

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



**REKONFIGURASI JARINGAN DISTRIBUSI RADIAL MENGGUNAKAN  
METODE *KRUSKAL WITH ANT DIRECTION* DI G.I. BANGIL**

**SKRIPSI**

***Disusun Oleh :***

**SETLYMIUS RITHA  
05.12.007**

**Agustus 2010**

---

**LEMBAR PERSETUJUAN**

**REKONFIGURASI JARINGAN DISTRIBUSI RADIAL  
MENGUNAKAN METODE KRUSKAL WITH ANT  
DIRECTION (KWAD) DI G.I. BANGIL**

**SKRIPSI**

*Disusun dan diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana  
Teknik Energi Listrik Strata Satu (S-1)*

**Disusun Oleh :**

**SETLYMIUS RITHA**

**05.12.007**

**Diperiksa dan disetujui,  
Dosen Pembimbing**

**Dosen Pembimbing I**

**Dosen Pembimbing II**



**Ir. H. Taufik Hidayat, MT**  
NIP Y. 101.8700151



**Bambang Prio H, ST, MT**  
NIP Y 102.8400082



**Mengetahui :**

**Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1**



**Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, M.Eng**  
NIP. Y. 1018800189

**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

### REKONFIGURASI JARINGAN DISTRIBUSI RADIAL MENGGUNAKAN METODE KRUSKAL WITH ANT DIRECTION DI G.I. BANGIL

( SETLYMIUS RITHA, Nim 05.12.007, Teknik Elektro/T.Energi Listrik S-1 )

( Dosen Pembimbing I : Ir. H. Taufik Hidayat, MT )

( Dosen Pembimbing II : Bambang Prio H.ST,MT )

**Kata Kunci** : *Rugi –rugi daya,jaringan distribusi radial,metode kruskal with ant direction,rekonfigurasi*

Meningkatnya beban-beban listrik membuat besarnya rugi-rugi daya pula.Dalam hal ini perlu diadakan optimasi.Maka penelitian ini mengadakan rekonfigurasi jaringan sebagai fungsi optimasi.Sedangkan pengertian rekonfigurasi adalah pengaturan ulang letak open switch maupun close switch dari jaringan distribusi.

Metode yang dipakai dalam penelitian ini adalah metode Newton Raphson sebagai fungsi aliran daya,sementara metode yang dipakai sebagai fungsi optimasi adalah metode Kruskal With Ant Direction(KWAD).Metode Kruskal With Ant Direction adalah metode penggabungan antara metode pohon minimum rentang kruskal dengan metode heuristic ant direction.

Hasil yang didapat dari rekonfigurasi ini adalah terjadi optimasi sebesar  $P = 54,89$  (%) dan  $Q = 55,25$ (%).Juga terjadi perbaikan di bus 2,3,4,5 yang bilamana switch 2,16,17 terbuka sehingga terjadi penurunan sebesar 55,1%.

---

## KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala berkat dan karunia-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan Skripsi ini tepat pada waktunya. Skripsi ini disusun untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar sarjana teknik elektro di Institut Teknologi Nasional Malang.

Penyusun menyadari bahwa penyusun Skripsi ini mungkin masih jauh dari kesempurnaan, sehingga sangat diharapkan adanya saran dan masukan yang bersifat membangun dari semua pihak untuk membantu penyelesaian penyusunan Skripsi ini. Dalam penyusunan laporan Skripsi ini, penulis tak lupa mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1.
3. Bapak Ir. H. Taufik Hidayat, MT, selaku Dosen Pembimbing I.
4. Bapak Bambang Prio Hartono, ST, MT, selaku Dosen Pembimbing II.
5. Orang Tua-ku yang tercinta dan teman-temanku yang telah memberikan bantuan, motivasi dan doa.
6. Semua pihak yang telah membantu terselesainya skripsi ini.

Akhirnya penulis mengharapkan skripsi ini dapat bermanfaat bagi semua pihak, khususnya pada jurusan Teknik Elektro konsentrasi Teknik Energi Listrik.

Malang, Agustus 2010

Penulis

---

## DAFTAR ISI

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

### BAB I PENDAHULUAN

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

### BAB II LANDASAN TEORI

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik .....	6
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik .....	8
2.3. Sistem Jaringan Distribusi Radial.....	8
2.3.1. Sistem Radial Pohon.....	9
2.3.2. Sistem Radial Dengan Tie dan Switch Pemisah.....	10

2.3.3. Sistem Radial Dengan Pembagi Phasa Area.....	11
2.3.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat .....	12
2.4. Daya pada Sistem Distribusi.....	13
2.4.1 Daya Aktif ( <i>Active Power</i> ).....	13
2.4.2 Daya Reaktif ( <i>Reactive Power</i> ).....	14
2.4.3 Daya Semu ( <i>Apparent Power</i> ).....	14
2.5 Faktor Daya.....	15
2.6.Perbaikan Faktor Daya Dan kapasitas Sistem .....	16
2.6.1. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya .....	18
2.7. Sistem Per – Unit.....	20

### **BAB III : METODE ANALISA**

3.1. Analisa Aliran Daya Jaringan Radial .....	22
3.1.1. Tujuan .....	22
3.1.2. Metode Newton Raphson .....	22
3.1.3. Algoritma Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode Newton Raphson .....	26
3.2. Metode KRUSKAL WITH AND DIRECTION.....	29
3.2.1. Pohon Rentang Minimum Kruskal.....	29
3.2.2. Ant Direction.....	31
3.3. Penerapan KWAD Pada Rekonfigurasi Jaringan.....	37

## BAB IV SIMULASI DAN ANALISA SISTEM

4.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik 20 kV G.I. Bangil ..	40
4.1.1 Menentukan Single Line Diagram menggunakan Software ETAP 7.0.4.....	40
4.1.2..Single Line Diagram G.I.Bangil.....	45
4.2 Inputan Data .....	47
4.2.1.. Data Pembebanan.....	47
4.2.2. Data Saluran .....	49
4.3. Analisa Menggunakan Matlab 7.1 .....	53
4.3.1 Inputan Data Pembebanan.....	53
4.3.2 Inputan Data Saluran.....	54
4.4 Analisa Aliran Daya Menggunakan Metode <i>Newton Raphson</i> ....	54
4.4.1 Aliran Daya Menggunakan Metode <i>Newton Raphson</i> untuk Hasil Tegangan dan Sudut Fasa tiap Bus Se- belum Rekonfigurasi.....	55
4.4.2 Aliran Daya Antar Saluran sebelum Rekonfigurasi.....	57
4.4.3 Rugi-Rugi Daya Antar Saluran Sebelum Rekonfigu- rasi .....	58
4.5 Analisis Konfigurasi Jaringan dengan Menggunakan Metode <i>Kruskal With Ant Direction</i> .....	60
4.5.1 Pohon Rentang Minimum <i>Kruskal</i> .....	60
4.5.2 <i>Ant Direction</i> .....	60

4.6 Hasil Analisis Posisi Open Switch dalam Konfigurasi Jaringan dengan Menggunakan Metode Kruskal With Ant Direction.....	61
4.7 Aliran Daya Menggunakan Metode Newton Raphson untuk Hasil Tegangan dan Sudut Fasa Setelah Rekonfigurasi.....	63
4.7.1 Hasil Aliran Daya Antar Saluran Setelah Rekonfigurasi.....	65
4.7.2 Hasil Rugi-Rugi Antar Saluran Setelah Rekonfigurasi.....	66

## **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

5.1. Kesimpulan.....	70
5.2. Saran .....	70

## **DAFTAR PUSTAKA**

## **LAMPIRAN**



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2-1	Diagram Satu Garis Sistem Penyaluran Energi Listrik Ke Pelanggan .....	7
Gambar 2-2	Contoh Sistem Jaringan Distribusi Radial .....	9
Gambar 2-3	Contoh Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan Tie Dan Switch Pemisah .....	11
Gambar 2-4	Contoh Jaringan Distribusi Radial Dengan Phasa Area .....	12
Gambar 2-5	Contoh Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat ....	13
Gambar 2-6	Segi Tiga Daya.....	15
Gambar 2-7	Segi Tiga Arus .....	16
Gambar 2-8	Perbaikan faktor Daya.....	17
Gambar 2-9	Diagram Fasor Dan Sudut Daya Beban Pada Jaringan Distri- busi .....	18
Gambar 3-1	Flowchart Alir Aliran Daya Newton Raphson.....	28
Gambar 3-2	Flowchart Kruskal.....	30
Gambar 3-3	Perilaku Semut Pada Dunia Nyata .....	31
Gambar 3-4	Contoh Kondisi Gangguan Pada SistemDistribusi Radial.....	38
Gambar 3-6	Diagram Skematik Tipe NC Dan NO Switch.....	39
Gambar 4-1	Gambar Single Line Dengan Software ETAP 7.0.4 .....	41
Gambar 4-2	Tampilan Pengisian Inputan Data Kapasitas Trafo Pada <i>Software</i> ETAP 7.0.4.....	42
Gambar 4-3	Tampilan Pengisian Inputan Data Beban Tiap Trafo Pada <i>Software</i> ETAP 7.0.4.....	43

Gambar 4-4	Pengisian Data Masing – Masing Saluran Dengan <i>Software</i> ETAP 7.0.4.....	44
Gambar 4-5	Konfigurasi Jaringan Radial Dari <i>Single Line Diagram</i> G.I Bangil Sebelum Rekonfigurasi.....	46
Gambar 4-6	Flowchart Penyelesaian Masalah.....	51
Gambar 4-7	Tampilan Hasil untuk Mengetahui Tegangan dan Sudut Fasa tiap Bus Sebelum Rekonfigurasi Dengan <i>Software</i> Matlab 7.1.....	55
Gambar 4-8	Tampilan Hasil Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Rekonfigurasi Dengan <i>Software</i> Matlab 7.1.....	57
Gambar 4-9	Tampilan Hasil Rugi-Rugi Daya Antar Saluran Sebelum Rekonfigurasi Dengan <i>Software</i> Matlab 7.1.....	58
Gambar 4-10	Tampilan Hasil Analisis Posisi Open Switch Dalam Konfigurasi jaringan dengan menggunakan metode kruskal with ant direction.....	61
Gambar 4-11	Konfigurasi Jaringan Radial Setelah Rekonfigurasi.....	62

## DAFTAR GRAFIK

Grafik 4-1 Perbandingan Rugi-Rugi Daya.....	69
---	----

## DAFTAR TABEL

Tabel 4-1 Hasil Pembebanan GI Bangil Trafo I.....	48
Tabel 4-2 Data Saluran.....	49
Tabel 4-3 Hasil Perhitungan Saluran GI Bangil.....	50
Tabel 4-4 Tegangan Dan Sudut Fasa Tegangan Tiap Bus Sebelum Rekonfigurasi.....	56
Tabel 4-5 Rugi-Rugi Daya Antar Saluran.....	59
Tabel 4-6 Perbandingan Posisi Open Switch Sebelum Dan Sesudah Re- konfigurasi.....	63
Tabel 4-7 Tegangan Dan Sudut Fasa Tegangan Setelah Rekonfigurasi.....	64
Tabel 4-8 Rugi-Rugi Daya Antar Saluran Setelah Rekonfigurasi .....	67
Tabel 4-9 Perbandingan Rugi-Rugi Daya Sebelum Dan Sesudah Rekon- figurasi.....	68

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang[1]

Masalah distribusi adalah bagian dari permasalahan logistik yang didefinisikan sebagai penyediaan barang dan jasa dari titik persediaan ke titik permintaan. . Dimana jaringan distribusi daya listrik, faktor distribusi merupakan faktor yang penting dalam peningkatan pendapatan.

Dengan meningkatnya beban-beban induktif dan meningkatnya usaha di sektor industri maka akan memperbesar komponen rugi-rugi daya,disamping itu dapat memperburuk kondisi tegangan.

