Telkom Pakis	100		O													158	46	130	106	158	46	130	106	224	231	230	74.82	74.82	18-Feb-07	
128	Perum Asabri Pakis	25		O									19	14	25	15					19	14	25	15	223	228	217	12.93	51.74	5-Feb-07	
129	Ds. Busu Jabung	100		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
130	Ds. Bendroeg jabung	100		O					68	49	66	25					0	8	0	4	68	57	66	29	235	239	234	44.89	44.89	27-Mar-07	
131	Ds. Kemiri Jabung	50		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
132	Ds. Krajan Taji Jabung	25		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
133	Ds. Umbutlegi Taji Tabung	25		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
134	Ds. Rakesan Jabung	25		O													25	33	30	12	25	33	30	12	204	205	202	17.95	71.81	24-Mar-07	
135	Ds. Sumberejo Poncokusumo	50		O					22	31	43	29					18	21	29		40	52	72	29	219	217	214	35.92	71.83	24-Mar-07	
136	PT. Gatra Mapan Pakis	630		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
137	Perum Tumpang Permai	50		O					34	9	8	30					27	13	4	18	61	22	12	48	223	226	222	21.19	42.37	11-Feb-07	
138	PT. Hebra Pakis	100		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
139	DS. Sumberkreco Jabung	100		O									72	74	10	37					72	74	10	37	222	225	225	34.63	34.63	29-Jan-07	Sisipan T.88
140	Ds. Pujaran Poncokusumo	100		O					106	117	86	36					27	43	36	31	133	160	122	67	208	207	212	86.32	86.32	17-Jan-07	
141	Jl. Puntodewo Tumpang	100		O					31	34	37	10					43	46	37	19	65	80	74	29	221	224	223	48.40	48.40	24-Mar-07	
142	Ds. Jera Tumpang	160		O					78	66	83	22					70	39	58	22	148	105	141	44	223	227	222	87.86	54.91	11-Feb-07	
143	Ds. Jebuk pakisjajar	160		O					32	30	28	10					60	16	61	8	92	46	89	18	225	225	225	51.08	31.92	9-Feb-07	
144	Ds. Gunung Kunci	50		O									36	17	43	12					36	17	43	12	237	238	240	22.75	45.50	24-Mar-07	
145	PT.Gatra Mapan	100		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
146	Perum Asabri Ds. Sukolilo	25		O													9	10	4	7	9	10	4	7	229	229	229	5.27	21.07	24-Mar-07	
147	Jl. Raya Kebonsari Tmp	100		O	79	66	47	27					65	112	47	49					144	178	94	76	230	230	235	95.68	95.68	24-Mar-07	
148	Ds. Tengo Kemiri jabung	50		O					55	30	28	21					29	9	11	21	84	39	39	42	221	223	229	35.80	71.60	13-Mar-07	
149	Jl. Raya Malangpuko Tumpang	150	O		75	78	19	1					74	136	85	75					149	214	104	76	231	230	232	107.88	71.92	11-Feb-07	
150	PT Kendedes Putra Pakis	50		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
151	Ds. Duren Sukoporo Jabung	25		O					28	84	84	36					26	31	12	10	54	115	96	46	230	236	224	60.95	243.80	19-Mar-07	
152	Jl. Raya Bunut Wetan	200		O					43	42	50	11					94	85	82	9	137	127	132	20	216	216	216	85.54	42.77	24-Mar-07	
153	UD. Chandra Pakis	100		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
154	Ds.Ngjerak Ijo	25		O					12	5	2	8					0	1	0	4	12	6	2	12	219	218	220	4.38	17.52	25-Mar-07	
155	Ds.Ngjerak Ijo	25		O					15	20	10	10					14	18	15	9	29	38	25	19	216	220	220	19.87	79.49	25-Mar-07	
156	Ds. Ngadas	75	O		32	31	29	10					20	17	21	8					52	48	50	18	221	221	223	33.15	44.20	6-Apr-07	
157	Ds.Ranupane	25		O	11	15	11	11					14	10	13	9					24	25	24	20	221	221	223	16.01	64.04	6-Apr-07	
158	Ds.Ranupane	25		O													31	24	25	17	31	24	25	17	221	221	223	17.64	70.56	6-Apr-07	
159	Ds. Pakisjajar	160		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
160	Ds. Karangnongar	160		O	125	104	101	28					69	32	57	41					194	136	158	69	222	224	221	108.34	67.71	4-Mar-07	

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER 1 (SATU)

No Grd	Alamat Gardu	KVA Trafo	YPE TRAF		Arus Jurusan A				Arus Jurusan B				Arus Jurusan C				Arus Jurusan D				Beban Total				Tegangan Phasa - O			Beban Trafo		Tanggal ukur	KETERANGAN
			1 Ph	3 Ph	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	KVA	%		
161	Ds. Sumber pitu	25		O					24	27	21	16					25	41	21	27	49	68	42	43	213	210	212	33.87	135.47	5-Feb-07	
162	Ds. Tulus Besar	100		O					33	48	39	13					79	68	60	4	112	116	99	17	237	229	225	77.50	77.50	5-Feb-07	
163	Ds. Pandaan	160		O					13	36	30	21					19	21	41	18	32	57	71	39	230	231	229	36.80	23.00	5-Feb-07	
164	Ds.Rejeng	25		O	6	4	5	7					2	4	6	10					8	8	11	17	227	226	226	6.13	24.52	5-Feb-07	
165	Ds. Sumberejo (Kebun Kopi)	10	O														10	11	12	11	10	11	12	11	219	217	214	7.23	72.27	5-Feb-07	
166	Jl. Raya Ampel	200		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
167	Ds. Tulus Besar	100		O	64	77	84	21					43	25	74	25					107	102	158	46	218	222	217	80.01	80.01	10-Apr-07	
168	Ds. Wonorejo	200		O					42	52	59	21					48	51	54	12	90	103	113	33	229	231	232	70.07	35.04	24-Mar-07	
169	Ds. Jabung	100		O	50	80	67	10	2	2	20	10	40	39	29	10	502	20	30	20	594	141	146	50	221	221	223	194.70	194.70	20-Apr-07	
170	Sisip T.98 Ds.Jambesari	100		O																	52	22	51	31	207	210	213	25.88	25.88	26-Apr-07	
171	Ds. Tengo Kemiri	50		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
172	Ds. Sumberpasir (PT.Catur)	315		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
173	Ds. Sukolilo (Peternak. Ayam)	200		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
174	Ds. Sukolilo (Peternak. Ayam)	200		O																	0	0	0	0				0.00	0.00		
175	Ds. Kemantren Jabung	100		O									67	57	94	30					67	57	94	30	226	230	225	49.27	49.27	25-Feb-07	Sisipan T. 07

Catatan :
Untuk nomor gardu yang ada tandanya sudah sesuai dgn di lapangan.
Daya Trafo Sudah Sesuai

Mengetahui,
MANAGER UPJ

ALLATIF AGUSTINO

Tumpang, 06 Pebuari 2007
SUPERVISOR TEKNIK

WAHYUDIONO

TABEL PERBANDINGAN TEGANGAN

ETAP

Bus	Tegangan %	Bus	Tegangan %	Bus	Tegangan %
1	100,000	44	97,894	87	97,416
2	99,510	45	97,891	88	97,364
3	99,506	46	97,890	89	97,363
4	99,337	47	97,881	90	97,355
5	99,256	48	97,874	91	97,349
6	99,252	49	97,819	92	97,354
7	99,107	50	97,803	93	97,353
8	99,025	51	97,789	94	97,351
9	99,015	52	97,717	95	97,349
10	99,013	53	97,710	96	97,554
11	99,005	54	97,709	97	97,536
12	99,005	55	97,672	98	97,526
13	99,004	56	97,663	99	97,517
14	98,986	57	97,666	100	97,508
15	98,945	58	97,647	101	97,507
16	98,938	59	97,698	102	97,505
17	98,817	60	97,690	103	97,538
18	98,796	61	97,685	104	97,535
19	98,786	62	97,665	105	97,546
20	98,609	63	97,663	106	97,472
21	98,212	64	97,659	107	97,460
22	98,123	65	97,658	108	97,458
23	98,117	66	97,634	109	97,430
24	98,110	67	97,631	110	97,426
25	98,102	68	97,929	111	97,488
26	98,101	69	97,871	112	97,435
27	98,100	70	97,869	113	97,405
28	98,098	71	97,853	114	97,345
29	98,095	72	97,810	115	97,310
30	98,088	73	97,803	116	97,264
31	98,098	74	97,675	117	97,243
32	98,062	75	97,623	118	97,237
33	98,098	76	97,577	119	97,224
34	98,102	77	97,574	120	97,221
35	98,088	78	97,593	121	97,207
36	98,087	79	97,631	122	97,414
37	98,084	80	97,630	123	97,394
38	98,114	81	97,634	124	97,371
39	98,108	82	97,559	125	97,301
40	98,058	83	97,529	126	97,294

MATLAB

Bus	Tegangan pu	Bus	Tegangan pu	Bus	Tegangan pu
1	1,00000	44	0.97535	87	0.97023
2	0.99442	45	0.97530	88	0.96971
3	0.99438	46	0.97530	89	0.96971
4	0.99244	47	0.97518	90	0.96963
5	0.99150	48	0.97511	91	0.96957
6	0.99146	49	0.97457	92	0.96962
7	0.98976	50	0.97441	93	0.96960
8	0.98879	51	0.97427	94	0.96959
9	0.98870	52	0.97357	95	0.96957
10	0.98868	53	0.97350	96	0.97159
11	0.98861	54	0.97349	97	0.97141
12	0.98860	55	0.97313	98	0.97132
13	0.98860	56	0.97304	99	0.97123
14	0.98833	57	0.97306	100	0.97114
15	0.98783	58	0.97289	101	0.97112
16	0.98777	59	0.97338	102	0.97111
17	0.98628	60	0.97330	103	0.97128
18	0.98609	61	0.97325	104	0.97123
19	0.98599	62	0.97306	105	0.97131
20	0.98370	63	0.97304	106	0.97058
21	0.97919	64	0.97300	107	0.97046
22	0.97816	65	0.97299	108	0.97044
23	0.97810	66	0.97275	109	0.97016
24	0.97802	67	0.97273	110	0.97012
25	0.97793	68	0.97591	111	0.97077
26	0.97792	69	0.97525	112	0.97024
27	0.97791	70	0.97523	113	0.96995
28	0.97788	71	0.97505	114	0.96934
29	0.97785	72	0.97456	115	0.96901
30	0.97778	73	0.97448	116	0.96855
31	0.97787	74	0.97299	117	0.96834
32	0.97752	75	0.97238	118	0.96828
33	0.97786	76	0.97182	119	0.96815
34	0.97788	77	0.97179	120	0.96812
35	0.97774	78	0.97193	121	0.96799
36	0.97773	79	0.97225	122	0.97003
37	0.97770	80	0.97224	123	0.96983
38	0.97797	81	0.97227	124	0.96960
39	0.97790	82	0.97164	125	0.96891
40	0.97741	83	0.97134	126	0.96885

41	97,996	84	97,482	127	97,275
42	97,983	85	97,480	128	97,254
43	97,947	86	97,425	129	97,253

41	0.97667	84	0.97088	127	0.96865
42	0.97652	85	0.97086	128	0.96845
43	0.97597	86	0.97032	129	0.96843