Rekonfigurasi jaringan adalah proses mengatur konfigurasi awal dari jaringan ( *initial reconfigure* ) menjadi suatu rekonfigurasi optimum akhir ( *optimal reconfigure* ),sehingga dari rekonfigurasi yang terakhir ini diperoleh kerugian daya dan jatuh tegangan pada sistem yang paling kecil ( *Loss Minimum*) yaitu sebesar  $\geq 0,95$  dan  $\leq 1,05$ .Rekonfigurasi jaringan dapat memperbaiki struktur jaringan dari *feeder-feeder* (penyulang-penyulang) dengan mengubah status tutup / buka dari *switch –switch* , tidak saja mengurangi kehilangan daya akan tetapi juga membebaskan beban pada komponen-komponen jaringan.Permasalahan-permasalahan yang multi-objektif tidak hanya untuk memenuhi objektif-objektif yang realistis dan batasan-batasan rekonfigurasi akan tetapi juga untuk mensuplaikan pendekatan-pendekatan matematis dan *heuristic* yang cermat dalam proses pemecahan masalah.

Penelitian ini menggunakan data yang diperoleh dari G.I Bangil karena terdapat beban industri yang cukup besar seperti adanya pabrik rokok . Selain itu menurut data survey analisa aliran daya pada G.I. Bangil masih mengalami kerugian daya yang cukup besar. Skripsi ini juga merupakan penyempurnaan dari skripsi sebelumnya

Banyak metode yang dipakai dalam menganalisa masalah rekonfigurasi jaringan distribusi primer, diantaranya seperti metode fuzzy yaitu metode dengan menyusun rencana variable dan masalah khusus mutasi dan operasi kawin silang ,yang kedua yaitu genetika algoritma yaitu metode yang didasarkan pada proses genetic yang ada dalam makhluk hidup yaitu perkembangan generasi dalam sebuah populasi yang alami juga mengikuti prinsip seleksi alam.Dari kedua metode tersebut dalam pembahasannya harus memerlukan waktu tidak singkat. Maka metode alternatif yang akan dibahas dalam skripsi ini adalah metode ***KRUSKAL WITH ANT DIRECTION (KWAD)*** sebagai fungsi optimasi karena tidak memerlukan cakupan yang luas dalam pembahasannya.

## 1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana cara mengatasi rugi-rugi daya pada sistem distribusi radial
2. Bagaimana memilih software yang tepat
3. Bagaimana memilih metode yang tepat

### 1.3 Tujuan Pembahasan:

Adapun tujuan dari pembahasan penelitian ini adalah :

Merekonfigurasi jaringan untuk menentukan switch-switch yang optimal, memperbaiki profil tegangan, mereduksi rugi-rugi daya pada system distribusi.

### 1.4. Batasan Masalah

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

1. Algoritma yang digunakan adalah metode *KRUSKAL WITH ANT DIRECTION (KWAD)* untuk pemilihan lokasi open switch dan closed switch.
2. Jaringan yang akan dianalisa adalah jaringan distribusi primer tipe radial 20 kV di G.I Bangil.
3. Biaya operasi dan pemeliharaan tidak diperhitungkan.
4. Analisa Aliran Daya menggunakan perangkat lunak Etap 7.0.4
5. Implementasi dari analisa menggunakan perangkat lunak Matlab 7.1
6. Tidak membahas segala sesuatu yang menyangkut syntaksis dari perancangan perangkat lunak.

### 1.5. Metodologi

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

Metode yang digunakan dalam pembahasan skripsi adalah :

1. Studi literatur, yaitu kajian pustaka untuk mempelajari teori-teori yang terkait melalui literature yang ada, yang berhubungan dengan permasalahan.
2. Pengambilan data sebagai acuan dalam melengkapi parameter-parameter yang digunakan untuk menganalisis masalah.
3. Menganalisis data yang diperoleh dengan mempergunakan metode *Newton Raphson* dengan menggunakan software ETAP 7.0.4.
4. Mensimulasikan pembahasan masalah dengan menggunakan bahasa pemograman Matlab 7.1
5. Analisa Data
6. Pembahasan analisa dengan data hasil simulasi
7. Menarik kesimpulan

#### 1.6. Sistematika Penulisan

Adapun sistematika penulisan pada skripsi ini adalah sebagai berikut :

##### BAB I : PENDAHULUAN

Pada bab ini berisi latar belakang, rumusan masalah, tujuan pembahasan, batasan masalah, metodologi penulisan, sistematika penulisan dan relevansi.

##### BAB II : LANDASAN TEORI

Di sini akan diuraikan mengenai sistem jaringan distribusi, faktor daya, perbaikan tegangan dan sistem per unit dalam jaringan



**BAB III : METODE ANALISA**

Menguraikan studi aliran daya Newton Raphson, Algoritma *KRUSKAL WITH ANT DIRECTION (KWAD)* Dan Algoritma Program Pemecahan Masalah.

**BAB IV : SIMULASI DAN ANALISA**

Bab ini akan dibahas mengenai analisa perhitungan dengan menggunakan Metode Algoritma Pencarian Grafik, profil tegangan dan aliran daya sebelum dan setelah kompensasi.

**BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN**

Pada bab ini terdapat intisari dari hasil pembahasan, yang berisi kesimpulan dan saran yang dapat dipergunakan sebagai bahan pertimbangan untuk pengembangan dan penulisan selanjutnya.

## BAB II

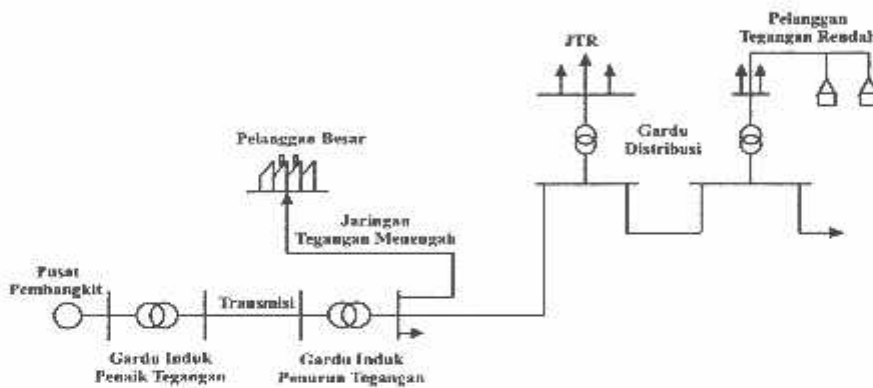
### LANDASAN TEORI

#### 2.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik[2]

Sistem Distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik. Sistem distribusi ini berguna untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik besar (*Bulk Power Source*) sampai ke konsumen. Jadi fungsi distribusi tenaga listrik adalah; 1) pembagian atau penyaluran tenaga listrik ke beberapa tempat (pelanggan), dan 2) merupakan sub sistem tenaga listrik yang langsung berhubungan dengan pelanggan, karena catu daya pada pusat-pusat beban (pelanggan) dilayani langsung melalui jaringan distribusi. Tenaga listrik yang dihasilkan oleh pembangkit tenaga listrik besar dengan tegangan dari 11 kV sampai 24 kV dinaikkan tegangannya oleh gardu induk dengan transformator penaik tegangan menjadi 70 kV, 154kV, 220kV atau 500kV kemudian disalurkan melalui saluran transmisi. Tujuan menaikkan tegangan ialah untuk memperkecil kerugian daya listrik pada saluran transmisi, dimana dalam hal ini kerugian daya adalah sebanding dengan kuadrat arus yang mengalir ( $I^2.R$ ). Dengan daya yang sama bila nilai tegangannya diperbesar, maka arus yang mengalir semakin kecil sehingga kerugian daya juga akan kecil pula. Dari saluran transmisi, tegangan diturunkan lagi menjadi 20 kV dengan transformator penurun tegangan pada gardu induk distribusi, kemudian dengan sistem tegangan tersebut penyaluran tenaga listrik dilakukan oleh saluran distribusi primer. Dari saluran distribusi primer inilah gardu-gardu distribusi mengambil tegangan untuk diturunkan

tegangannya dengan trafo distribusi menjadi sistem tegangan rendah, yaitu 220/380Volt. Selanjutnya disalurkan oleh saluran distribusi sekunder ke konsumen-konsumen. Dengan ini jelas bahwa sistem distribusi merupakan bagian yang penting dalam sistem tenaga listrik secara keseluruhan.

Sebagai gambaran, diagram satu garis sistem tenaga listrik dapat diperjelas seperti pada gambar 2.1 di bawah ini :



**Gambar 2-1**  
**Diagram Satu Garis Sistem Penyaluran Energi Listrik Ke Pelanggan**  
 Jaringan setelah keluar dari gardu induk biasa disebut jaringan distribusi.

Jarigan distribusi dapat diklasifikasikan menjadi dua bagian sistem, yaitu :

1. Sistem distribusi primer atau sistem distribusi tegangan menengah.
2. Sistem distribusi sekunder atau sistem distribusi tegangan rendah.

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

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

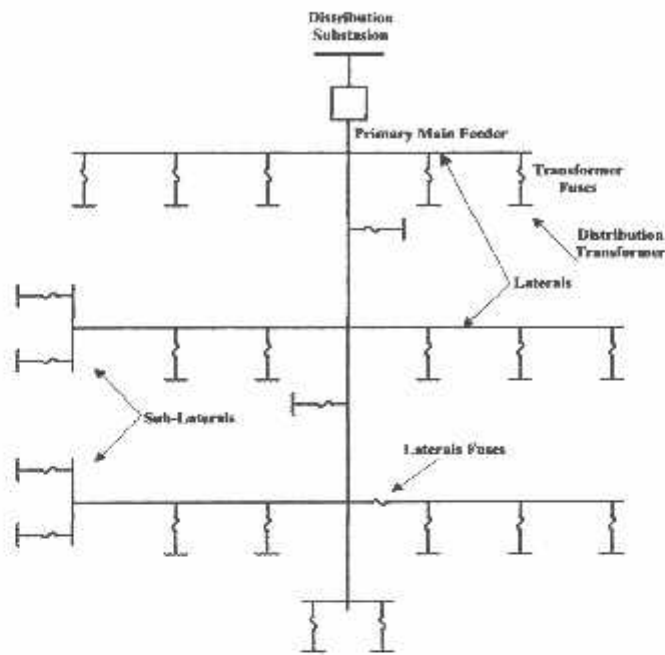
## 2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik[2]

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

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

## 2.3. Sistem Jaringan Distribusi Radial[2]

Bila antara titik sumber dan titik bebannya hanya terdapat satu saluran (line), tidak ada alternatif saluran lainnya. Bentuk Jaringan ini merupakan bentuk dasar, paling sederhana dan paling banyak digunakan. Dinamakan radial karena saluran ini ditarik secara radial dari suatu titik yang merupakan sumber dari jaringan itu, dan dicabang-cabang ke titik-titik beban yang dilayani. Sistem ini terdiri dari saluran utama (*main feeder*) dan saluran cabang (*lateral*) seperti pada gambar 2-2.



**Gambar 2-2**  
**Contoh Sistem Jaringan Distribusi Radial**

Pelayanan tenaga listrik untuk suatu daerah beban tertentu dilaksanakan dengan memasang transformator disembarang 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 sistem akan mengakibatkan jatuhnya sebagian atau bahkan keseluruhan beban sistem.