LISTING PROGRAM

:ETAK NEWTON RHAPSON

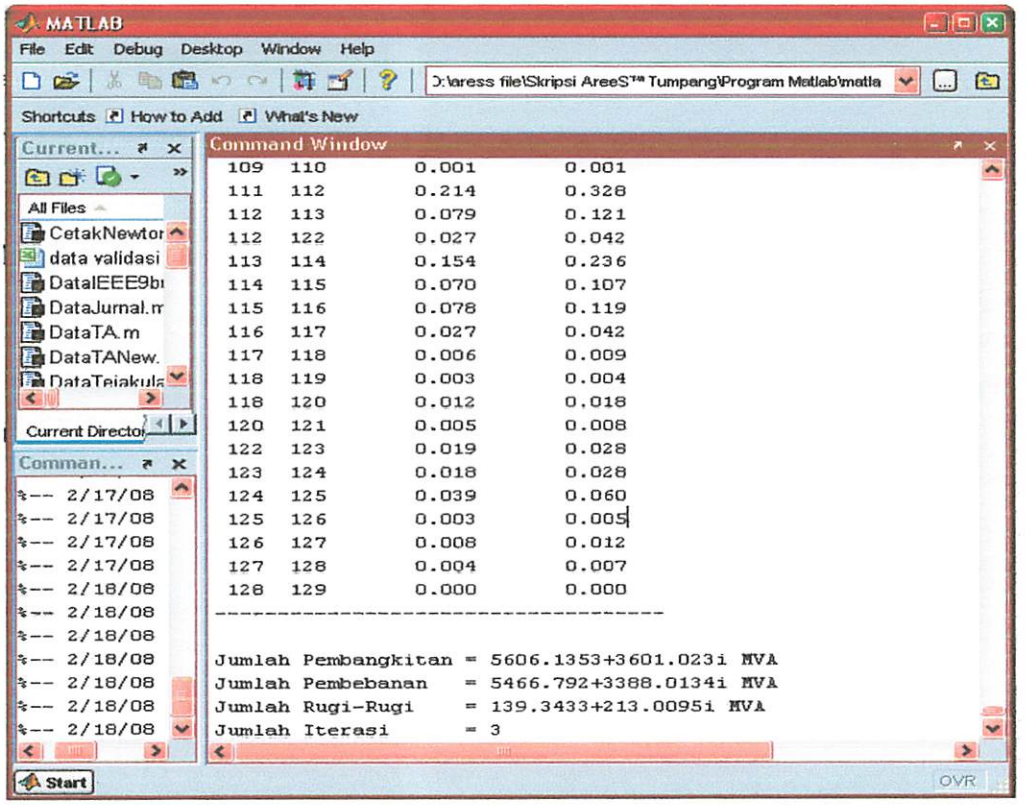
```
unction [Nbus]=CetakNewtonRaphson(Nbus,ite,selang,V,Sg,SL,Z,Alir,RugiS,SumG,SumL,Rr)
lisp(' ');
'isp(['                    Hasil Perhitungan Aliran Daya']);
isp(['                    Dengan Metode Newton-Raphson']);
isp(' ');
isp(['Jumlah Bus     = ' num2str(Nbus)]);
isp(['Jumlah iterasi = ' num2str(ite)]);
isp(['Waktu Hitung   = ' num2str(selang) ' detik']);
isp(' ');
isp(['-----------------------------------------------------------------------------']);
isp(['  Bus     Tegangan          Pembangkitan          Pembebanan          ']);
isp(['          (pu)          kw        kvar        kw        kvar     ']);
isp(['-----------------------------------------------------------------------------']);
a=[(1:Nbus)' real(V) imag(V) real(Sg) imag(Sg) real(SL) imag(SL)];
printf('%5.0f %8.5f %8.5f  %8.3f   %8.3f   %8.3f   %8.3f\n',Sa');
lisp(['-----------------------------------------------------------------------------']);
lisp(' ');
lisp(['Aliran Daya Antar Saluran']);
lisp(' ');
=0;
lisp(['-----------------------------------------------------------------------------']);
isp(['   Bus          Daya          Bus          Daya          ']);
isp(['  from  to     kw       kvar     from to     kw       kvar     ']);
isp(['-----------------------------------------------------------------------------']);
or i=1:Nbus
 for j=1:Nbus
   x=imag(RugiS(i,j));
   if x~=0
     S=[i j real(Alir(i,j)) imag(Alir(i,j)) j i real(Alir(j,i)) imag(Alir(j,i))];
     fprintf(' %3.0f %3.0f   %9.3f   %9.3f   %3.0f %3.0f   %9.3f   %9.3f\n',S');
   end
 end
ıd
sp(['-----------------------------------------------------------------------------']);
sp(' ');
sp(['Rugi Daya Antar Saluran']);
sp(' ');
=0;
sp(['-----------------------------------']);
sp(['   Bus          Rugi          ']);
sp(['  from  to     kw       kvar     ']);
sp(['-----------------------------------']);
r i=1:Nbus
```

Tabel 4-10
Rugi Daya Tiap Saluran Penyulang Tumpang
Setelah Kompensasi

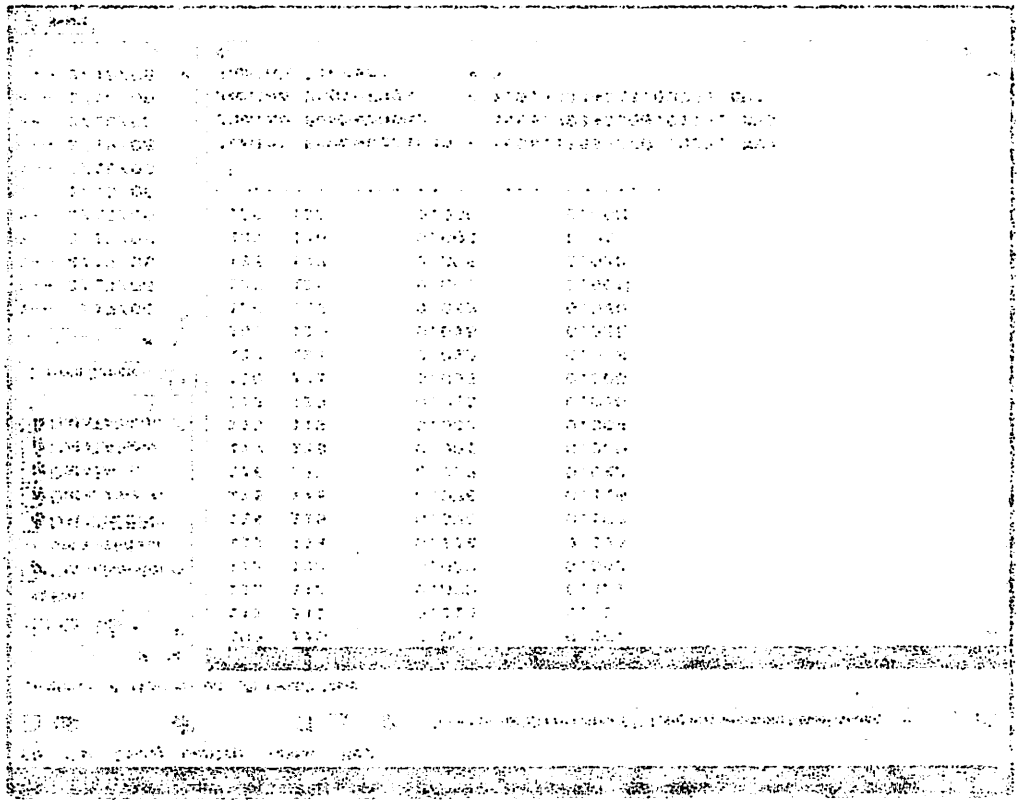
BUS		RUGI		BUS		RUGI	
from	to	kW	kvar	from	to	kW	kvar
1	2	30.658	46.865	34	38	0.046	0.070
2	3	0.001	0.001	35	36	0.000	0.000
2	4	10.951	16.740	35	37	0.002	0.002
4	5	5.221	7.981	38	39	0.006	0.009
5	6	0.002	0.003	40	41	2.773	4.239
5	7	9.651	14.753	41	42	0.558	0.853
7	8	5.443	8.322	42	43	1.097	1.677
8	9	0.009	0.014	42	68	1.344	2.055
8	14	2.589	3.958	43	44	0.722	1.104
9	10	0.001	0.001	44	45	0.049	0.075
9	11	0.006	0.009	45	46	0.000	0.001
11	12	0.000	0.000	45	47	0.153	0.234
11	13	0.000	0.000	47	48	0.047	0.072
14	15	2.799	4.279	48	49	0.098	0.150
15	16	0.003	0.004	48	52	0.701	1.072
15	17	8.799	13.450	49	50	0.020	0.031
17	18	0.021	0.032	50	51	0.012	0.019
17	20	14.879	22.745	52	53	0.015	0.022
18	19	0.006	0.010	52	59	0.051	0.078
20	21	20.693	31.632	53	54	0.000	0.001
21	22	4.721	7.217	53	55	0.048	0.073
22	23	0.057	0.087	55	56	0.003	0.005
22	40	2.845	4.349	55	57	0.006	0.010
23	24	0.064	0.097	57	58	0.010	0.015
24	25	0.075	0.115	59	60	0.016	0.025
25	26	0.000	0.000	60	61	0.001	0.001
25	27	0.018	0.027	60	62	0.045	0.069
27	28	0.026	0.040	62	63	0.000	0.000
28	29	0.004	0.006	62	64	0.010	0.015
28	31	0.015	0.022	64	65	0.001	0.001
29	30	0.004	0.007	64	66	0.035	0.053
31	32	0.014	0.021	66	67	0.002	0.004
31	33	0.018	0.028	68	69	1.428	2.183
33	34	0.031	0.048	69	70	0.000	0.001
34	35	0.010	0.015	69	71	0.436	0.666

BUS		RUGI		BUS		RUGI	
from	to	kW	kvar	from	to	kW	kvar
71	72	1.065	1.628	105	106	0.143	0.218
72	73	0.167	0.255	106	107	0.018	0.028
73	74	3.198	4.888	107	108	0.001	0.002
74	75	1.325	2.026	107	109	0.030	0.046
75	76	1.199	1.833	109	110	0.001	0.001
76	77	0.028	0.042	111	112	0.214	0.328
76	103	0.791	1.209	112	113	0.079	0.121
77	78	0.060	0.092	112	122	0.027	0.042
77	82	0.069	0.106	113	114	0.154	0.236
77	96	0.028	0.043	114	115	0.070	0.107
78	79	0.111	0.169	115	116	0.078	0.119
79	80	0.000	0.001	116	117	0.027	0.042
79	81	0.008	0.012	117	118	0.006	0.009
82	83	0.116	0.177	118	119	0.003	0.004
83	84	0.151	0.232	118	120	0.012	0.018
84	85	0.000	0.000	120	121	0.005	0.008
84	86	0.172	0.263	122	123	0.019	0.028
86	87	0.023	0.035	123	124	0.018	0.028
87	88	0.093	0.143	124	125	0.039	0.060
88	89	0.001	0.001	125	126	0.003	0.005
89	90	0.004	0.007	126	127	0.008	0.012
89	92	0.008	0.013	127	128	0.004	0.007
90	91	0.002	0.002	128	129	0.000	0.000
92	93	0.001	0.001				
92	94	0.002	0.003				
94	95	0.001	0.001				
96	97	0.020	0.031				
97	98	0.005	0.008				
97	99	0.010	0.016				
99	100	0.003	0.004				
100	101	0.000	0.000				
101	102	0.000	0.000				
103	104	0.094	0.143				
104	105	0.065	0.099				
104	111	0.194	0.297				

14. **Gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat hasil tampilan jumlah pembangkitan, pembebanan, dan rugi-rugi setelah optimasi dengan menggunakan metode *Hybrid MGA-Fuzzy Logic.***



GAMBAR 4-16 TAMPILAN HASIL JUMLAH PEMBANGKITAN, PEMBEBANAN, RUGI-RUGI SETELAH OPTIMASI MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MGA-FUZZY LOGIC*



Berikut adalah hasil dari program dengan *metode Hybrid MGA-Fuzzy Logic* setelah dilakukan penempatan kapasitor pada jaringan 20kV sistem distribusi radial di Penyulang Tumpang Pakis, Malang