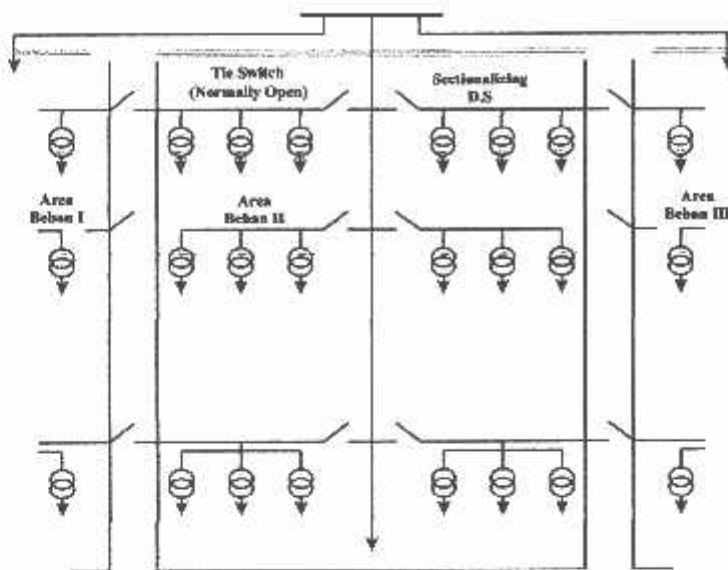
### 2.3.1. Sistem Radial Pohon[2]

Sistem radial jaringan pohon ini merupakan bentuk yang paling dasar dari sistem jaringan radial. Saluran utama ( *main feeder* ) ditarik dari suatu gardu

induk sesuai dengan kebutuhan kemudian dicabangkan melalui saluran cabang (*lateral feeder*), selanjutnya dicabangkan lagi melalui saluran anak cabang (*sub-lateral feeder*). Ukuran dari masing-masing saluran tergantung dari kerapatan arus yang ada pada sistem. Dari gambar 2-2, *main feeder* merupakan saluran yang dialiri arus terbesar, selanjutnya arus mengecil pada tiap cabang tergantung dari besarnya beban.

### **2.3.2. Sistem Radial dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah[2]**

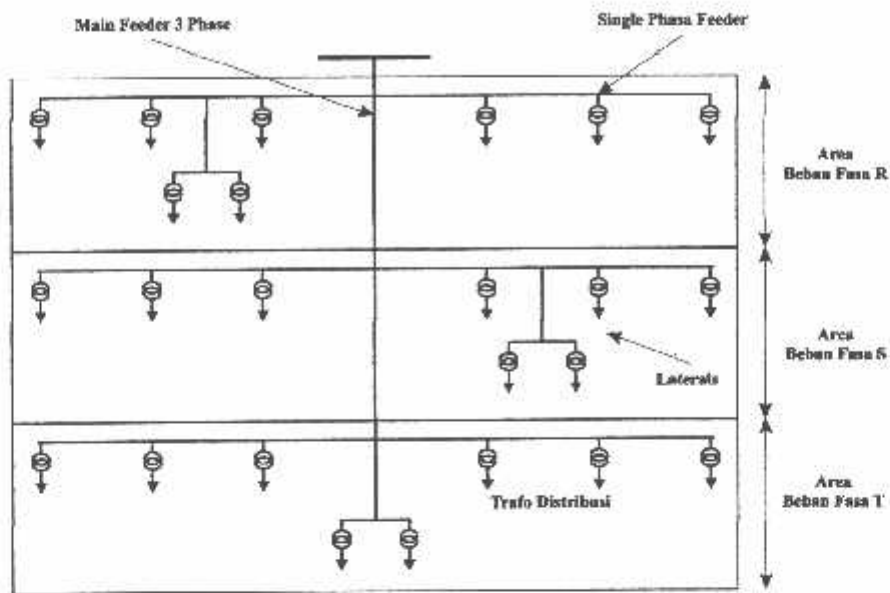
Sistem ini merupakan pengembangan dari sistem radial pohon, untuk meningkatkan keandalan sistem saat terjadinya gangguan maka *feeder* yang terganggu akan dilokalisir sedangkan area yang semula dilayani oleh *feeder* tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang sehat atau yang tidak terganggu. Sistem radial dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah dapat dilihat pada gambar 2-3.



**Gambar 2-3**  
**Contoh Sistem Jaringan Distribusi Radial**  
**Dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah**

### 2.3.3. Sistem Radial dengan Pembagian Fasa Area[2]

Pada bentuk ini masing-masing fasa dari jaringan bertugas untuk melayani daerah beban yang berlainan. Bentuk ini akan dapat menimbulkan kondisi sistem tiga fasa yang tidak seimbang (simetris), bila digunakan pada daerah beban yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Contoh dari sistem jaringan ini dapat dilihat pada gambar 2-4.

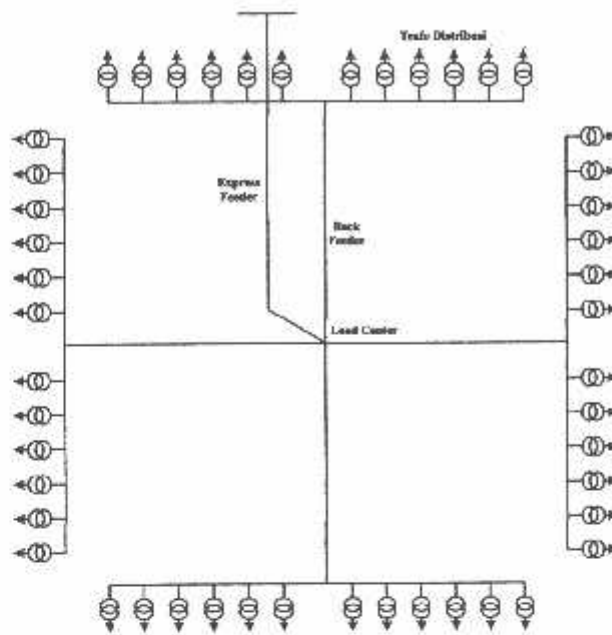


**Gambar 2-4**  
**Contoh Jaringan Distribusi Radial Dengan Fasa Area**

#### 2.3.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat[2]

Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban, dan dari titik pusat beban ini dikirim ke beban menggunakan *back feeder* secara radial seperti terlihat pada gambar 2-5.





**Gambar 2-5**  
**Contoh Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat**

#### 2.4 Daya pada Sistem Distribusi[2]

Daya merupakan banyaknya perubahan tenaga terhadap waktu dalam besaran tegangan (V) dan arus (I). Satuan daya adalah *watt* (W). Daya yang diserap oleh suatu beban pada setiap saat adalah hasil kali jatuh tegangan sesaat diantara beban dalam *volt* dengan arus sesaat yang mengalir dalam beban tersebut dalam *ampere*.

##### 2.4.1. Daya Aktif (*Active Power*) [2]

Daya aktif adalah daya nyata yang dihasilkan suatu jaringan sistem tenaga listrik, Secara umum daya nyata dinyatakan dalam persamaan :

$$P = |V| |I| \cos \theta \dots\dots\dots(2.1)$$

Daya aktif untuk beban 3 fasa seimbang

$$P = \sqrt{3} |V_{juga-juga}| |I_{juga-juga}| \cos \theta \dots\dots\dots(2.2)$$

Dimana : V = Tegangan (*volt*)  
 I = Arus (*ampere*)

### 2.4.2. Daya Reaktif (*Reactive Power*) [2]

Daya reaktif adalah daya yang timbul karena adanya pembentukan medan magnet pada beban-beban induktif dalam satuan VAR atau kVar (*Kilo Volt Ampere Reaktif*). Daya reaktif dinyatakan dalam persamaan :

$$Q = |V| |I| \sin \theta \dots\dots\dots(2.3)$$

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

$$Q = \sqrt{3} |V_{jula-jala}| |I_{jula-jala}| \sin \theta \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana : V = Tegangan (*volt*)  
: I = Arus (*ampere*)

Daya reaktif ada dua jenis yaitu daya reaktif induktif dan daya reaktif kapasitif yang keduanya memiliki tanda berlawanan.

### 2.4.3. Daya Semu (*Apparent Power*) [2]

Daya semu merupakan penjumlahan secara vektoris antara daya aktif dan daya reaktif yang memiliki satuan (*kVA*). Selain ketiga daya diatas ada yang dinamakan faktor daya atau *power factor* adalah perbandingan antara daya aktif dan daya semu. Sedangkan hubungan antara ketiga daya dengan faktor daya disebut segitiga daya. Adapun Daya semu dinyatakan dalam persamaan :

$$S = |V| |I| \dots\dots\dots(2.5)$$

Daya semu untuk beban 3 fasa seimbang :

$$S = \sqrt{3} |V| |I| \dots\dots\dots(2.6)$$

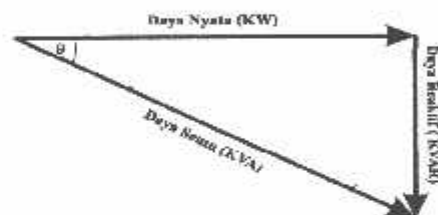
Dimana : V = Tegangan (*volt*)  
: I = Arus (*ampere*)

## 2.5. Faktor Daya[2]

Faktor daya pada dasarnya didefinisikan sebagai perbandingan antara daya nyata dan daya semu, dan dinyatakan oleh persamaan :

$$\text{Faktor daya} = \frac{\text{Daya Nyata (kW)}}{\text{Daya Semu (kVA)}} \dots\dots\dots (2.7)$$

Untuk daya semu sendiri dibentuk oleh dua komponen daya nyata (kW) dan komponen daya reaktif (kVAR). Hubungan ini dapat digambarkan sebagai berikut :



**Gambar 2-6**  
**Segi Tiga Daya**

Dengan faktor daya =  $\cos \theta = \frac{P}{S}$

$$P = |V| |I| \cos \theta$$

$$P = \sqrt{3} |V_{\text{jala-jala}}| |I_{\text{jala-jala}}| \cos \theta$$

$$Q = |V| |I| \sin \theta$$

$$Q = \sqrt{3} |V_{\text{jala-jala}}| |I_{\text{jala-jala}}| \sin \theta$$

Dimana :

P = Daya Nyata (kW)

S = Daya Semu (kVA)

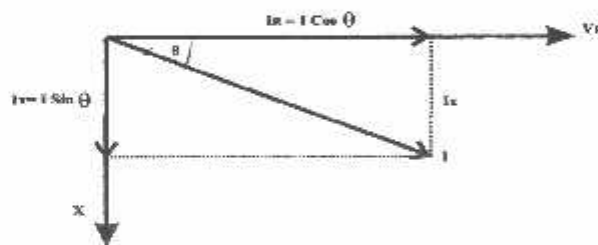
Q = Daya Reaktif (kVAR)

$\theta$  = Sudut Phasa

$V =$  Tegangan (*volt*)

$I =$  Arus (*ampere*)

Faktor daya dapat pula dilihat hubungannya dengan arus nyata dan arus total. Arus nyata ( $I_R$ ) adalah arus yang mengalir pada beban yang diubah menjadi tenaga. Sedangkan arus total ( $I$ ) adalah arus yang mengalir pada jaringan dan merupakan jumlah vektor antara arus magnetisasi dan arus nyata. Arus magnetisasi ( $I_x$ ) merupakan arus yang mengalir pada beban dan menimbulkan medan magnet. Arus yang terbaca dalam ampere meter adalah arus total ( $I$ ). Hubungan ketiga arus tersebut dapat dilihat pada gambar 2-7 sebagai berikut :

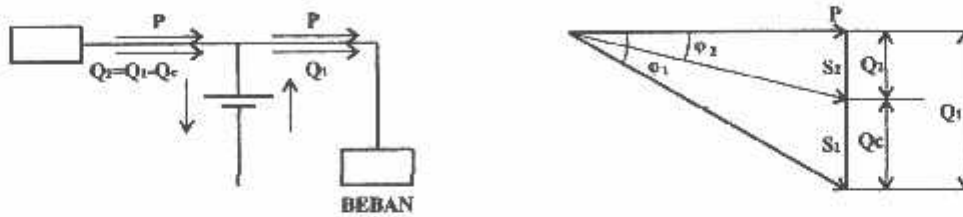


**Gambar 2-7**  
**Segi Tiga Arus**

## 2.6. Perbaikan Faktor Daya dan Kapasitas Sistem[2]

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 daya dalam sistem. Satu-satunya cara untuk memperbaiki

faktor daya adalah mengurangi daya reaktif pada jaringan. Jika komponen daya reaktif dapat dikurangi, maka total arus akan berkurang, sedang 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).