TABEL 4-11

HASIL PROGRAM METODE *HYBRID MGA-FUZY LOGIC*

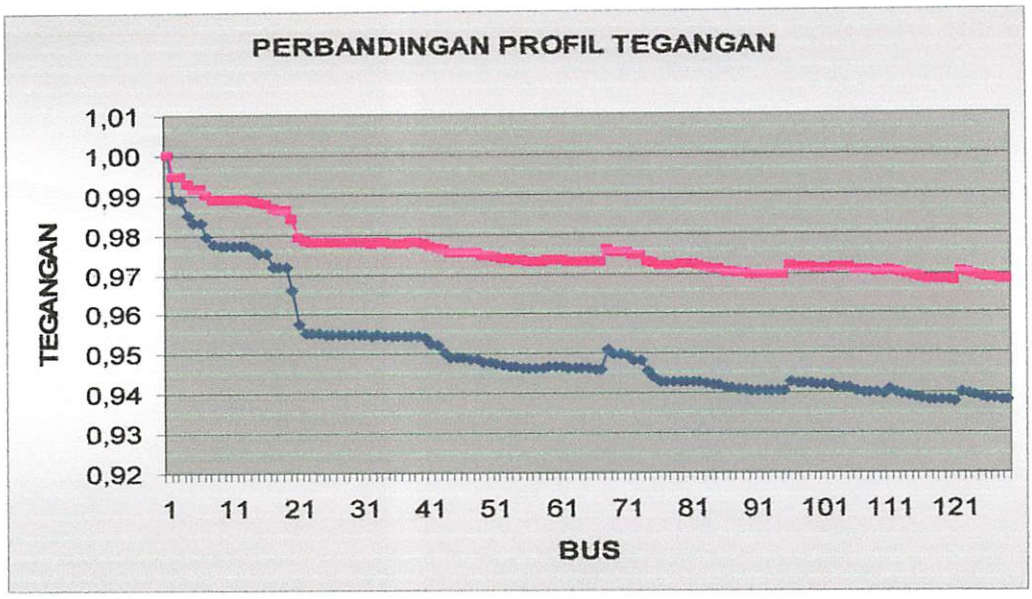
	Sebelum Penempatan	Setelah Penempatan Metode *MGA dan Fuzzy Logic*			
1.Penempatan dan Kapasitas kapasitor tiap tingkat beban	-	Node	L	M	P
		20	400	200	700
		38	100	700	500
		43	500	600	300
		47	100	100	700
		81	200	600	500
		105	600	200	800
2. Tegangan terendah	Node : 121 0,93783 pu atau 18,7566 kV	Node : 121 0.96799 pu atau 19,3598 kV			
3.Rugi Daya Aktif	201.5692 kW	139.3433 kW pengurangan : 62,2259 kW			
Rugi Daya Reaktif	308.1321 kVAR	213.0095 kVAR pengurangan :95,1226 kVAR			

Sentuh aktivasi hasil dari program dengan semua rejeksi 3A3-Energi Jagat setelah diladukan pemrosesan dapatkan yang perlukan 3Mv aktivasi distribusi radial II Penyiapan Dampang Tidak Mulang

TABEL 8-11

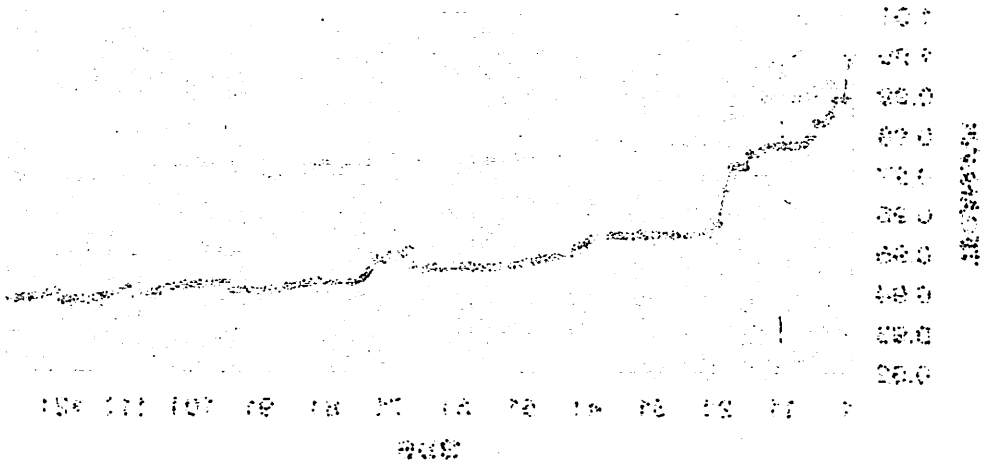
DATA PENGUKURAN SENTUHAN ATRAGO MIN-OTTY ASSET

	Pelajaran Pemrosesan	Sentuh Pemrosesan Mulai Dari Dari Jagat			
		Mv	E	3A	Y
Pemrosesan dan					
Kapasitas Dapatkan		3A	4Ev	2Ev	7Mv
mempiutar Dalam		7Y	1Ev	7Ev	8Mv
		4E	3Mv	Mv	3Mv
		1Y	1Mv	4Mv	7Mv
		8Y	2Mv	4Mv	3Mv
		1Y	4Mv	3Mv	Mv
2. Pemrosesan mentalis	Mulai 1Y 4Mv per atom 1A 1Ev 4 v	Mulai 1Y Jual 5M per atom 1Y 1Mv 3 v			
Kalau Dapat Mulai	2M 1Mv 3 v	2M 1Mv 4 v pengumpulan - M 1Ev 8 v			
Rapi Dapa Mulai	3M 1Mv 4 v	3M 2Mv 4 v pengumpulan - M 1Ev 4 v			

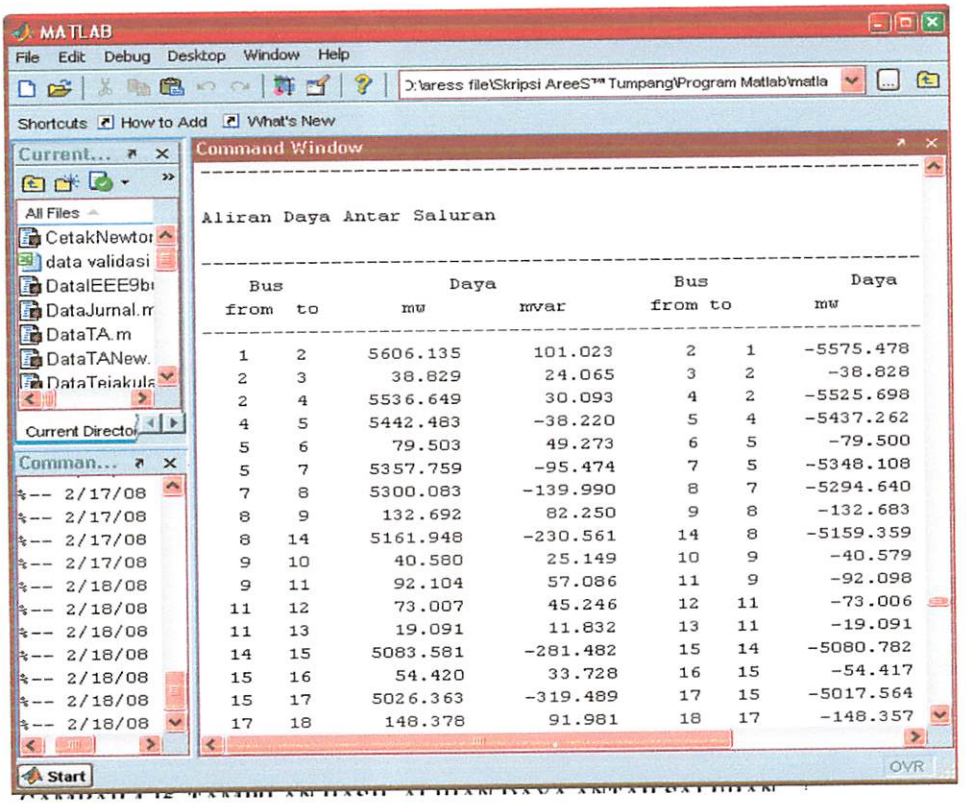


GRAFIK 4-1 TEGANGAN TIAP BUS TERHADAP TEGANGAN AWAL, TEGANGAN SEBELUM DAN SETELAH OPTIMASI

Grafik 4-1 adalah garfik perbandingan tegangan tiap bus terhadap tegangan awal, sebelum dan sesudah dikompensasi dapat terlihat bahwa tegangan terendah terjadi pada *bus 121* sebesar *0,93783 pu* atau *18,7566 kV* dan setelah dilakukan kompensasi naik menjadi *0.96799 pu* atau *19,3598 kV*. Dimana batas tegangan yang diijinkan oleh PLN adalah sebesar *0.95 pu* sampai *1.05 pu*.



12. **Gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat tampilan hasil aliran daya antar saluran setelah optimasi.**

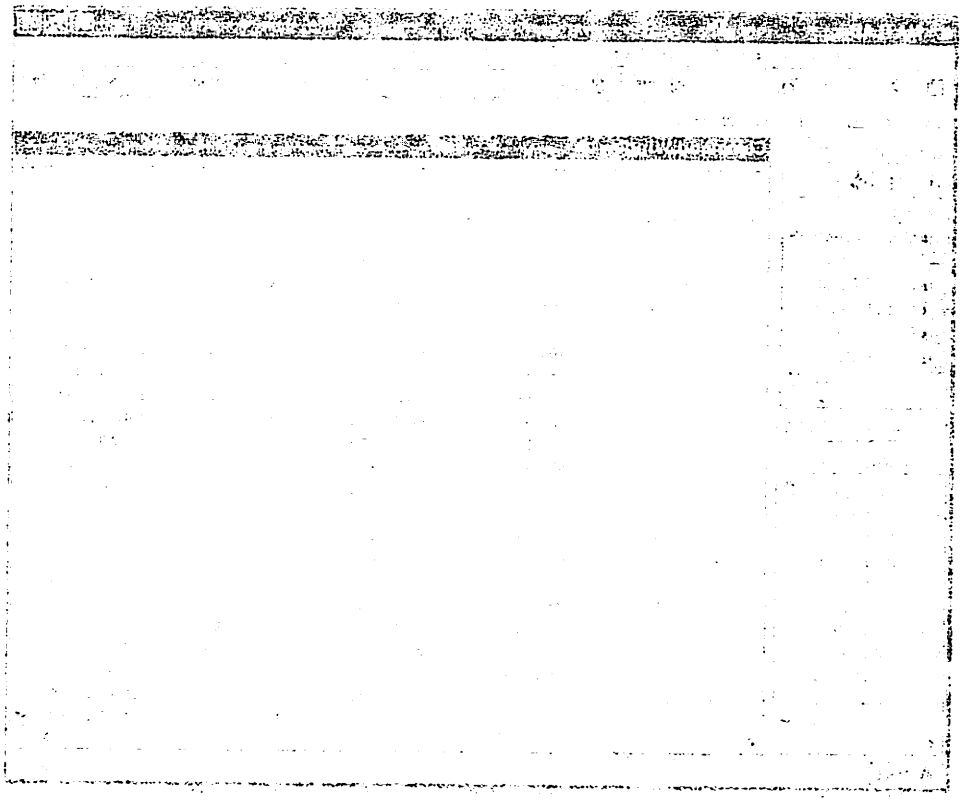


Aliran Daya Antar Saluran

Bus from	Bus to	Daya mw	Daya mvar	Bus from	Bus to	Daya mw
1	2	5606.135	101.023	2	1	-5575.478
2	3	38.829	24.065	3	2	-38.828
2	4	5536.649	30.093	4	2	-5525.698
4	5	5442.483	-38.220	5	4	-5437.262
5	6	79.503	49.273	6	5	-79.500
5	7	5357.759	-95.474	7	5	-5348.108
7	8	5300.083	-139.990	8	7	-5294.640
8	9	132.692	82.250	9	8	-132.683
8	14	5161.948	-230.561	14	8	-5159.359
9	10	40.580	25.149	10	9	-40.579
9	11	92.104	57.086	11	9	-92.098
11	12	73.007	45.246	12	11	-73.006
11	13	19.091	11.832	13	11	-19.091
14	15	5083.581	-281.482	15	14	-5080.782
15	16	54.420	33.728	16	15	-54.417
15	17	5026.363	-319.489	17	15	-5017.564
17	18	148.378	91.981	18	17	-148.357

GAMBAR 4-14 TAMPILAN HASIL ALIRAN DAYA ANTAR SALURAN SETELAH OPTIMASI

Untuk gambar 4-14 terlihat tampilan hasil aliran daya antar saluran dari bus ke bus untuk daya yang dialirkan sepanjang saluran pada penyulang Tumpang setelah optimasi. Pada tabel 4-9 memperlihatkan daya tiap saluran setelah di optimasi.



Tabel 4-9
Daya Tiap Saluran Penyulang Tumpang
Setelah Optimasi

BUS		DAYA		BUS		DAYA	
from	to	kW	kvar	from	to	kW	kvar
1	2	5.606.135	101.023	2	1	-5.575.478	-54.158
2	3	38.829	24.065	3	2	-38.828	-24.063
2	4	5.536.649	30.093	4	2	-5.525.698	-13.353
4	5	5.442.483	-38.220	5	4	-5.437.262	46.201
5	6	79.503	49.273	6	5	-79.500	-49.270
5	7	5.357.759	-95.474	7	5	-5.348.108	110.227
7	8	5.300.083	-139.990	8	7	-5.294.640	148.312
8	9	132.692	82.250	9	8	-132.683	-82.236
8	14	5.161.948	-230.561	14	8	-5.159.359	234.519
9	10	40.580	25.149	10	9	-40.579	-25.149
9	11	92.104	57.086	11	9	-92.098	-57.077
11	12	73.007	45.246	12	11	-73.006	-45.245
11	13	19.091	11.832	13	11	-19.091	-11.832
14	15	5.083.581	-281.482	15	14	-5.080.782	285.760
15	16	54.420	33.728	16	15	-54.417	-33.725
15	17	5.026.363	-319.489	17	15	-5.017.564	332.939
17	18	148.378	91.981	18	17	-148.357	-91.949
17	20	4.869.186	-424.920	20	17	-4.854.307	447.665
18	19	87.769	54.400	19	18	-87.762	-54.390
20	21	4.761.776	194.989	21	20	-4.741.083	-163.357
21	22	4.668.374	118.296	22	21	-4.663.653	-111.079
22	23	965.938	98.988	23	22	-965.881	-98.901
22	40	3.697.715	12.091	40	22	-3.694.871	-7.743
23	24	880.966	46.275	24	23	-880.902	-46.178
24	25	778.469	-17.305	25	24	-778.393	17.420
25	26	41.140	25.497	26	25	-41.140	-25.496
25	27	737.253	-42.917	27	25	-737.235	42.944
27	28	683.991	-75.941	28	27	-683.965	75.981
28	29	189.422	117.401	29	28	-189.418	-117.395
28	31	494.543	-193.382	31	28	-494.529	193.404
29	30	88.336	54.750	30	29	-88.332	-54.743
31	32	54.890	34.030	32	31	-54.876	-34.009
31	33	439.639	-227.434	33	31	-439.621	227.462
33	34	314.254	-305.157	34	33	-314.223	305.205
34	35	94.209	58.396	35	34	-94.199	-58.381
34	38	220.014	-363.600	38	34	-219.969	363.670

Table 4-9
Hydro Thermo Scheduling Programming Results
Scenario Optimum

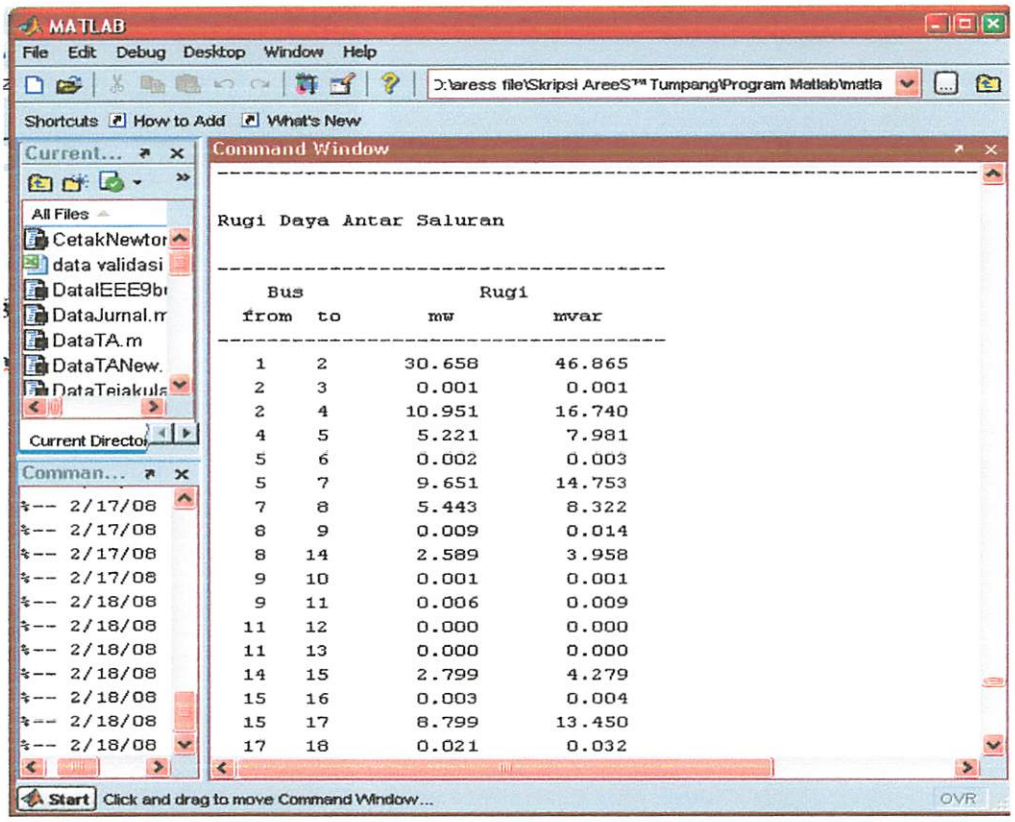
BUS		DATA		BUS		DATA	
Num	No	MW	Var	Num	No	MW	Var
1	2	2 008 158	101 025	2	1	-3 379 472	-24 168
2	3	38 828	34 866	3	2	-38 472	-24 082
3	4	3 529 864	30 000	4	2	-3 272 086	-13 385
4	5	3 422 483	-38 258	5	4	-3 471 352	46 401
5	6	72 800	60 273	6	5	-72 556	-49 210
6	7	3 027 758	-66 474	7	6	-3 345 165	170 327
7	8	3 320 083	-400 530	8	7	-3 294 870	148 312
8	9	192 492	84 260	9	8	-192 984	-82 248
9	10	3 191 198	200 801	10	8	-3 158 356	234 673
9	10	440 380	68 168	10	9	-40 079	-28 148
8	11	52 104	87 880	11	9	-80 980	-87 077
11	12	72 087	44 208	12	11	-12 508	-46 248
11	13	98 081	11 458	13	11	-18 021	-10 832
14	15	3 020 081	-247 468	15	14	-3 080 792	288 750
15	16	54 420	32 138	16	15	-44 477	-32 125
16	17	3 029 183	-419 486	17	16	-3 017 384	370 989
17	18	168 [illegible]	54 521	18	17	-168 187	-67 672
17	20	3 889 188	-404 260	20	17	-4 364 307	-444 868
18	19	87 758	34 420	19	18	-81 258	-34 380
20	21	4 791 278	198 [illegible]	21	20	-4 741 080	-161 327
21	22	4 089 324	172 [illegible]	22	21	-4 040 372	-177 278
22	23	684 [illegible]	46 828	23	22	684 [illegible]	-88 [illegible]
24	40	3 [illegible]	12 301	40	23	-3 [illegible]	-7 [illegible]
23	24	880 [illegible]	46 278	24	23	-880 [illegible]	-46 178
24	25	178 [illegible]	-11 [illegible]	25	24	-178 [illegible]	17 450
25	26	41 740	10 [illegible]	26	25	-41 [illegible]	-53 [illegible]
26	27	137 [illegible]	-42 [illegible]	27	26	-137 [illegible]	46 [illegible]
27	28	684 [illegible]	-70 [illegible]	28	27	-684 [illegible]	70 981
28	29	168 [illegible]	171 401	29	28	-168 478	-177 [illegible]
29	30	444 [illegible]	-172 [illegible]	30	29	-444 [illegible]	148 [illegible]
29	31	54 [illegible]	34 278	31	29	-54 [illegible]	-34 [illegible]
31	32	34 [illegible]	34 [illegible]	32	31	-34 [illegible]	-34 [illegible]
31	33	456 [illegible]	-217 [illegible]	33	31	-456 [illegible]	237 [illegible]
32	34	314 [illegible]	-108 [illegible]	34	32	-314 [illegible]	108 [illegible]
34	35	94 [illegible]	28 [illegible]	35	34	-94 [illegible]	-28 [illegible]
34	36	220 [illegible]	-342 [illegible]	36	34	219 [illegible]	342 [illegible]

35	36	40.758	25.260	36	35	-40.757	-25.259
35	37	53.441	33.121	37	35	-53.439	-33.119
38	39	128.271	79.500	39	38	-128.265	-79.492
40	41	3.613.543	-42.660	41	40	-3.610.770	46.899
41	42	3.523.959	-100.699	42	41	-3.523.401	101.552
42	43	1.159.620	-278.475	43	42	-1.158.523	280.151
42	68	2.363.781	176.922	68	42	-2.362.437	-174.868
43	44	1.083.876	-26.413	44	43	-1.083.154	27.517
44	45	969.976	-97.658	45	44	-969.928	97.733
45	46	62.084	38.477	46	45	-62.084	-38.476
45	47	907.843	-136.210	47	45	-907.690	136.444
47	48	876.410	544.171	48	47	-876.364	-544.099
48	49	250.277	155.227	49	48	-250.179	-155.077
48	52	626.086	388.872	52	48	-625.385	-387.800
49	50	172.702	107.061	50	49	-172.681	-107.030
50	51	124.282	77.035	51	50	-124.270	-77.016
52	53	265.453	164.588	53	52	-265.438	-164.566
52	59	359.932	223.212	59	52	-359.881	-223.134
53	54	85.859	53.211	54	53	-85.858	-53.210
53	55	179.579	111.355	55	53	-179.531	-111.281
55	56	51.411	31.865	56	55	-51.408	-31.860
55	57	128.120	79.416	57	55	-128.113	-79.406
57	58	76.170	47.215	58	57	-76.160	-47.200
59	60	283.849	176.014	60	59	-283.832	-175.988
60	61	26.130	16.195	61	60	-26.129	-16.193
60	62	257.702	159.794	62	60	-257.657	-159.725
62	63	17.706	10.973	63	62	-17.705	-10.973
62	64	239.951	148.752	64	62	-239.942	-148.737
64	65	49.488	30.670	65	64	-49.487	-30.669
64	66	190.454	118.066	66	64	-190.419	-118.013
66	67	117.047	72.541	67	66	-117.045	-72.538
68	69	2.329.984	154.755	69	68	-2.328.556	-152.572
69	70	28.790	17.843	70	69	-28.789	-17.842
69	71	2.299.766	134.729	71	69	-2.299.331	-134.063
71	72	2.267.643	114.425	72	71	-2.266.578	-112.797
72	73	2.208.948	77.081	73	72	-2.208.781	-76.826
73	74	2.140.772	34.678	74	73	-2.137.575	-29.790
74	75	2.069.498	-12.400	75	74	-2.068.173	14.425
75	76	1.978.821	-69.801	76	75	-1.977.623	71.633
76	77	986.415	112.159	77	76	-986.388	-112.116
76	103	991.207	-183.792	103	76	-990.417	185.001
77	78	156.647	-402.756	78	77	-156.587	402.848
77	82	632.040	392.288	82	77	-631.971	-392.182