**Gambar 2-8**  
**Perbaikan Faktor Daya**

Diasumsikan bahwa beban disuplai oleh daya nyata P, daya reaktif (*lagging*) Q, dan daya semu S, pada faktor daya tertinggal  $\cos \theta_1$

$$\cos \theta_1 = \frac{P}{S_1} \dots\dots\dots(2.8)$$

Persentase pengurangan rugi daya jaringan dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

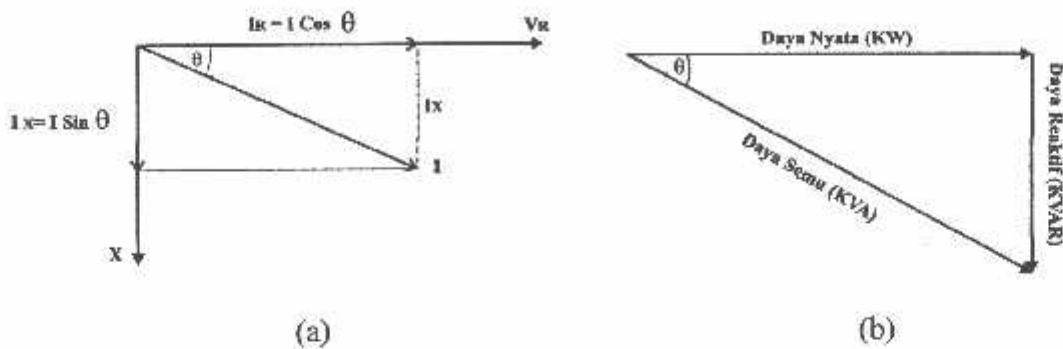
$$\% \text{ Rugi daya} = 100 \left( \frac{\text{Faktor daya mula - mula}(\cos \theta_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \theta_2)} \right) \dots\dots\dots(2.9)$$

% Pengurangan rugi daya

$$= 100 \left( 1 - \left( \frac{\text{Faktor daya mula - mula}(\cos \theta_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \theta_2)} \right)^2 \right) \dots\dots\dots (2.10)$$

### 2.6.1. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya[2]

Diagram fasor dari dua komponen arus nyata, arus aktif dan arus reaktif dapat dilihat pada gambar 2-11 berikut:



**Gambar 2-9**  
**Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban pada Jaringan Distribusi**

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

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

$$= \sqrt{(I \cos \theta)^2 + (I \sin \theta)^2}$$

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

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

$$(VI) = \sqrt{(VI \cos \theta)^2 + (VI \sin \theta)^2}$$

$$\text{Faktor daya} = \frac{\text{Daya aktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{KW}{KVA}$$

$$\text{Daya aktif} = \text{Daya semu} \times \text{Faktor daya}$$

$$kW = kVA \times \text{Faktor daya}$$

$$kW = kVA \cos \theta$$

$$P = V.I. \cos \theta$$

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

$$\cos \theta = \frac{\text{Daya aktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kW)}{(kVA)}$$

$$\sin \theta = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kVAR)}{(kVA)}$$

$$\tan \theta = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya aktif}} = \frac{(kVAR)}{(kW)}$$

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:

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya mula-mula} &= \text{Daya aktif} \times \tan \theta_1 \\ &= (kW) \times \tan \theta_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya baru} &= \text{Daya aktif} \times \tan \theta_2 \\ &= (kW) \times \tan \theta_2 \end{aligned}$$

Dengan  $\theta_1$  = sudut dari faktor daya mula-mula

$\theta_2$  = sudut dari faktor daya yang telah diperbaiki

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif (kVAR)} &= \text{Daya aktif} \times (\tan \theta_1 - \theta_2) \\ &= (kW) \times (\tan \theta_1 - \theta_2) \end{aligned}$$

Untuk penyederhanaan ( $\tan \theta_1 - \tan \theta_2$ ) sering ditulis  $\Delta \tan$ , yang merupakan suatu faktor pengali untuk menentukan daya reaktif.

$$\text{Daya reaktif (kVAR)} = \text{Daya aktif} \times \Delta \tan = (\text{kW}) \times \Delta \tan$$

$$Q = V.I \sin \theta$$

## 2.7. Sistem Per-Unit[2]

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

$$\text{Besaran (pu)} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar dengan ukuran yang sama}} \dots\dots\dots(2.11)$$

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

➤ Untuk data 1 fasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 1 fasa}}{\text{kVA dasar } L - N} \dots\dots\dots(2.12)$$

Impedansi dasar

$$\begin{aligned} Z_d &= \frac{(\text{kV dasar } L - N)^2 \times 1000}{\text{kVA dasar 1 fasa}} \\ &= \frac{(\text{kV dasar } L - N)^2}{\text{MVA dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.13) \end{aligned}$$

Dalam persamaan di atas nilai-nilai besaran diberikan untuk rangkaian satu fasa. Jadi tegangannya adalah tegangan antara fasa dengan tanah dan daya setiap fasa. Setelah besaran-besaran dasar ditentukan maka besaran-besaran itu



dinormalisasikan terhadap besaran dasar. Dengan demikian impedansi per-satuan didefinisikan sebagai berikut:

$$Z = \frac{\text{Im pedansi sebenarnya } Z(\Omega)}{\text{Im pedansi dasar } Z_d} \dots\dots\dots(2.14)$$

## BAB III

### METODE ANALISA

#### 3.1 Analisa Aliran Daya Jaringan Radial

Proses analisa aliran daya adalah langkah awal yang dilakukan untuk mengetahui kondisi suatu sistem distribusi radial.

##### 3.1.1. Tujuan

Tujuan analisa aliran daya pada skripsi ini adalah :

1. Aliran daya aktif dan daya reaktif pada cabang-cabang rangkaian.
2. Tidak adanya rangkaian yang mempunyai beban lebih dari tegangan busbar dalam batas-batas yang diterima.
3. Pengaruh penambahan atau perubahan pada suatu sistem.
4. Pengaruh hilangnya hubungan dalam keadaan darurat.
5. Kondisi optimum pembebanan sistem.

##### 3.1.2. Metode Newton Raphson

Secara matematis persamaan aliran daya *Newton Raphson* dapat diselesaikan dengan menggunakan koordinat rektanguler atau koordinat polar. Dalam pembahasan skripsi ini menggunakan bentuk polar.

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

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.1)$$

Injeksi daya pada simpul  $p$  adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.2)$$

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

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

$$V_p^* = |V_p| e^{-j\delta_p}$$

$$V_q = |V_q| e^{j\delta_q}$$

$$Y_{pq}^* = |Y_{pq}| e^{-j\theta_{pq}}$$

Maka persamaan (3.3) dapat ditulis :

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| e^{-j(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq})} \dots\dots\dots(3.4)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.5)$$

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

Dengan menggunakan persamaan (3.5) dan persamaan (3.6) untuk n buah simpul dalam sistem didapat 2n persamaan, sedangkan disetiap simpul ada 4 variabel. Untuk memecahkan persoalan ini, 2n variabel perlu ditentukan terlebih dahulu, sehingga 2n variabel yang lain dapat dicari dengan menggunakan 2n persamaan yang ada. Penentuan 2n variabel ini dilakukan dengan menentukan beberapa macam simpul dalam sistem, yaitu:

- a. Simpul PQ (Simpul Beban)

Pada simpul ini jumlah netto daya nyata dan daya reaktif  $P_p$  dan  $Q_p$  diketahui, sedangkan yang dicari adalah  $|V_p|$  dan sudutnya  $\delta$ . Untuk itu, besarnya beban  $P_{Bp}$  ditentukan berdasarkan perkiraan bebanm sedangkan

daya yang dibangkitkan  $P_{Gp}$  dan  $Q_{Gp}$  ditentukan besarnya. Selanjutnya  $P_p = P_{Bp} - P_{Gp}$  dan  $Q_p = Q_{Bp} - Q_{Gp}$ .

Simpul beban (P Q) yang murni mempunyai nilai  $P_{Gp} = 0$  dan  $Q_{Gp} = 0$

- b. Simpul PV atau simpul Generator, atau simpul yang dayanya dapat diatur:  
Pada simpul ini nilai  $\bar{P}$  dan  $|\bar{V}|$  diketahui, sedangkan yang dicari adalah nilai Q dan  $\delta$ .
- c. Simpul Referensi (Slack Bus)

Bedanya dengan kedua macam simpul yang terdahulu adalah bahwa pada simpul ini, daya nyata maupun daya reaktif tidak ditentukan. Di lain pihak, yang ditentukan adalah besarnya tegangan  $|\bar{V}_i|$  dan sudutnya  $\delta_p$  yang biasanya ditentukan = 0, sehingga merupakan sudut referensi bagi ketegangan dan sistem.

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

Simpul referensi ini diperlukan karena nilai  $P_p$  dan  $Q_p$  untuk setiap simpul tidak ditentukan terlebih dahulu.

Nilai P dan Q total dari sistem baru dapat dihitung setelah aliran tidak dapat ditentukan terlebih dahulu.

Nilai P dan Q total dari sistem baru dapat dihitung setelah aliran daya antar simpul dihitung, kemudian rugi-rugi pada saluran dihitung. Rugi-rugi pada saluran ini mempunyai nilai daya nyata  $P_r$  dan daya reaktif  $Q_r$ , hal ini selanjutnya harus diperhitungkan dengan daya nyata dan daya reaktif

yang dibangkitkan pada simpul referensi dengan persamaan sebagai berikut:

$$P_1 = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Gp} \quad (p \neq 1) \dots\dots\dots(3.7)$$

$$Q_1 = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Qp} \quad (p \neq 1) \dots\dots\dots(3.8)$$

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

Berdasarkan uraian diatas untuk sistem yang terdiri dari  $n$  buah simpul,  $2n$  variabel telah diketahui, sedangkan  $2n$  variabel yang lain harus dicari. Untuk mencari  $2n$  variabel ini dipakai persamaan (3.5) dan persamaan (3.6) untuk setiap simpul sehingga didapat  $2n$  persamaan yang merupakan syarat untuk mencari  $2n$  variabel tersebut. yang merupakan syarat untuk mencari  $2n$  variabel tersebut.

Dalam metode *Newton Rhapson*, variabel-variabel yang harus dicari, dimisalkan dulu nilainya, jadi untuk setiap simpul ada dua variabel yang diketahui dan dua variabel yang dimisalkan, kecuali untuk simpul referensi yang akan dihitung terakhir. Kemudian digunakan persamaan (3.5) dan persamaan (3.6) untuk menghitung nilai  $P$  dan nilai  $Q$  pada setiap simpul.

Pada setiap simpul  $P$   $Q$ , nilai  $P$  dan nilai  $Q$  diketahui dan nilai yang diketahui inilah yang dibandingkan dengan nilai hasil perhitungan di atas. Apabila selisih antara nilai yang diketahui dan hasil perhitungan di atas lebih kecil daripada suatu nilai yang dikehendaki, maka nilai variabel yang dimisalkan tersebut diatas dapat dianggap benar. Apabila selisih tersebut lebih besar dari nilai yang dikehendaki, maka harus dilakukan proses iterasi sampai selisih tersebut mencapai nilai yang dikendaki. Untuk simpul  $P$   $V$  yang tidak

dibandingkan hanya selisih daya aktif  $\Delta P$  saja, karena daya reaktif  $Q$  yang diketahui, tidak ditentukan, akan merupakan hasil perhitungan. Untuk simpul referensi (Slack Bus) dihitung terakhir seperti telah dijelaskan, sedangkan  $\epsilon$  adalah suatu angka yang ditentukan berdasarkan ketelitian yang diinginkan.