77	96	197.700	122.584	96	77	-197.672	-122.541
78	79	71.306	-455.700	79	78	-71.196	455.869
79	80	33.023	20.466	80	79	-33.022	-20.466
79	81	38.173	-476.335	81	79	-38.165	476.347
82	83	536.397	332.950	83	82	-536.281	-332.773
83	84	445.679	276.623	84	83	-445.528	-276.392
84	85	26.010	16.120	85	84	-26.010	-16.120
84	86	419.518	260.272	86	84	-419.346	-260.009
86	87	338.689	210.023	87	86	-338.666	-209.988
87	88	246.577	152.916	88	87	-246.484	-152.773
88	89	203.091	125.881	89	88	-203.091	-125.880
89	90	74.432	46.134	90	89	-74.428	-46.127
89	92	128.659	79.746	92	89	-128.650	-79.733
90	91	36.943	22.896	91	90	-36.941	-22.894
92	93	55.786	34.574	93	92	-55.785	-34.573
92	94	72.864	45.160	94	92	-72.863	-45.157
94	95	50.865	31.524	95	94	-50.864	-31.523
96	97	151.644	94.016	97	96	-151.624	-93.985
97	98	73.368	45.474	98	97	-73.363	-45.467
97	99	78.256	48.511	99	97	-78.246	-48.495
99	100	41.738	25.870	100	99	-41.735	-25.865
100	101	11.203	6.943	101	100	-11.203	-6.943
101	102	5.211	3.229	102	101	-5.210	-3.229
103	104	899.645	-241.256	104	103	-899.551	241.399
104	105	325.689	-597.921	105	104	-325.624	598.021
104	111	573.862	356.523	111	104	-573.668	-356.225
105	106	266.065	165.068	106	105	-265.922	-164.849
106	107	216.911	134.475	107	106	-216.893	-134.447
107	108	78.932	48.919	108	107	-78.931	-48.917
107	109	137.961	85.528	109	107	-137.930	-85.482
109	110	28.153	17.448	110	109	-28.152	-17.447
111	112	552.367	343.024	112	111	-552.153	-342.697
112	113	373.057	231.594	113	112	-372.978	-231.474
112	122	179.096	111.102	122	112	-179.068	-111.060
113	114	349.288	216.792	114	113	-349.134	-216.556
114	115	281.313	174.524	115	114	-281.243	-174.417
115	116	233.532	144.849	116	115	-233.454	-144.730
116	117	177.116	109.814	117	116	-177.089	-109.773
117	118	127.950	79.319	118	117	-127.945	-79.311
118	119	29.438	18.247	119	118	-29.435	-18.242
118	120	98.506	61.064	120	118	-98.495	-61.047
120	121	55.247	34.244	121	120	-55.241	-34.236
122	123	128.782	79.896	123	122	-128.764	-79.867

123	124	109.996	68.236	124	123	-109.977	-68.208
124	125	77.465	48.059	125	124	-77.425	-47.998
125	126	73.702	45.691	126	125	-73.699	-45.686
126	127	56.810	35.219	127	126	-56.802	-35.207
127	128	28.607	17.733	128	127	-28.603	-17.726
128	129	14.994	9.293	129	128	-14.994	-9.292

13. Gerakan *scroll* ke bawah untuk melihat tampilan hasil rugi daya antar saluran setelah optimasi.



GAMBAR 4-15 TAMPILAN HASIL RUGI DAYA ANTAR SALURAN SETELAH OPTIMASI

Pada gambar 4-15 memperlihatkan hasil rugi daya antar saluran yang diakibatkan rugi-rugi saluran, dimana setelah dilakukan optimasi terjadi penurunan rugi daya, Tabel 4-10 memperlihatkan nilai rugi daya tiap saluran setelah optimasi.

```
  for j=1:Nbus
    x=imag(Z(i,j));
    if x~=0
      S=[i j real(RugiS(i,j)) imag(RugiS(i,j))];
      fprintf(' %3.0f %3.0f   %8.3f   %8.3f\n',S');
    end
  end
end
disp(['-----------------------------------']);
disp(' ');
disp(['Jumlah Pembangkitan = ' num2str(SumG) ' kVA']);
disp(['Jumlah Pembebanan   = ' num2str(SumL) ' kVA']);
disp(['Jumlah Rugi-Rugi    = ' num2str(Rr) ' kVA']);
disp(['Jumlah Iterasi      = ' num2str(ite)]);
disp(' ');
```

PEMASUKAN DATA

```
clc
Vbase=20.00;
Vkonst=1000;
Pbase=100.00;
Pkonst=1000;
Zbase=(Vbase*Vkonst)^2/(Pbase*Pkonst);
Ibase=(Vbase*Vkonst)/Zbase;
TypSal=2; %Jika pu TypParam=1 jika ohm TypParam=2
%-----------------------------------------------------------------------
%    absV   sudV   Pgen   Qgen   Pload      Qload    Sup   Type Bus
%-----------------------------------------------------------------------
Bus=[1.00000 0.00000 0.00000   0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 1;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 38.82800    24.06343   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 83.21500    51.57203   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 79.50050    49.26998   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 48.02500    29.76322   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 40.57900    25.14861   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 73.00650    45.24537   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 19.09100    11.83154   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 75.77750    46.96268   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 54.41700    33.72463   0.00000 3;
   1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000     0.00000   0.00000 3;
```

1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 60.58800 37.54907 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 87.76250 54.39031 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 92.53100 57.34556 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 72.70900 45.06099 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 84.91500 52.62559 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 102.43350 63.48258 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 41.14000 25.49628 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 53.24400 32.99767 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 101.08200 62.64500 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 88.33200 54.74326 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 54.87600 34.00909 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 125.36650 77.69518 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 40.75750 25.25923 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 53.43950 33.11883 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 91.69800 56.82932 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 128.26500 79.49151 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 81.32800 50.40257 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 86.81050 53.80032 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 74.64700 46.26206 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 113.17750 70.14111 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 62.08400 38.47621 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 31.28000 19.38560 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 77.47750 48.01624 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 48.39900 29.99501 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 124.27000 77.01563 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 85.85850 53.21032 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 51.40800 31.85982 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 51.94350 32.19169 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 76.16000 47.19973 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 76.03250 47.12071 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 26.12900 16.19330 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 17.70550 10.97288 0.00000 3;

1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	49.48700	30.66929	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	73.37200	45.47188	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	117.04500	72.53798	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	32.45300	20.11256	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	28.78950	17.84213	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	31.68800	19.63846	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	57.63000	35.71587	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	68.00850	42.14788	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	68.07650	42.19003	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	89.35200	55.37540	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	85.28050	52.85211	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	33.02250	20.46551	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	38.16500	23.65254	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	95.57400	59.23145	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	90.60150	56.14977	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	26.01000	16.11955	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	80.65650	49.98641	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	92.08900	57.07164	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	43.39250	26.89226	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	37.48500	23.23112	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	36.94100	22.89398	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	55.78550	34.57275	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	21.99800	13.63314	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	50.86400	31.52268	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	46.02750	28.52528	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	73.36350	45.46661	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	36.50750	22.62532	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	30.53200	18.92203	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	5.99250	3.71382	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	5.21050	3.22918	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	90.77150	56.25512	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	59.55950	36.91166	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	49.01100	30.37429	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	78.93100	48.91704	0.00000	3;
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	109.77750	68.03398	0.00000	3;

```
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 28.15200   17.44704   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 21.30100   13.20117   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000    0.00000   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 23.68950   14.68143   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 67.82150   42.03199   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 47.71050   29.56831   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 56.33800   34.91516   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 49.13850   30.45331   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 29.43550   18.24248   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 43.24800   26.80270   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 55.24150   34.23561   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 50.28600   31.16446   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 18.76800   11.63136   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 32.51250   20.14944   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 3.72300 2.30731 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 16.88950   10.46717   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 28.19450   17.47338   0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 13.60850   8.43379 0.00000 3;
1.00000 0.00000 0.00000 0.00000 14.99400   9.29245 0.00000 3];
%-----------------------------------------------------------------
[Nbus,Beban,Cap]=DecodeBus(Bus);
%-----------------------------------------------------------------------------
% from to   R       X       Lc      tr      absPh   SudPh
%-----------------------------------------------------------------------------
Sal= [1 2   0.39006 0.59627 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  2  3   0.17872 0.27321 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  2  4   0.14130 0.21600 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  4  5   0.06944 0.10615 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  5  6   0.09868 0.15085 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  5  7   0.13216 0.20203 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  7  8   0.07588 0.11600 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  8  9   0.14420 0.22043 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  9  10  0.09030 0.13804 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  9  11  0.19846 0.30338 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  11 12  0.00887 0.01356 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  11 13  0.08873 0.13563 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  8  14  0.03792 0.05797 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  14 15  0.04219 0.06449 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  15 16  0.23833 0.36433 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  15 17  0.13539 0.20697 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  17 18  0.26959 0.41212 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  18 19  0.22865 0.34953 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  17 20  0.24234 0.37046 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  20 21  0.35265 0.53908 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
  21 22  0.08303 0.12692 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
```

22	23	0.02311	0.03532	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
23	24	0.03127	0.04780	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
24	25	0.04753	0.07265	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
25	26	0.04660	0.07123	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
25	27	0.01241	0.01896	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
27	28	0.02090	0.03195	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
28	29	0.03096	0.04733	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
29	30	0.15253	0.23317	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
28	31	0.01983	0.03031	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
31	32	1.25759	1.92245	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
31	33	0.02834	0.04332	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
33	34	0.06209	0.09492	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
34	35	0.30339	0.46379	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
35	36	0.04445	0.06795	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
35	37	0.14862	0.22719	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
34	38	0.09666	0.14776	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
38	39	0.09826	0.15020	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
22	40	0.07963	0.12172	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
40	41	0.08113	0.12403	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
41	42	0.01714	0.02620	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
42	43	0.29414	0.44964	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
43	44	0.23408	0.35783	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
44	45	0.01957	0.02992	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
45	46	0.02915	0.04455	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
45	47	0.06900	0.10548	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
47	48	0.01672	0.02556	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
48	49	0.42917	0.65606	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
49	50	0.18835	0.28793	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
50	51	0.22184	0.33913	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
48	52	0.49115	0.75081	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
52	53	0.05655	0.08645	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
53	54	0.01584	0.02421	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
53	55	0.40817	0.62396	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
55	56	0.36226	0.55379	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
55	57	0.10499	0.16050	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
57	58	0.46377	0.70896	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
52	59	0.10778	0.16476	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
59	60	0.05586	0.08538	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
60	61	0.35166	0.53757	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
60	62	0.18566	0.28381	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
62	63	0.22579	0.34516	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
62	64	0.04702	0.07188	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
64	65	0.06516	0.09961	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
64	66	0.26130	0.39945	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
66	67	0.04575	0.06993	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
42	68	0.09125	0.13948	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;

68	69	0.09977	0.15252	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
69	70	0.12895	0.19712	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
69	71	0.03123	0.04774	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
71	72	0.07854	0.12006	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
72	73	0.01298	0.01985	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
73	74	0.26495	0.40503	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
74	75	0.11716	0.17909	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
75	76	0.11564	0.17678	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
76	77	0.01061	0.01622	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
77	78	0.12235	0.18704	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
78	79	0.19645	0.30031	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
79	80	0.08664	0.13244	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
79	81	0.01298	0.01985	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
77	82	0.04740	0.07247	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
82	83	0.10974	0.16776	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
83	84	0.20772	0.31754	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
84	85	0.12905	0.19728	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
84	86	0.26574	0.40623	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
86	87	0.05441	0.08318	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
87	88	0.41759	0.63836	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
88	89	0.00453	0.00693	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
89	90	0.21423	0.32750	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
90	91	0.30620	0.46808	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
89	92	0.13858	0.21184	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
92	93	0.04597	0.07027	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
92	94	0.08380	0.12810	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
94	95	0.08181	0.12505	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
77	96	0.19725	0.30154	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
96	97	0.23945	0.36604	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
97	98	0.25052	0.38297	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
97	99	0.46016	0.70344	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
99	100	0.44160	0.67506	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
100	101	0.25864	0.39537	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
101	102	0.69325	1.05975	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
76	103	0.29393	0.44932	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
103	104	0.04073	0.06226	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
104	105	0.05277	0.08066	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
105	106	0.54961	0.84017	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
106	107	0.10520	0.16081	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
107	108	0.05506	0.08417	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
107	109	0.43253	0.66120	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
109	110	0.26033	0.39796	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
104	111	0.16071	0.24567	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
111	112	0.19112	0.29216	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
112	113	0.15434	0.23594	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;
113	114	0.34359	0.52524	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	10000.00	1000.00;

```
114 115 0.23993 0.36677 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
115 116 0.38870 0.59420 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
116 117 0.23515 0.35947 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
117 118 0.09331 0.14264 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
118 119 0.84147 1.28633 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
118 120 0.32119 0.49100 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
120 121 0.48634 0.74346 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
112 122 0.23202 0.35469 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
122 123 0.30445 0.46540 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
123 124 0.41263 0.63078 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
124 125 1.77780 2.71768 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
125 126 0.17157 0.26228 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
126 127 0.67436 1.03088 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
127 128 1.44465 2.20840 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00;
128 129 0.16953 0.25916 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 10000.00   1000.00];
-----------------------------------------------------------------------------
lsal,Z,Lc,Tr,Ts,CapSal]=DecodeSaluran(Nbus,Sal);
obal Gen
ulai=cputime;
obal Nbus Z Lc Tr Ts Cap Beban Pbase Zbase TypSal CapSal;
,ite,Alir,Sg,SL,SumG,SumL,Rr,RugiS,Jq]=NewtonPolar(Nbus,Z,Lc,Tr,Ts,Cap,Beban,Pbase,Z
se,TypSal);
lesai=cputime;
ang=selesai-mulai;
bus]=CetakNewtonRaphson(Nbus,ite,selang,V,Sg,SL,Z,Alir,RugiS,SumG,SumL,Rr);
p(' ');
-----------------------------------------------------------------------------
Data Objective Function
ap=6;
w=3661;
ed=3150;
a=1829;
w=0.4;
ed=0.7;
a=1.0;
ea=0.4;
ed=0.24;
ow=0.2;
260;
al Ncap Tlow Tmed Tpea kLow kMed kPea keLow keMed kePea kp;
daV=100000000000;
daS=1000;
daCap=10000000;
al lamdaV lamdaS lamdaCap;
Bank=100;
nk=8;
```

```
costFixed =1.0;
costSwitch=1.3;
global Nbank CapBank costFixed costSwitch;
capyear=5;
growth=0.21;
global capyear growth;
Vmin=0.95;
Vmax=1.05;
global Vmin Vmax;
%-----------------------------------------------------------------------
%
%Inisial loadlow sebelum penempatan kapasitor
[Plow,Pmed,Ppea]=InitLoadflow;
global Plow Pmed Ppea;
%Parameter Genetic Algorithm
MaxGen=10;
PopSize=10;
Pcross=0.75;
Param=Nbus;
Length=10;
Ka=1000000000;
Ncap=6;
[sen]=Sensitivitas;
global sen;
[aMin,aAvg,aMax,BestChrom]=Genetic(MaxGen,PopSize,Pcross,...
                    Param,Length,Ka,Ncap);
[fitness]=ObjFuncAkhir(BestChrom);
```