### 3.1.3. Algoritma Perhitungan Aliran Daya dengan Metode *Newton Rhapson*

Dalam perhitungan aliran daya dengan metode *Newton Rhapson*, langkah-langkahnya adalah sebagai berikut

A. Kebebasan-kebebasan yang diketahui:

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

B. Kemudian dicoba nilai tertentu bagi besaran sebagai berikut:

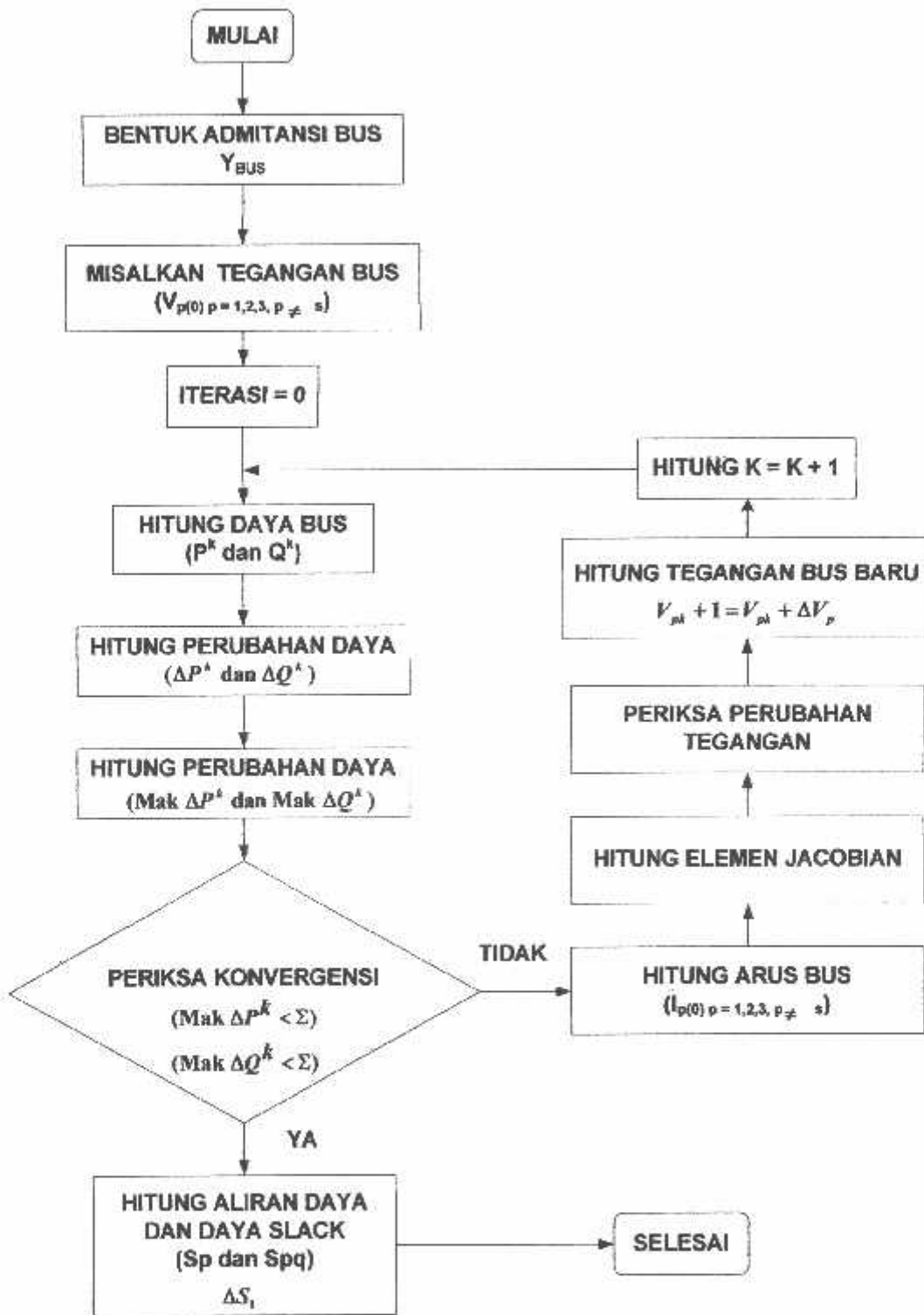
1. Besarnya tegangan  $|V|$  beserta sudut fasanya  $\delta$  pada semua simpul  $P Q$
2. Besarnya sudut fasa tegangan pada semua simpul  $P V$

C. Berdasarkan nilai yang dicoba tersebut pada butir B, dilakukan perhitungan dengan menggunakan persamaan (3.5) dan/atau persamaan (3.6) untuk mendapatkan:

1. Nilai  $P$  dan  $Q$  yang dihitung untuk simpul-simpul  $P Q$

2. Nilai P yang dihitung untuk simpul P V
- D. Nilai P dan Q yang diketahui pada A dikurangi dengan nilai P dan Q yang didapat dari perhitungan pada C disebut nilai residu dari P dan Q. Nilai residu ini harus mendekati nol, atau  $< \epsilon$  (nilai yang dikehendaki berdasarkan suatu ketelitian perhitungan yang diinginkan. Apabila nilai residu P dan Q ini belum  $< \epsilon$ , maka harus dilakukan iterasi .
- E. Proses iterasi dilakukan dengan mengkoreksi nilai yang dicoba bagi  $|V|$  dan  $\delta$  seperti yang disebutkan dalam butir B.

### 3.1.3. Diagram Alir Aliran Daya Newton Raphson



Gambar 3-1. Diagram Alir Aliran Daya Newton Raphson



### 3.2. Metode KRUSKAL WITH ANT DIRECTION

Metode KWAD adalah penggabungan antara metode fungsi jarak minimum Kruskal dan metode *heuristik ant direction*. Pada metode ini terdapat dua fase perhitungan yaitu fase evaluasi dan fase optimasi dengan orientasi perhitungan atau fungsi tujuan yang sama, fase evaluasi diterapkan dengan mengimplementasikan metode Kruskal pada data analisis awal, sedangkan fase optimasi diterapkan dengan mengimplementasikan metode ant direction pada data hasil evaluasi Kruskal graph.

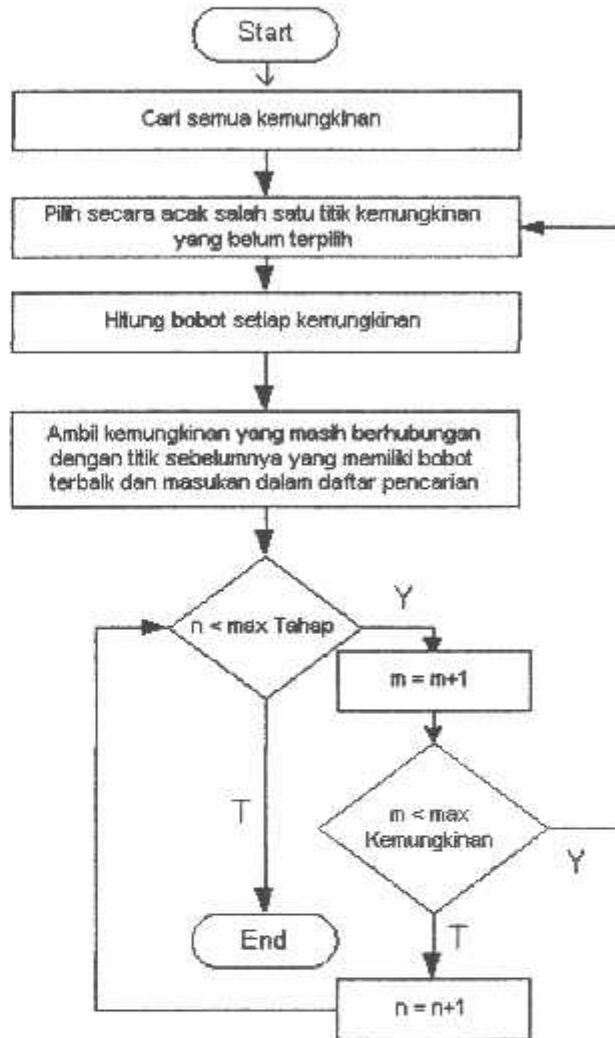
#### 3.2.1. Pohon Rentang Minimum Kruskal[4]

Algoritma pohon rentang minimum Kruskal adalah pencarian pohon rentang dengan total cabang terminimum dari sekian cabang kemungkinan. Metode ini ditemukan oleh seorang matematikawan. Metode ini dimulai dari suatu graf yang kosong sama sekali. Untuk mencari pohon rentang minimum  $T$  dari graf  $G$ , dapat dijelaskan dengan representasi linguistik sebagai berikut:

1. Mula-mula dipilih salah satu titik sembarang (mis:  $v_1$ ).
2. Kemudian ditambahkan garis yang berhubungan dengan  $v_1$  dengan bobot yang paling minimum (mis:  $e_1$ ) dan titik ujung lainnya ke- $T$  sehingga  $T$  terdiri dari sebuah garis  $e_1$  dan 2 buah titik ujung garis  $e_1$  (salah satunya adalah  $v_1$ )
3. Pilih sebuah garis  $E(G)$  yang bukan anggota  $E(T)$  dengan syarat:
  - a. Garis tersebut berhubungan dengan salah satu titik  $\in V(T)$
  - b. Garis tersebut mempunyai bobot yang paling kecil.

4. Ulangi langkah tersebut sampai jumlah titik graf(G)-1 garis dalam E(T).

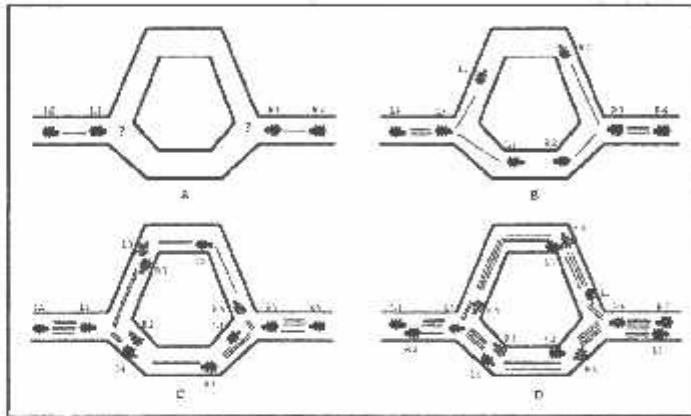
Penjelasan dalam bentuk blok diagram dari rincian diatas adalah sebagai berikut:



Gambar 3-2. Flow chart Kruskal

### 3.2.2. Ant Direction

Dasar dari perumusan algoritma koloni semut adalah kemampuan dari sekumpulan semut yang dapat menemukan jalur terpendek dari sumber makanan ke sarangnya. Untuk lebih jelasnya terlihat dalam gambar 3.3.



Gambar 3.3. Perilaku semut pada dunia nyata.

Ketika melalui suatu lintasan seekor semut akan meninggalkan jejak, pheromone. Dengan bantuan pheromone ini juga sekumpulan semut dapat beradaptasi terhadap perubahan dalam jalur yang telah mereka lalui. Pada gambar 3.3.A terlihat sekumpulan semut tiba di titik percabangan. Pada titik ini mereka harus memilih apakah harus memilih jalur kiri atau yang kanan. Karena sebelumnya mereka tidak mempunyai petunjuk ataupun informasi tentang pilihan yang terbaik, maka mereka memilih secara acak. Dapat diasumsikan bahwa setengah dari semut tersebut memilih jalur kiri dan lainnya memilih jalur kanan.

Pada gambar 3.3.B terlihat sebagian semut memilih jalur kiri, untuk semut yang berasal dari sisi kiri diberi notasi L, dan sebagian lagi memilih jalur kanan, untuk semut yang berasal dari sisi kanan diberi notasi R. Pada gambar 3.3.C

menggambarkan tentang apa yang terjadi beberapa saat setelah sekumpulan semut tersebut melalui titik percabangan, dengan anggapan tiap semut berjalan dengan kecepatan yang sama. Garis putus-putus yang terdapat pada gambar sebanding dengan jumlah pheromone yang ditinggalkan oleh semut tersebut di tanah.

Sehingga dapat terlihat bahwa jumlah pheromone pada lintasan yang lebih pendek menumpuk lebih cepat daripada lintasan lainnya. Setelah beberapa saat perbedaan jumlah pheromone pada kedua lintasan tersebut akan semakin besar, seperti terlihat pada gambar 3.3.D. Perbedaan jumlah pheromone ini akan mempengaruhi pemilihan dari semut yang baru mencapai titik percabangan tersebut sehingga semut tersebut akan memiliki kemungkinan yang lebih besar untuk memilih jalur yang lebih pendek. Dan pada akhirnya semua semut akan memilih jalur yang lebih pendek.

Perilaku sekumpulan semut diatas telah mengilhami ant system, sebuah algoritma dimana terdapat sekumpulan semut yang bekerja sama untuk memecahkan permasalahan dengan menggunakan pertukaran informasi melalui pheromone yang ditinggalkan pada jalur yang dilalui. Ant system telah diterapkan dalam berbagai permasalahan jaringan seperti traveling salesman problem, quadratic assignment problem dan permasalahan jaringan komputer.

Ant system diterapkan pertama kali pada permasalahan traveling salesman, TSP. Ant system menggunakan bentuk graph untuk merepresentasikan permasalahan yang dihadapi. Untuk permasalahan TSP representasinya sebagai berikut :

“Misalkan :  $V = \{a, \dots, z\}$  merupakan sekumpulan node yang harus dikunjungi,  $A = \{ (r,s) : r,s \in V \}$  merupakan arc yang menghubungkan node tersebut dan  $\delta(r,s) = \delta(s,r)$  merupakan biaya pada arc  $(r,s)$ .

Tujuan dari permasalahan TSP adalah mencari rute terpendek untuk mengunjungi setiap node tersebut satu kali dengan titik awal dan titik akhir yang sama. Apabila  $\delta(r,s) \neq \delta(s,r)$  maka permasalahan tersebut disebut *asymmetric TSP*.”

Selain  $\delta(r,s)$ , pada tiap-tiap arc tersebut terdapat biaya lain yang disebut pheromone, dinotasikan dengan  $\tau(r,s)$ , yang berubah setiap semut melalui arc tersebut.

Secara garis besar, *ant system* dapat diterangkan sebagai berikut. Setiap semut akan membentuk rute dengan memilih kota-kota yang dikunjungi sesuai dengan *state transition rule* : Seekor semut akan lebih memilih kota yang terhubung dengan arc yang lebih pendek dan memiliki jumlah pheromone yang lebih besar. Setelah semut-semut tersebut menyelesaikan penyusunan rute nya, maka proses selanjutnya adalah *global pheromone updating*. Pada tahap ini terjadi penguapan sejumlah pheromone pada setiap cabang, kemudian tiap-tiap semut akan menambahkan sejumlah pheromone pada cabang yang dilaluinya dengan jumlah yang berbanding terbalik dengan jarak yang ditempuh.

Persamaan *state transition rule* yang digunakan dalam *ant system* untuk memilih node berikutnya adalah :

$$P_k(r,s) = \begin{cases} \frac{[\tau(r,s)][\eta(r,s)]^\beta}{\sum_{u \in J_k(r)} [\tau(r,u)][\eta(r,u)]^\beta} & \text{Jika } s \in J_k(r) \\ 0 & \text{Lainnya} \end{cases} \quad (3.9)$$

$P_k(r,s)$  merupakan probabilitas semut  $k$  yang berada di node  $r$  memilih node  $s$  untuk tujuan selanjutnya. Sedangkan  $\tau(r,s)$  adalah pheromone yang terdapat pada arc  $(r,s)$ ,  $J_k(r)$  merupakan himpunan node yang belum dikunjungi oleh semut  $k$  yang berada pada node  $r$  dan  $\beta$  adalah parameter yang menentukan besarnya pengaruh jarak terhadap jumlah pheromone. Untuk *visibility measure*,  $\eta(r,s)$ , dapat dihitung dengan persamaan :

$$\eta(r,s) = \frac{1}{\delta(r,s)} \text{ , dengan } \delta(r,s) \text{ merupakan biaya pada } (r,s) \quad (3.10)$$

Dalam *ant system*, apabila semua semut telah menyelesaikan rute yang dibentuk maka terjadi perubahan jumlah pheromone, disebut *global pheromone updating rule*, dengan persamaan :

$$\tau(r,s) \leftarrow (1 - \alpha) \cdot \tau(r,s) + \alpha \cdot \sum_{k=1}^m \Delta\tau_k(r,s) ; 0 < \alpha < 1 \quad (3.11)$$

$$\text{dengan } \Delta\tau(r,s) = \begin{cases} \frac{1}{L_k} \text{ jika } (r,s) \in \text{rute yang dilalui semut } k \\ 0, \text{ sebaliknya} \end{cases} \quad (3.12)$$

Pada persamaan diatas, parameter  $\alpha$  disebut *global pheromone decay*,  $L_k$  merupakan panjang dari tour yang dilakukan oleh semut  $k$  dan  $m$  adalah jumlah

semut. Perubahan pheromone diatas bertujuan untuk memberikan jumlah pheromone yang lebih besar pada tour yang lebih pendek.

Algoritma koloni semut, yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan traveling salesman pada penelitian ini, merupakan algoritma yang berdasarkan algoritma ant system dengan meningkatkan efisiensi pencarian rute yang dilalui. Konsep dasar dari algoritma koloni semut adalah dengan menggunakan sekumpulan semut yang bertujuan mencari lintasan terpendek secara paralel.

Perbedaan utama algoritma algoritma koloni semut dengan algoritma ant system adalah : (i) persamaan state transition rule yang digunakan memberikan dua kemungkinan dalam memilih node selanjutnya yaitu mengeksplorasi cabang yang telah dilalui oleh semut lain atau mengeksplorasi cabang baru, (ii) global updating rule hanya diterapkan pada cabang yang menjadi elemen dari tour yang terpendek, dan (iii) terdapat local pheromone updating rule yang dilakukan setiap kali seekor semut mengunjungi suatu node.

Secara garis besar, algoritma koloni semut dapat diterangkan sebagai berikut : terdapat  $m$  ekor semut yang berada pada  $n$  node secara acak. Setiap ekor semut akan membentuk tour berdasarkan state transition rule. Ketika membentuk suatu tour, setiap semut akan mengubah besarnya pheromone pada cabang yang dilaluinya berdasarkan local updating rule. Apabila semua semut telah selesai membentuk suatu tour, jumlah pheromone pada setiap cabang akan mengalami perubahan sesuai dengan global updating rule. Seperti halnya ant system, setiap semut, dalam membentuk tour, akan dibimbing dengan fungsi heuristic,  $\eta(r,s)$ , dan informasi pheromone,  $\tau(r,s)$ .

State transition rule yang digunakan dalam pemilihan node selanjutnya dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$Sk(r, s) = \begin{cases} \arg \max_{U \in J_k(r)} \{ \tau(r, u) [\eta(r, u)]^\beta \} & \text{Jika } q \leq q_0 \text{ (exploitation)} \\ P & \text{Lainnya (exploration)} \end{cases} \quad (3.13)$$

Dimana  $\tau(r,s)$  adalah pheromone pada arc  $(r,s)$ ,  $\eta(r,s)$  adalah invers dari jarak pada arc  $(r,s)$ ,  $J_k(r)$  merupakan himpunan node yang belum dikunjungi oleh semut ke- $k$  yang berada pada node  $r$ , dan  $\beta$  adalah sebuah parameter yang menentukan hubungan antara pheromone dan biaya ( $\beta > 0$ ). Sedangkan  $q$  merupakan variabel random antara 0 dan 1,  $q_0$  parameter yang menentukan tingkat eksploitasi dan eksplorasi ( $0 \leq q_0 \leq 1$ ) dan  $P$  adalah variabel acak yang digunakan untuk menentukan besarnya probabilitas. Setelah semua semut telah melalui setiap node maka besarnya jumlah pheromone akan berubah berdasarkan persamaan global updating rule berikut:

$$\tau(r, s) \leftarrow (1 - \alpha) \cdot \tau(r, s) + \alpha \cdot \Delta\tau(r, s); 0 < \alpha < 1 \quad (3.14)$$

$$\Delta\tau(r, s) = \begin{cases} \frac{1}{Lgb} & \text{untuk } (r, s) \in \text{global-best-tour} \\ 0 & \text{lainnya} \end{cases} \quad (3.15)$$

Dimana  $Lgb$  adalah panjang dari tour terbaik (terpendek) yang dihasilkan oleh sekumpulan semut tersebut.



Setiap kali membentuk tour dari permasalahan TSP, semut-semut tersebut akan melewati arc yang ada dan merubah besarnya pheromone dengan persamaan

$$\tau(r,s) \leftarrow (1-\rho) \cdot \tau(r,s) + \rho \cdot \Delta\tau(r,s); 0 < \rho < 1 \quad (3.16)$$

dengan :  $\Delta\tau(r,s) = \tau_0$

$\tau_0 = (n \cdot L_{NN})^{-1}$ ,  $L_{NN}$  merupakan panjang tour yang dihasilkan dari algoritma tetangga terdekat.

Dalam algoritma koloni semut persamaan diatas disebut local updating rule. Dari penjelasan diatas maka dapat disusun algoritma koloni semut

### 3.3 Penerapan KWAD Pada Rekonfigurasi Jaringan

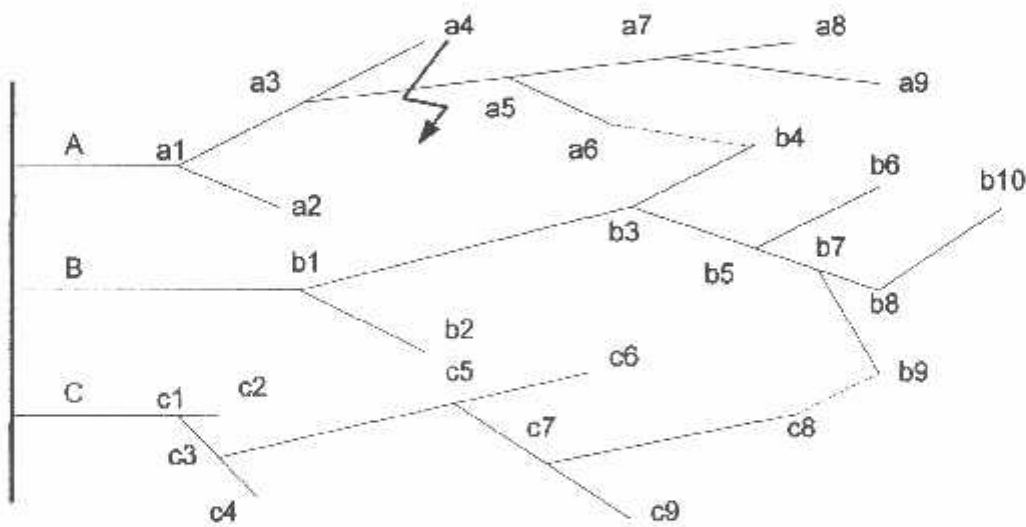
Seperti telah disinggung sebelumnya bahwa pada kebanyakan sistem distribusi dalam penyaluran tenaga listrik umumnya dioperasikan secara radial.

Namun demikian, sistem radial tersebut dioperasikan dengan beberapa “*improvisasi*”. Biasanya terdapat beberapa *tie switch* yang tersedia untuk saling interkoneksi bagi beberapa bus beban (*load bus*) baik dalam satu *feeder* maupun berlainan *feeder*.

Kondisi improvisasi tersebut sangat diperlukan demi memenuhi persyaratan sebagai sistem yang cukup baik, terutama yaitu kontinuitas pelayanan. Hal ini dapat dijelaskan dengan melihat gambar 3-4. Tanda (---) menunjukkan bahwa pada saluran itu terdapat switch (*Normally Open Switch*). Dari gambar dapat dilihat bahwa NO switch terdapat antara bus a6 pada *feeder* A dengan bus a4 pada *Feeder* B. Jika pada saat gangguan terjadi sehingga bus a3 dan a5 *open* maka

*NO switch* a6-b4 dapat ditutup ( *close* ) sehingga dengan demikian bus-bus pada *feeder A* yang mengalami pemadaman total dapat diatasi. Hal yang sama juga dapat dilaksanakan antara *feeder B* dengan *feeder C* dengan *NO switch* b9-c8.