LAMPIRAN 2

1. ***BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI***
2. ***LEMBAR PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI***
3. ***FORM-FORM***
4. ***JURNAL***

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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama Mahasiswa : Aris Dian S
2. NIM : 01.12.152
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISIS PENEMPATAN DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV TYPE RADIAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETICS ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI. PAKIS MALANG

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

Hari : Senin
Tanggal : 17 Maret 2008
Dengan Nilai : 72 (B+)

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji	Sekretaris Majelis Penguji
Ir. Mochtar Asroni, MSME	Ir. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y.1018100036	NIP.Y.1039500274

Anggota Penguji

Penguji Pertama	Penguji Kedua
Ir. Teguh Herbasuki, MT	Ir. Widodo Pudji Muljanto, MT
NIP.P.1038900209	NIP.Y. 1028700171

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

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Senin
Tanggal : 17 Maret 2008

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : ARIS DIAN SUSANTO
2. NIM : 01.12.152
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISIS PENEMPATAN DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV TYPE RADIAL MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI. PAKIS, MALANG

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Judul	
2.	Abstrak	
3.	Perbaikan faktor daya (hal 24)	

Anggota Penguji

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP. P.1038900209

Dosen Pembimbing I

Ir. H. Choirul Saleh, MT
NIP. Y. 1018800190

Dosen Pembimbing II

Ir. Djojo Priatmono, MT
NIP. Y. 1018500107

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : **ARIS DIAN S**
Nim : **01.12.152**
Masa Bimbingan : **19 JANUARI 2008 s/d 19 JULI 2008**
Judul Skripsi : **ANALISIS PENEMPATAN DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV TYPE RADIAL MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI PAKIS, MALANG**

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	13-08-2007	ACC BAB I & II	
2.	11-02-2008	BAB III. PERIKSA KEMBALI YANG SUDAH DIKOREKSI MENGENAI BAHASA	
3.	19-02-2008	PERBAIKI BAB IV TENTANG DATA-DATA YANG AKAN DIANALISA	
4.	20-02-2008	BUKTIKAN BAHWA PENEMPATAN KAPASITOR YANG BAIK ADA PADA BUS YG SUDAH DIPILIH	
5.	22-02-2008	ACC SEMINAR HASIL	
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang 2008
Dosen Pembimbing,

Ir. H. Choirul Saleh, MT
Nip.Y.1018800190

Form.S-4b

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : **ARIS DIAN S**
Nim : **01.12.152**
Masa Bimbingan : **19 JANUARI 2008 s/d 19 JULI 2008**
Judul Skripsi : **ANALISIS PENEMPATAN DAN KAPASITAS KAPASITOR PADA JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV TYPE RADIAL MENGGUNAKAN METODE *HYBRID MICROGENETIC ALGORITHMS DAN FUZZY LOGIC* DI GI PAKIS, MALANG**

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang 2008
Dosen Pembimbing,

Ir. Djojo Priatmono, MT
Nip.Y.1018500107

Form.S-4b

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Janjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentasi T. Energi Listrik / T Elektronika, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

NAMA : ARIS DIAN S
NIM : 0112152
Perbaikan meliputi :

- Judul.
- Abstrak.
- Perbaikan faktor daya (hal 24).

Malang, 17-03-08

(_____)

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

PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama : Aris Dian Susanto
NIM : 01.12.152
Semester : XI (sebelas)
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : ~~Teknik Elektronika~~ / Teknik Energi Listrik
Alamat :

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

(Ani Handayani)

Malang, ...200
Pemohon

(Aris. D.S)

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

Ir. F. Yudi Limpraptono MT
NIP. P. 1039500274

Mengetahui
Dosen Wali

(Ir. F. Yudhi Limpraptono, 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 354 / E 2.64
2. 134
3. - MK Teknik Tegangan Arus Tinggi → E

Form. S-1a

PT. PLN (PERSERO)
DISTRIBUSI JAWA TIMUR
AREA PELAYANAN & JARINGAN MALANG

Certificate No.: QSC 00475

: 0341 - 326034 (Hunting)
: 211 Facsimile : 0341 - 362046

Nomor	: 1982 /330/APJ-MLG/2007	**Malang, 29 Nopember 2007**
Surat Sdr.No	: **ITN-351/III.TA-2/2/2007**	
Lampiran	: -	
Perihal	: **Survey**	

Kepada
ITN Malang
Fakultas Teknologi Industri
Jl. Raya Karanglo, Km 2
Di
Malang

Dengan Hormat,
Menindaklanjuti surat saudara ITN-351/III.TA-2/2/2007 Tanggal 20 November 2007 perihal tersebut di atas, maka dengan ini kami beritahukan bahwa pada prinsipnya kami tidak keberatan / mengizinkan mahasiswa saudara atas nama :

Aris Dian S **Nim : 01.12.152**

Untuk melaksanakan Survey di PT. PLN (Persero) Area Pelayanan dan Jaringan Malang mulai tanggal 03 Desember 2007 sampai dengan 03 Januari 2008 dengan catatan PLN hanya memberikan data yang **TIDAK BERSIFAT RAHASIA.**

Sebelumnya diminta agar mahasiswa tersebut mengisi surat pernyataan, dilengkapi dengan pas photo ukuran 3 X 4 Cm di SDM & Administrasi PT. PLN (Persero) Area Pelayanan dan Jaringan Malang.

Demikian agar menjadikan maklum.

ASMAN SDM & ADMINISTRASI

ABDURACHMAN SHODIQ, SH. ST. M. Kn

Tembusan:
1. Supervisor APJ terkait
2. Manajer UP, UJ & UPJ terkait

BANKS OF AUTOMATIC CAPACITORS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS: A HIBRID ALGORITHM OF CONTROL

Helton do Nascimento Alves
Universidade Federal de Campina Grande
Programa de Pós-graduação de Engenharia Elétrica
Av. Aprígio Veloso 882
CEP 58109-970 – Campina Grande PB
C. P.: 10053

Benemar Alencar de Souza
Universidade Federal de Campina Grande
Programa de Pós-graduação de Engenharia Elétrica
Av. Aprígio Veloso 882
CEP 58109-970 – Campina Grande PB
C. P.: 10053

Helvio Alves Ferreira
Universidade Federal de Campina Grande
Programa de Pós-graduação de Engenharia Elétrica
Av. Aprígio Veloso 882
CEP 58109-970 – Campina Grande PB
C. P.: 10053

ABSTRACT

A microgenetic algorithm (MGA) in conjunction with fuzzy logic (FL) is proposed for solving the capacitor placement problem. The objective function includes economic savings obtained by energy loss reduction and peak power loss reduction in contrast with acquisition and installation costs of fixed and switched capacitors. Voltage constraints are considered. A simple and efficient method for load flow solution is used, with acceptable CPU time, even for very extensive distribution systems under full load. An approximate load-duration curve divided in different load levels is used to compute energy losses. A 104-bus test system is presented and the results are compared to the solution given by another search technique. This comparison confirms the efficiency of the proposed method which makes it promising to solve complex problems of capacitor placement in distribution feeders.

KEYWORDS: Reactive power control, power distribution lines, microgenetic algorithms, fuzzy logic.

RESUMO

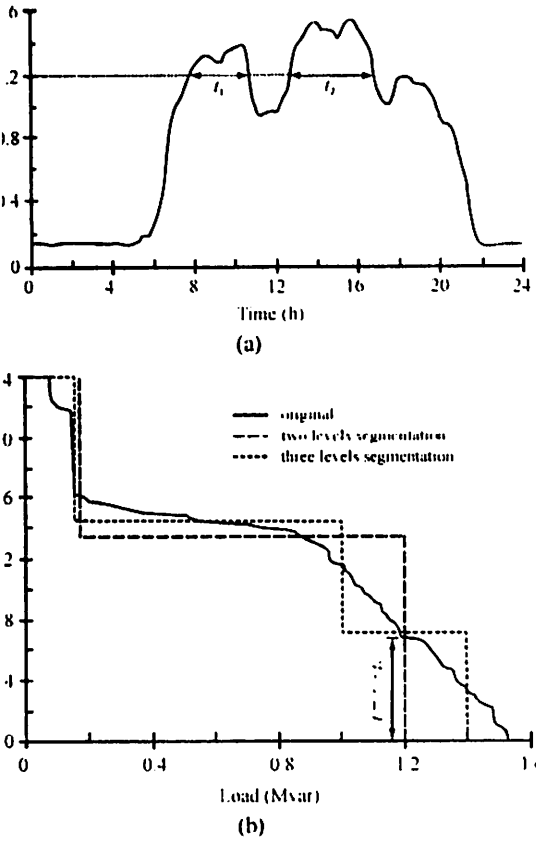
Um algoritmo microgenético aliado a lógica fuzzy é proposto para alocação e programação ótimos de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica. A função objetivo utilizada leva em conta a economia com redução de perdas de potência e de energia e os investimentos associados. Os custos dos bancos de capacitores são separados conforme o tipo (fixos ou chaveados). Limites de tensão de barra são restrições consideradas. O cálculo de fluxo de carga é feito pelo método da soma de potência, uma técnica iterativa simples e eficiente que apresenta tempo de processamento reduzido mesmo nos casos de alimentadores muito extensos e carregados. Para o cálculo das perdas de energia é utilizado a curva de duração de carga segmentada em diferentes níveis. O algoritmo proposto é aplicado a um alimentador de 104 barras e comparado com outras técnicas de otimização. Os resultados confirmam sua eficiência e o credenciam como promissor na solução de problemas complexos de compensação reativa em redes de distribuição de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Controle de potência reativa, sistemas de distribuição, algoritmo microgenético, lógica fuzzy.