Pada kenyataan di lapangan, lokasi dari bus-bus itu sendiri mempunyai lokasi yang tidak sama sehingga akan menggunakan konduktor yang panjangnya tidak sama. Kondisi ini tentunya akan membutuhkan resistensi saluran yang berbeda-beda.



Gambar 3-4

Contoh kondisi gangguan pada sistem distribusi radial

Rekonfigurasi jaringan adalah proses mengatur konfigurasi awal dari jaringan ( *initial reconfigure* ) menjadi suatu konfigurasi optimum akhir ( *optimal reconfigure* ), sehingga dari konfigurasi yang terakhir ini diperoleh kerugian daya dan jatuh tegangan pada sistem yang paling kecil ( *Loss Minimum* )

). Meskipun jaringan distribusi dioperasikan menggunakan sistem radial, namun besarnya sistem tersebut dikombinasikan kedalam beberapa tipe. Salah satu tipe yang digunakan adalah model jaringan distribusi radial dengan kombinasi *Normally Open switch* dan *Normally Closed switch*.

Rekonfigurasi jaringan distribusi dapat dilakukan dengan mengatur kondisi dari *switch – switch* ini dalam keadaan *on* atau *off*. *Switch* yang terdapat dalam jaringan distribusi terdapat dua macam :



**Gambar 3-5**  
**Diagram skematik Tipe (a) NC dan (b) NO Switch**

Jadi rekonfigurasi jaringan dalam sistem distribusi tenaga listrik adalah proses mengganti struktur topologi dari jaringan dengan mengubah status *open / closed* dari *NO / NC switch* sehingga dari proses ini bisa didapatkan aliran daya yang optimal pada sistem distribusi yang menyebabkan kerugian daya dan jatuh tegangan (*Loss Minimum*).

## BAB IV

### SIMULASI DAN ANALISA SISTEM

#### 4.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik 20 kV G.I. Bangil pada Trafo I

Sistem pendistribusian pada G.I. Bangil menggunakan sistem distribusi tipe radial yang melayani beberapa penyulang, diantaranya adalah penyulang Raci,PIER A,PIER B,Siyar (*single line diagram* dan data – data penyulang dapat dilihat pada lampiran), yang menggunakan tegangan dasar 20 kV dan daya dasar 30 MVA.

Untuk menyelesaikan perhitungan aliran daya terlebih dahulu kita harus menentukan *single line diagram* sesuai dengan langkah – langkah yang dapat dilihat pada sub bab 4.1.1 di bawah ini.

##### 4.1.1. Menentukan *Single Line Diagram* menggunakan *Software ETAP 7.0.4*

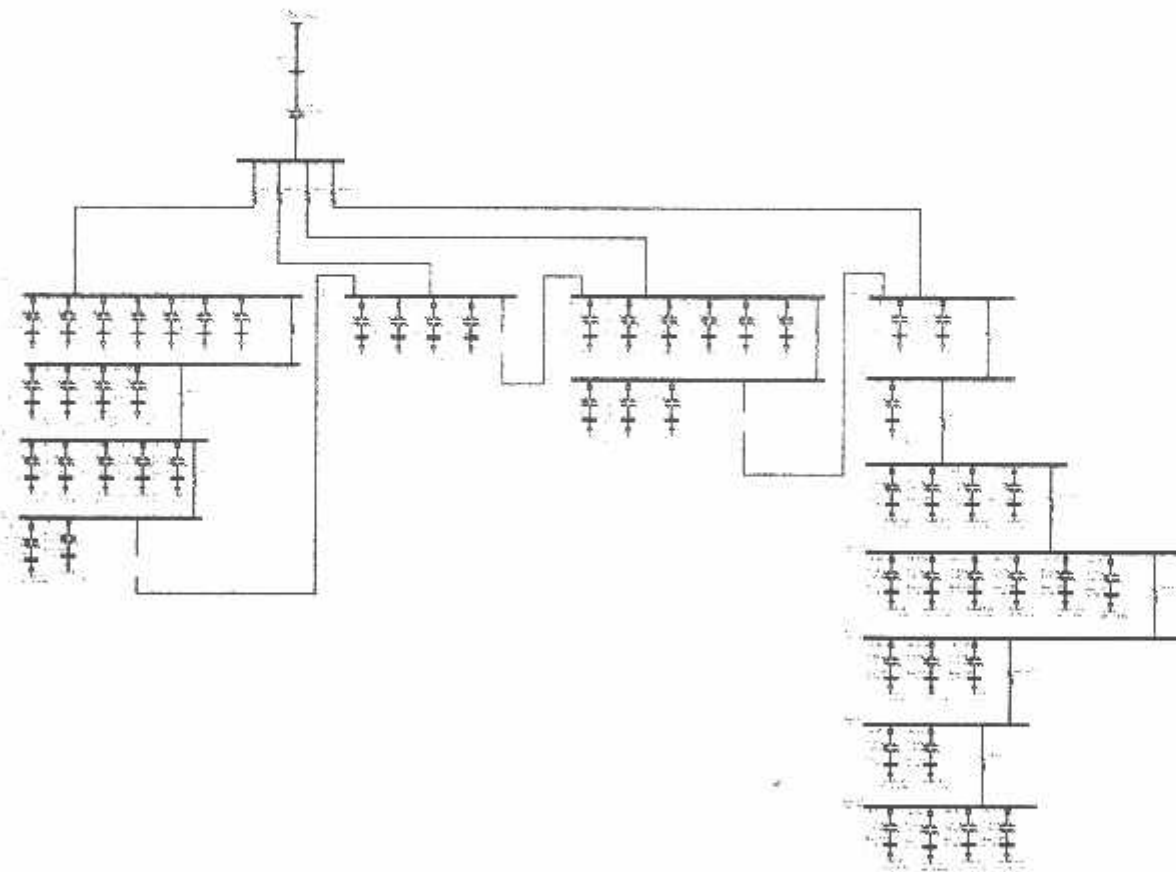
Perhitungan posisi *switch open* atau *close* diawali dengan melakukan studi aliran daya dengan menggunakan *Newton Raphson*. Studi aliran daya dilakukan untuk mengetahui harga tegangan dan sudut fasa tiap-tiap bus, arus yang mengalir pada saluran dan aliran daya tiap saluran. Sebelum menghitung aliran daya maka baiknya diketahui langkah-langkah dalam penghitungannya. Penghitungan aliran daya dilakukan dengan menggunakan software Etap 7.0.4. Dalam pemasukan data-data di *software* Etap 7.0.4 hendaklah diketahui terlebih dahulu bagaimana penggambaran *single line* sebenarnya dengan data dari PT.PLN Persero UPJ Bangil (seperti pada lampiran A).

Pertama, kita harus menentukan berapa jumlah bus pada tiap – tiap penyulang yang ada. Untuk menentukan jumlah *bus*, kita lihat dari banyaknya jumlah trafo – trafo beban yang dipisahkan oleh LBS (*Load Breaker Switch*). Setiap jumlah trafo yang

dipisahkan oleh LBS disebut dengan bus beban. Misalkan pada penyulang Raci, bus 2 terdiri dari 7 buah trafo beban yang dipisahkan oleh sebuah LBS, bus 3 terdiri dari 4 buah trafo beban yang dipisahkan oleh sebuah LBS, dan seterusnya

. Setelah itu, kita lihat sambungan *switch* antar penyulang yang ada pada tiap – tiap *single line diagram*. *Switch normally open* pada *single line diagram* dinyatakan dengan nama LBS Manuver. Misalkan pada bus 5 penyulang Raci terdapat sebuah LBS Manuver yang terhubung pada bus 6 penyulang PIER A, dan seterusnya.

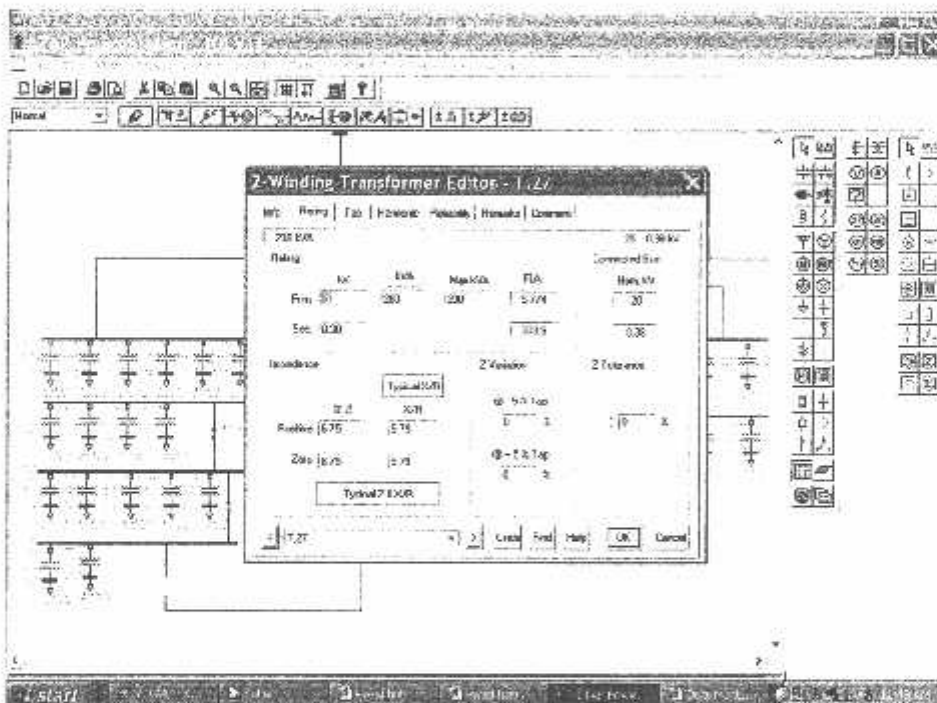
Untuk lebih jelasnya, *single line diagram* dalam bentuk ETAP 7.0.4 dapat dilihat pada gambar 4-1 di bawah ini.



**Gambar 4-1**  
**Gambar Single Line Dengan Software Etap 7.0.4**

Gambar 4-1 menunjukkan tampilan gambar *single line* diagram pada gardu induk Bangil yang digambar dalam bentuk software ETAP 7.0.4. Gambar ini dibuat berdasarkan data dari PT. PLN Persero cabang Bangil – Pasuruan.

Kemudian dilanjutkan dengan mengisi data pada tiap trafo beban (data dapat dilihat pada lampiran A). Data yang digunakan adalah data kapasitas trafo (kVA) dan data pembebanan (kVA) pada setiap trafo. Pengisian inputan data kapasitas trafo dapat dilihat pada gambar 4-2 .