Artigo Submetido em 13/11/02
. Revisão em 13/09/04;
. Revisão em 16/11/04;
Aceito sob recomendação do Ed. Assoc.Prof.Glauco Taranto

INTRODUCTION

ctive compensation in distribution networks is a typical mization problem of great technical and economic ortance which has been faced over five decades. It sists in determining installation points and operation trol program of a certain number of capacitor banks in er to maximize the profits obtained from system losses iction. The extent of the benefits from capacitor banks allation depends on electrical network configuration and oad states. The net profit corresponds to the amount that ived by reducing losses after discounting the investment quipment acquisition and its installation.



gure 1 - Demand in function of time: (a) load curve, (b) load duration curves.

ere are diverse methods for reactive compensation blem solution depending on the available computational ources. Ng et al. (2000) classify these methods into four ups: analytical, numerical programming, heuristic and ficial intelligence based. Analytical methods, as posed in Neagle & Samson (1956) and Cook (1959), ceded the availability of digital computer. A dynamic gramming technique to find capacitor sizes as discrete iables was a pioneering work in Duran (1968). Later, ne Fawzi et al (1983), Baldick & Wu (1990) and others. uristic methods, as in Mantovani & Garcia (1995) and Cris et al (1997), are based on rules developed through intuition, experience and judgment. Artificial intelligence based methods have emerged more recently, covering a wide range, according to the specific technique applied. For instance, simulated annealing technique was applied in Rao et al (1996), artificial neural networks were employed in Hsu & Huang (1995) and fuzzy logic was used in Salama et al (2000). Genetic algorithms were presented in Kagan & Oliveira (1998), and Ferreira et al (2002).

In this work, an optimization method based in MGA and FL is proposed and is employed to dimension, locate and control capacitor banks in distribution networks, attempting a compromise between precision and execution time in obtaining global optimal results. The reactive compensation problem is formulated in section 2. Section 3 shows the proposed solution method after a brief review of fundamental concepts relating to microgenetic algorithms and fuzzy logic. In section 4 the proposed method is evaluated by comparing it to others by confronting the results of a common application.

2 PROBLEM FORMULATION

Capacitor bank size, location and control are determined based on reactive load curve, that is to say, on reactive demand versus time plot. In practice, demand is the mean power (or current) during a specific time interval denominated as demand interval. Therefore, demand varies with time and depends on the point on the feeder where measurements are taken. In ordinary situations, only load curves taken at substation bus (known as feeder load curves) are available and, eventually, curves taken at some special load buses are available too. Thus, individual load curves are considered, almost always, identical to the feeder load curve in order to define the operation control program of switched capacitor banks. This hypothesis simplifies the problem excessively, however it does not affect the final result in a significant way, especially when many loads, all of same type, like residential, commercial, rural or industrial, are supplied (Gönen, 1986).

The load curve can be substituted, advantageously, by the corresponding load duration curve, as in figure 1. The convenience of using the load duration curve is due to the fact of it is monotonically decreasing, once it is defined by the points (t, p) such that t is the integral of all the infinitesimal times during which the demand is higher or equal to p. For instance, it is shown how long the demand is higher than 1.2 Mvar in Fig. 1a (times t_1 and t_2). In Fig. 1b, the time associated with 1.2 Mvar in the original curve is exactly the sum of t_1 and t_2. The load duration function is usually approximated by a two steps ladder function corresponding to the schedules of pick and out of pick. Using more steps can yield better approximation, although this implies larger effort. In this work, three steps functions

were used. Thus, calculation of energy losses requires calculation of power losses in pick, intermediate and light load levels. Segmented load duration curves are superposed on the original ones as shown in figure 1b.

In the reactive compensation problem, the objective function, to be maximized, represents the economic savings obtained with capacitor banks installation in the distribution network. The capacitor banks usually have nominal capacities that are multiple integers of a standard unit (50, 150 or 300 kvar, for example). On the other hand, the points of possible installation are the feeder buses and therefore, they also form a finite group. Thus, this is evidently a combinatorial optimization problem, whose functional representation is as

$$f(s) = k_p \Delta P_m(s) + \sum_{i=1}^{3} \Delta P_i(s) ke_i \Delta t_i - C(n_f(s)k_f + n_c(s)k_c) \quad (1)$$

where:

s is a group of parameters that defines the installation points and the control of the capacitor banks;

k_p is the peak power loss cost in \$/kW;

ke_i is the energy loss cost for each level (i =1, 2, 3) in \$/kWh;

k_f is the fixed capacitors cost (\$/kvar) that may aggregate capital, labor, components and accessories costs;

k_c is the switched capacitor bank cost (\$/kvar) that may aggregate capital, labor, pieces and accessories costs;

n_f is the number of fixed capacitors;

n_c is the number of switched capacitor banks;

C is the power per module of capacitor bank (kvar);

ΔP_m is the peak power loss reduction in kW;

ΔP_i is the power losses reduction at each level (i 1, 2, 3), in kW;

Δt_i is the annual duration of each load level (i=1, 2, 3), in hours.

Any problem solution (not necessarily optimal) is defined by a group of values, s, corresponding to the location and capacity of the banks energized during the time corresponding to load duration of each level. An interesting solution is the one for which f value expressed by equation (1) is maximum, subject to voltage restrictions. That is to say, bus voltages should be within a range of acceptable values.

3 SOLUTION METHODS

In order to find the optimal solution of reactive compensation problem as formulated in the previous section, we propose a two-step method. Initially, using fuzzy logic, all distribution system buses are appraised to determine the ones which are more adequate to have banks installed on them. Thus, the search space, or the number of viable solutions to be considered in the next step by a microgenetic algorithm, is decreased. The microgenetic algorithm uses the binary code to represent solutions.

3.1 Microgenetic Algorithms

The genetic algorithms, proposed in Holland (1975), are inspired in the species evolution and according to Darwin's theory they develop an extensive search in order to find the strongest and the most well adapted chromosome to its environment. The best group of genes is selected by crossover and mutation from others. Genetic algorithms are simple, robust, flexible and able to find the global optimal solution. They are especially useful in finding solution to problems for which other optimization techniques encounter difficulties (Goldberg, 1989). A basic genetic algorithm is constituted by a random creation of an initial population and a cycle of three stages namely:

- Evaluation of each chromosome;
- Chromosomes selection for reproduction and
- Genetic manipulation to create a new population, which includes crossover and mutation.

Each time this cycle is completed, it is said that a generation has occurred. The selection of chromosomes for reproduction and mutation are made by random mechanisms. Besides, the survival criterion is based on a fitness function that evaluates the adaptation of each chromosome from population to the environmental conditions. The disadvantage of GAs is the high processing or execution time associated. That is due to its evolutionary conception, based on random processes that make the algorithm quite slow. However, different methods for reducing processing time have already been proposed, such as more appropriate choice of solution coding and reduction of search space using the specialist knowledge. One of these means is known as microgenetic algorithms, whose processing time is considerably smaller as shown in Delfanti et al (2000) and Chakravarty et al (2001).

Most of GAs produce bad results when populations are small, because insufficient information is processed about the problem and as a consequence premature convergence to a local optimum happens. Population size generally varies from 30 to 300 individuals. In contrast, MGAs explore the possibility to work with small populations (from 5 to 20 individuals usually) in order to reduce the processing time. From a genetic point of view it is known that frequent reproductions inside a small population may disseminate hereditary diseases rarely found in large populations. On the other hand, small populations can act as natural laboratories where desirable genetic characteristics quickly can emerge. In MGAs mutations are unnecessary

use after a certain number of generations the best nosome is maintained and the rest substituted by omly generated ones. But, on the other hand, it requires tion of some preventive strategy against loss of sity in population.

Fuzzy Logic

y logic allows a computational representation of stic knowledge about a specific problem. Ever since when Zadeh proposed FL, it has been extensively ed in several areas of knowledge to solve mainly ol and optimization problems (Zadeh, 1965). In power ms area, it has been applied for stability studies ng, 1992), to solve the problem of electrical energy ly re-establishment (Delbem et al, 1998) , for reactive ensation in distribution network (Salama et al, 2000) thers. Fuzzy logic has also shown good results when ined with genetic algorithms, as presented in Su et al l) and Herrera & Lozano (2001).

ally, it is necessary to identify the main variables that influence on the decisions to be taken and quantify its s in relevance levels. A relationship function lishes the profile of these variables by expressing the atibility degree of each one of them with previously n information. According to these situations, rules are lished and necessary actions to a solution are nined. A process called defuzzification, which sts in all variables interaction through stochastic iques, obtains final values. In the capacitor allocation em, rules are established to determine the convenience ving a bank installed in a particular bus or not. The les bus voltage and maximum economy are used to ish the group of fuzzy rules. Relationship functions of variables are shown in figure 2. Those variables te lack of capacitive reactive in the distribution rk and determine the allocation sensibility degree of us, as shown in figure 3. The summary of fuzzy rules sented in table 1.

A Hybrid Method

our studies and experiments with several methods ed in the literature, we propose still another method nsists of the following steps:

alculate bus voltages, power and energy losses nsidering the original feeder configuration, or in her words, without any capacitor which is supposed be installed;

alculate the maximum savings obtained with pacitor installation at one single bus;

alculate the maximum savings obtained with pacitor installation at several buses;

4. Apply fuzzy heuristics to determine a subgroup of buses in which capacitor banks installation would be more advantageous;
5. Adopt the economic savings expressed in equation (1) as fitness function;

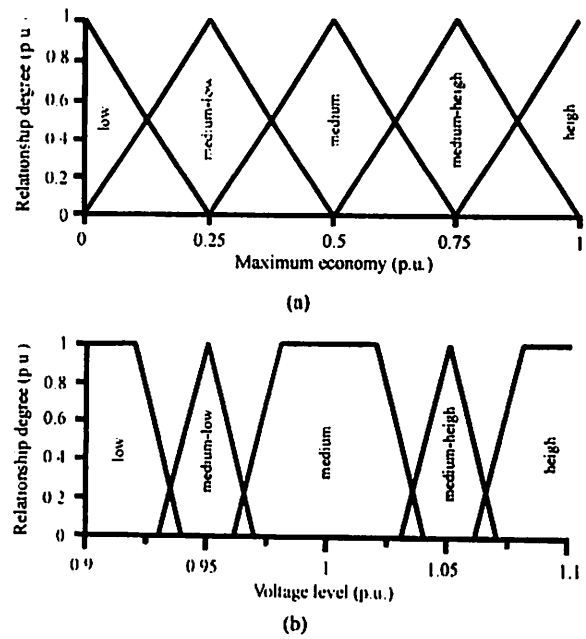


Figure 2 - Input relationship functions: (a) maximum economy, (b) bus voltage.

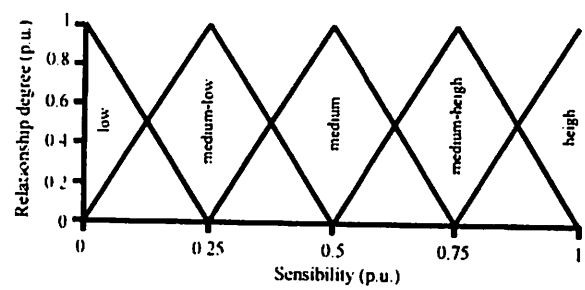


Figure 3 - Relationship function of bus allocation sensibility.

Table 1 - Summary of Fuzzy Decision Rules

Voltage ⇨ economy ⇩	low	medium low	medium	medium high	high
Low	medium low	medium low	low	low	low
medium low	medium	medium low	medium low	low	low
Medium	medium	medium	medium low	low	low
medium high	medium high	medium high	medium	medium low	low
High	high	medium high	medium	medium low	medium low

. Based on the subgroup determined in step 4, randomly create a n size initial population and go to step 8;
. Based on the subgroup determined in step 4, randomly create an n-1 population and add to it the best chromosome from the last generation;
. Determine the fitness function of each chromosome;
. Choose m chromosomes from the present population using the tournament method. Make crossover operation using pairs of chromosomes from this subgroup;
0. Calculate the adaptation index of the new chromosomes;
1. Repeat steps 9 and 10 until the population reaches an homogeneous degree previously chosen;
2. Find the best chromosome, keep it and discard the others;
3. Repeat steps 7 to 12 g times or until the best individual is identified after h consecutive generations.

'he number m of chromosomes chosen for crossover is reviously determined, as are g and h. The tournament ıethod is a process in which a population subgroup is ındomly formed and from which the most well adapted ıdividual is elected for crossover.

ı this work, information from each bus is coded in one yte. The lower two bits are related to the peak load level, ıe next three to the intermediate load level and the last ıree to the light load level. An example of chromosome is hown in figure 4. At bus 1 there is no capacitor bank; at us 2 there are two switched banks in intermediate load and ıree in peak load; at bus n there are two fixed banks, five witched banks in intermediate load and two switched anks in peak load.

'he genes that are copied from parents to their off springs re randomly chosen as shown in figure 5. A logical mask ; applied to one of the parents and the complementary mask is applied to the other one.

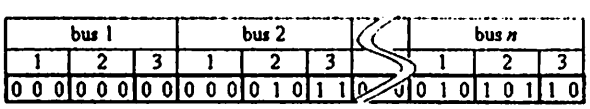


Figure 4 - The chromosome structure.

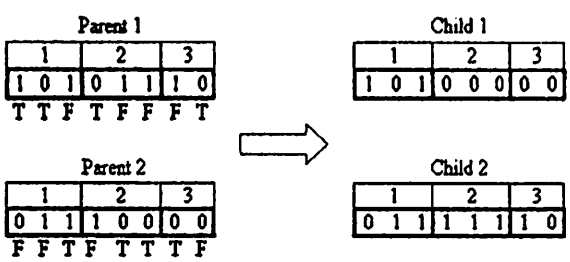


Figure 5 - The reproduction mechanism used.

4 APPLICATION

The hybrid method is applied to a 104-bus feeder whose line and load data can be found in tables 2 and 3. This system is derived from a portion of a distribution system from the northeast of Brazil. The line voltage in substation is 13.8 kV and the power factor is 0.96 for all loads.A five-

Table 2 – 104-Branch System Data

Section from	Section to	c a b	Length. (km)	Load (kVA)	Section from	Section to	c a b	length. (km)	Load (kVA)
SE	4512	1	0,278	45,0	3878	3920	2	0,03	150,0
4512	3440	1	0,384	75,0	3920	3921	2	0,036	75,0
3440	897	1	0,08	75,0	3934	2995	2	0,068	150,0
897	3690	2	0,178	30,0	2995	3780	2	0,108	45,0
3440	4009	1	0,246	45,0	3780	4388	2	0,21	45,0
4009	895	2	0,072	75,0	4388	4702	2	0,134	53,0
895	896	2	0,194	45,0	4388	3995	2	0,254	45,0
896	4010	2	0,06	75,0	3995	3996	2	0,184	45,0
4009	4522	1	0,198	75,0	2989	879	3	0,186	15,0
4522	1236	2	0,182	75,0	879	3738	2	0,13	45,0
1236	2519	2	0,124	75,0	879	4206	3	0,076	30,0
1236	4931	2	0,068	45,0	4206	1553	2	0,074	15,0
4931	4932	2	0,128	75,0	4206	876	3	0,106	0,0
4522	4460	1	0,442	300,0	876	877	2	0,118	45,0
4460	3741	1	0,042	75,0	877	878	2	0,148	45,0
3741	3833	2	0,132	45,0	878	1264	2	0,148	45,0
3741	889	2	0,154	75,0	876	3431	3	0,498	45,0
889	4414	2	0,106	75,0	3431	829	3	0,02	0,0
4414	2676	2	0,072	45,0	3431	827	3	0,086	45,0
2676	891	2	0,342	75,0	827	828	3	0,098	0,0
3741	887	1	0,148	0,0	828	825	3	0,126	112,5
887	886	2	0,248	75,0	825	822	3	0,106	0,0
887	884	1	0,062	45,0	822	4013	2	0,17	45,0
884	883	1	0,196	0,0	4013	824	2	0,198	15,0
883	2511	2	0,038	75,0	822	821	3	0,106	45,0
2511	2514	2	0,018	75,0	821	4211	3	0,1	45,0
2514	2943	2	0,072	112,5	4211	2941	3	0,048	0,0
2943	3410	2	0,034	75,0	2941	820	2	0,316	75,0
3410	3429	2	0,182	112,5	2941	819	2	0,15	75,0
3429	2525	2	0,072	75,0	4211	816	3	0,158	0,0
2525	2526	2	0,078	75,0	816	817	2	0,11	112,5
2526	2524	2	0,062	30,0	817	4023	2	0,064	45,0
3429	3430	2	0,04	75,0	816	807	3	0,038	0,0
3430	2527	2	0,02	75,0	807	1275	3	0,322	75,0
2527	2528	2	0,09	75,0	1275	4766	3	0,156	45,0
2528	2529	2	0,066	75,0	4766	4275	2	0,348	45,0
883	882	1	0,144	45,0	4275	4276	2	0,14	45,0
882	1594	3	0,09	30,0	4276	4684	2	0,148	45,0
1594	881	3	0,058	30,0	4684	4278	2	0,196	45,0
881	2725	3	0,162	0,0	4278	4279	2	0,306	45,0
2725	4839	2	0,254	15,0	807	808	2	0,048	75,0
4839	3130	2	0,034	225,0	808	809	2	0,146	45,0
2725	4220	3	0,19	45,0	809	810	2	0,164	75,0
4220	880	3	0,044	0,0	810	811	2	0,08	75,0
880	4441	3	0,084	300,0	811	813	2	0,138	75,0
4441	2989	3	0,094	0,0	813	4924	2	0,142	45,0
2989	2992	2	0,224	150,0	813	812	2	0,068	15,0
2992	3934	2	0,054	0,0	813	815	2	0,236	112,5
3934	3877	2	0,07	0,0	815	3110	2	0,188	45,0
3877	4085	2	0,148	15,0	815	4262	2	0,2	45,0
3877	3878	2	0,108	150,0	4262	4263	2	0,204	45,0
					4263	4264	2	0,22	75,0

planning horizon is considered. A yearly load growth 1.0% is assumed. Table 4 shows the load levels rding to the loads presented in table 2), number of s in operation and energy loss cost. The annual cost of power loss (k_p) is $ 2 6 0/kW/year. Modules of 50 kvar form the capacitor banks. The costs are indicated in 5. For validation purposes the problem is also solved genetic algorithm and a microgenetic one.

basic genetic algorithm uses a 300-chromosome lation with crossover and mutation rates of 60% and respectively. The microgenetic algorithms crossover is 80% and their populations are constituted by 20 mosomes (without FL) and 10 chromosomes (with FL).

proposed hybrid method gave the result shown in table it is being compared to the results given by the other techniques. Fixed capacitors (type 1) predominate in hree solutions and are followed by type 3 switched citors. Type 3 are the ones that operate only during intervals.

porating fuzzy logic in the microgenetic algorithm s it more efficient because it reaches a better result small processing time. From the 104 buses, 57 are iously selected for possible capacitor banks installation %). This pre-selection is related to the feeder guration and its load conditions.

Table 3 -Impedance Values of Conductors

Cab	Conductor	R (ohms/km)	X (ohms/km)
1	336,4 MCM	0,1904	0,3766
2	4 CA	1,5325	0,4705
3	4/0 CAA	0,3687	0,4574

Table 4 - Load Levels, Hours of Operation and Energy Loss Cost

Load Level			Hours of Operation			Energy Loss Cost ($/kWh)		
L_1	L_2	L_3	T_1	T_2	T_3	K_{E1}	K_{E2}	K_{E3}
1,0	0,7	0,4	1829	3150	3661	0,2	0,24	0,4

Table 5 - Capacitor Banks Cost

type	cost ($/kvar)
fixed	1.0
switched	1 3

le 6 - The Solutions Given by Different Methods

algorithm	economic savings	processing time, min	capacitors 1	2	3
Basic genetic	$23.571	68	7	1	5
Microgenetic	$23.574	14	7	1	5
Hybrid	$23.588	8,5	7	1	4

5 CONCLUSION

The genetic algorithms are very appropriate to solve the size, location and control problems of capacitor banks in distribution networks. However, microgenetic algorithms are more efficient to solve this kind of problem because they are faster and give nearly global optimal solutions.

The microgenetic algorithms become even more efficient when specialist's knowledge about the problem is included. This is possible by using fuzzy logic. In this way, it is possible to reduce the search space and consequently decrease the execution time, increasing the chance to reach the global optimal solution.

Currently, the hybrid method is being applied to longer feeders and the relationship functions are being tuned. The results obtained from these new studies confirm the efficiency of the method and make it promising in the solution of complex reactive compensation problems in electrical distribution networks.

REFERENCES

Baldick, R. and F.F. Wu, (1990). Efficient Integer Optimization Algorithms for Optimal Coordination of Capacitors and Regulators. EUA, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 3, pp. 805-812.

C Su, C.T., G.R. Lii, C.C. Tsai. (2001). Optimal Capacitor Allocation Using Fuzzy Reasoning and Genetic Algorithms for Distribution Systems, *Mathematical and Computer Modelling*, EUA, Vol. 33: pp. 745-757.

Chakravarty, S., R. Mittra and N. R. Willians. (2001). On the Application of the Microgenetic Algorithm to the Design of Broad-Band Microwave Absorbers Comprising Frequency-Selective Surfaces Embedded in Multilayered Dieletric Media. *IEEE Transactions on Microwave Theory and Techniques*, EUA, Vol. 49, No. 6, pp. 1050-1059.

Cook, R. F. (1959). Analysis of Capacitor Application as Affected by Load Cycle. *AIEE Transactions*, EUA, Vol. 78, No. 10, pp. 950-957.

Cris, M., M. M. A. Salama and S. Jayaram. (1997). Capacitor Placement in Distribution Systems Using Heuristic Search Strategies. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, UK, Vol. 144, No. 2, pp. 225-230.

Delbem, A. C. B., N.G. Bretãs and A. O. Carvalho. (1998). Um Algoritmo de Inteligência Artificial com Heurísticas Fuzzy para Restabelecimento de Energia

em Sistemas de Distribuição Radiais. *XII Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 1703-1708.

)elfanti, M., P. G. Granelli, P. Marannino and M. Montagna. (2000). Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, EUA, Vol. 15, No. 3, pp. 1041-1046.

)uran, H. (1968). Optimun Number, Location and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribuition Feeders, A Dynamic Programming Approach. *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, EUA, Vol. 87, No. 9, pp. 1769-1774.

'awzi, T.H., S. M. El-Sobki and M.A. Abdel-Halim. (1983). New Approach for the Aplication of Shunt Capacitors to the Promary Distribution Feeders. *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, EUA, Vol. 102, No. 1, pp. 10-13.

'erreira, H. A., B. A. Souza and H. N. Alves. (2002). Optimal Capacitor in Electrical Distribution Systems Using a Genetic Algorithm, *Latin America IEEE/PES T&D 2002*, São Paulo, 18-22 of march, paper 188.

;oldberg, D. E. (1989). Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Addison-Wesley, 412p.

;önen, T. (1986). Electric Power Distribution Systems Engineering, , Mcgraw-Hill Book Co., New York, 739p.

Herrera, F. and M. Lozano. (2001). Apaptive Genetic Operators Based on Coevolution with Fuzzy Behaviors. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, EUA, Vol. 5, No. 2, pp. 149-165.

Holland, J. H. (1976). Adaptation in Natural and Artificial Systems. University of Michigan Press, 211p.

Hsu, Y. and H. Huang, (1995). Distribution System Service Restoration Using the Artificial Neural Network Approach and Pattern Recognition Method. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol, 142, No. 5, pp. 251-256.

Kagan, N. and C. C. B. Oliveira. (1998). Utilização de algoritmos genéticos para a minimização de perdas em redes de distribuição de energia elétrica, Brasil, *III Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica*, pp. 587-591.

Mantovani, J.R.S. and A.V. Garcia. (1995) A Heuristic Method For Reactive Power Planning. *The 1995 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, EUA, Paper 95 Wm 132-1 Pwrs.

Neagle, N. M. and D. R. Samson (1956). Loss Reduction from Capacitors Installed on Primary Feeders. *AIEE Transactions*, EUA, Vol. 75, pp. 950-959.

Ng, H. N. M. M. A. Salama and A. Y. Chikhani. (2000). Classification of Capacitor Allocation Techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, EUA, Vol. 15, No. 1, pp. 387-392.

Rao, A. S. G., K. R. Rao and T. Ananthapadmanabha, A.D. Kulkarni. (1996). Knowledge-Based Expert System for Optimal Reactive Power Control in Distribution Systems, *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 18, No. 1, pp. 27-31.

Salama, M. M. A. and A. Y. Chikhani, H. N. Ng. (2000). Capacitor Allocation by Approximate Reasoning: Fuzzy Capacitor Placement. *IEEE Transactions on Power Delivery*, EUA, Vol. 15, No. 1, pp. 393-398.

Zadeh, L. A. (1965). Fuzzy Sets, Information and Control, 8:338-353.