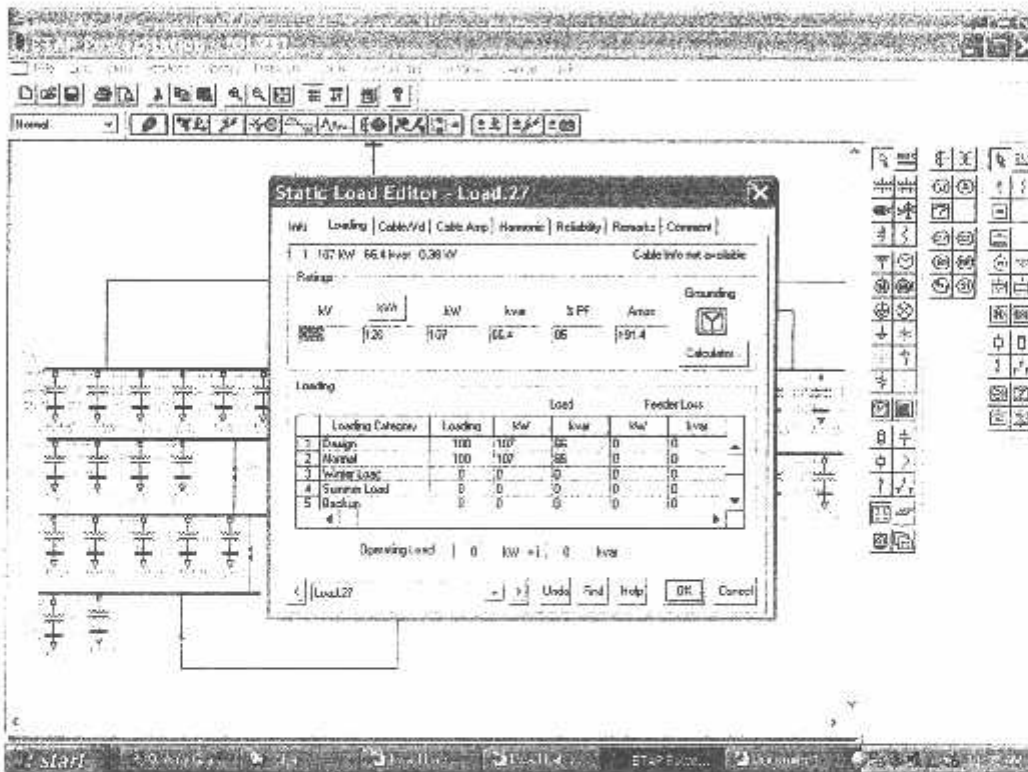


**Gambar 4-2**  
**Tampilan Pengisian Inputan Data Kapasitas Trafo Pada Software ETAP 7.0.4**

Setelah selesai menginputkan data – data trafo beban per masing – masing penyulang mulai dari penyulang yang pertama yaitu penyulang Raci sampai dengan penyulang yang terakhir yaitu penyulang Siyar. Maka tahap selanjutnya yaitu

memasukkan data - data masing - masing beban yang diserap dari trafo beban.Sama dengan langkah - langkah yang awal yaitu data - data beban(data beban dari PT PLN Persero dapat dilihat pada lampiran A) dimasukkan atau diinputkan per masing - masing beban pada tiap - tiap bus dan per masing - masing penyulang.

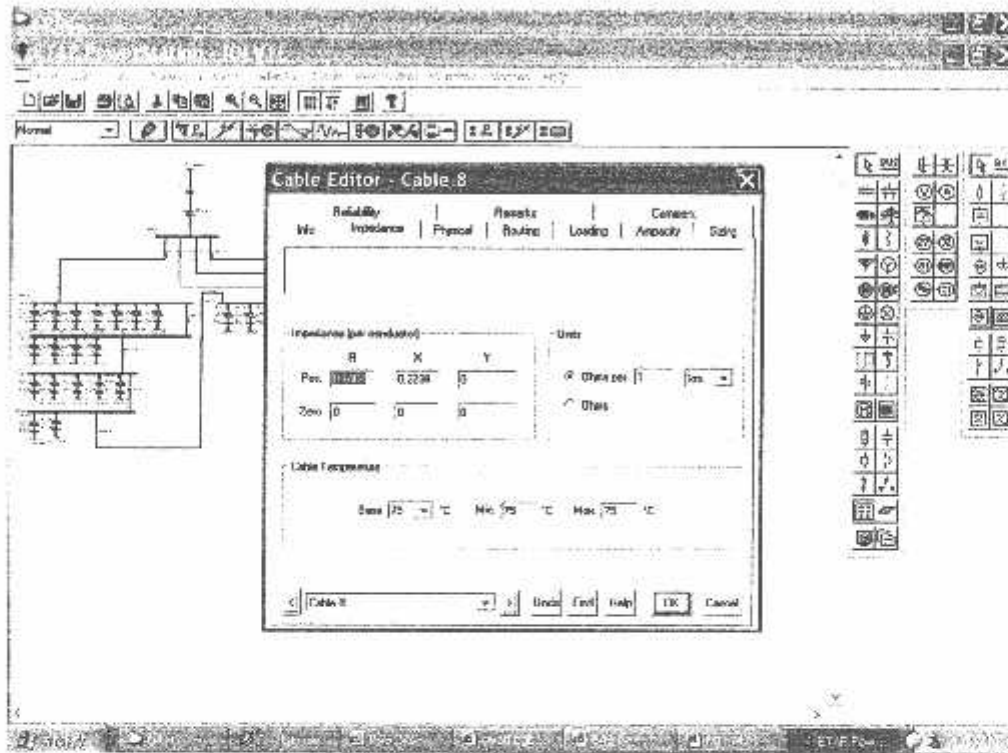
Untuk lebih jelas dengan tampilan inputan atau masukkan data beban pada software ETAP 7.0.4 dapat dilihat pada gambar 4-3



**Gambar 4-3**  
**Tampilan Pengisian Inputan Data Beban Tiap Trafo Pada Software ETAP 7.0.4**

Langkah selanjutnya setelah pengisian data beban telah dilakukan yaitu memasukkan atau menginputkan data - data salurannya(data dari PT.PLN Persero dapat dilihat pada lampiran A).Dimana data saluran diinputkan mulai dari saluran yang menghubungkan antara trafo gardu induk ke bus penyulang Raci.Dan setelah itu dari

penyulang Raci tersebut, saluran dari bus 2 ke bus 3 .Begitu juga sampai dengan bus yang terakhir.Untuk lebih jelas dengan tampilan inputan data saluran dapat dilihat pada gambar 4-4



**Gambar 4-4**  
**Pengisian Data Masing – Masing Saluran Dengan *Software* ETAP 7.0.4**

Pengisian data – data, dimaksudkan untuk mengetahui nilai pembebanan P (MW) dan Q (MVar) pada tiap – tiap trafo beban yang ada. Seperti ditunjukkan pada tampilan dibawah ini.



Project:	ETAP Power Station				Page:	3
Location:	A.C.C				Date:	03-09-2019
Contract:					SN:	ELGCONSULT
Engineer:	Sedy Uno, L2				Revision:	Base
Filename:	2019				Config:	Normal

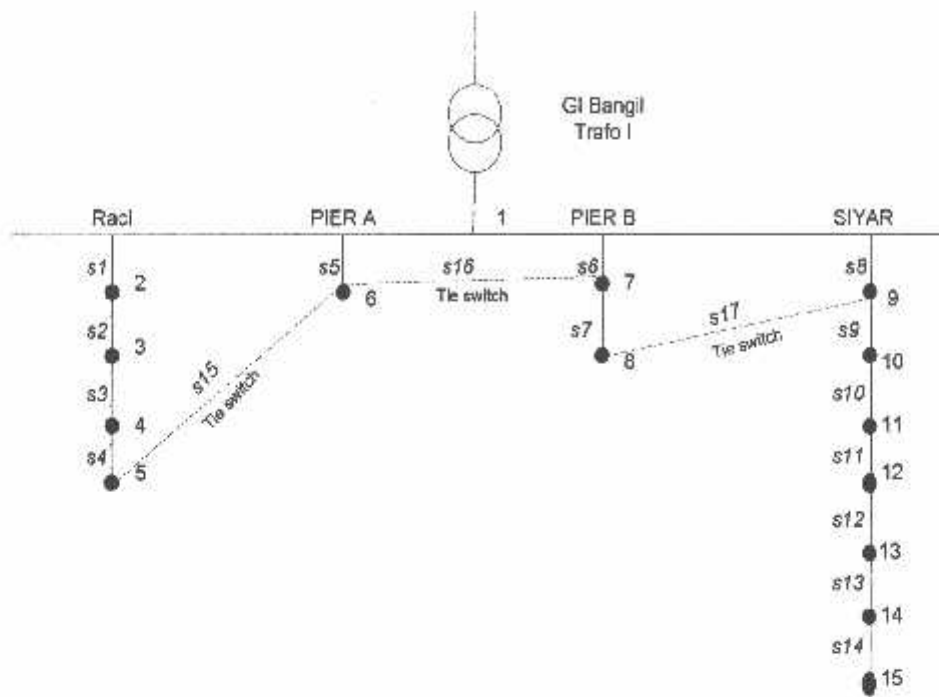
ID	Bus		Initial Voltage			Generator		Motor Load		Static Load		MVA Limits	
	Type	V	V <sub>Min</sub>	V <sub>Max</sub>	Angle	MVA	MVar	MVA	MVar	MVA	MVar	MVA	MVar
Bus001	Load	0.480	100.0	0.0						0.021	0.014		
Bus004	Load	0.480	100.0	0.0						0.096	0.090		
Bus042	Load	0.480	100.0	0.0						0.042	0.038		
Bus046	Load	0.480	100.0	0.0						0.047	0.043		
Bus047	Load	0.480	100.0	0.0						0.048	0.044		
Bus051	Load	0.480	100.0	0.0						0.041	0.044		
Bus052	Load	0.580	100.0	0.0						0.071	0.042		
Bus054	Load	0.580	100.0	0.0						0.058	0.052		
Bus055	Load	0.580	100.0	0.0						0.073	0.045		
Bus062	Load	0.580	100.0	0.0						0.069	0.057		
Bus063	Load	0.580	100.0	0.0						0.069	0.051		
Bus072	Load	0.580	100.0	0.0						0.058	0.058		

**Tampilan Hasil Perhitungan Aliran Daya Untuk Nilai P dan Q  
Pada Tiap – Tiap Trafo Beban Pada *Software* ETAP 7.0.4**

Gambar di atas merupakan tampilan hasil perhitungan untuk nilai P dan Q pada tiap – tiap trafo beban yang ada. (data – data tiap trafo selengkapnya dapat dilihat pada lampiran B).

**4.1.2. *Single Line Diagram* G.I. Bangil**

Setelah menentukan *single line diagram* dengan menggunakan *software* ETAP 7.0.4, maka dapat kita ketahui bentuk dari sistem pendistribusian pada G. I. Bangil seperti pada gambar 4-5 di bawah ini.



- Ket : ● = Node bus tiap seksi  
 S = Saluran (tiap-tiap saluran terdapat switch),  
 --- = pada saluran tersebut terdapat tie switch

Gambar 4-5

**Konfigurasi Jaringan Radial Dari Single Line Diagram G.I Bangil Sebelum Rekonfigurasi**

Gambar di atas merupakan konfigurasi radial dari *single line diagram* GI Bangil, dimana daya dasar dari trafo adalah sebesar 30 MVA Trafo ini melayani beberapa penyulang diantaranya adalah penyulang Raci, penyulang PIER A, penyulang PIER B, penyulang Siyar dengan tegangan dasar 20 kV. Penyulang Raci terdiri atas 4 bus beban dengan 4 switch normally closed dan 1 switch normally open (switch 15) yang terhubung dengan bus ke 6 pada penyulang PIER A. Penyulang PIER A terdiri atas 1 bus beban

dengan 1 *switch normally closed* dan 1 *switch normally open (switch 16)* yang terhubung dengan bus 7 pada penyulang PIER B. Penyulang PIER B terdiri atas 2 bus beban dengan 2 *switch normally closed* dan 1 *switch normally open (switch 17)* yang terhubung dengan bus ke 9 pada penyulang Siyar. Penyulang Siyar terdiri atas 7 bus beban dengan 8 *switch normally closed*.

## 4.2. Inputan Data

Sistem pendistribusian pada G.I. Bangil menggunakan tegangan dasar 20 kV dan daya dasar 30 MVA. Sehingga dapat ditetapkan :

- P dasar : 20 kV
- V dasar : 30 MVA

### 4.2.1 Data Pembebanan

Data yang digunakan sebagai inputan pembebanan adalah data pembebanan dari setiap bus yang ada pada masing – masing penyulang. Untuk mendapatkan nilai pembebanan pada tiap bus, maka kita harus menjumlahkan nilai pembebanan dari trafo – trafo beban yang ada pada setiap bus. Contoh :

Data pada bus 3 :

T.27 = 126 kVA ; T.163 = 126 kVA ; T.67 = 99,1 kVA;T.08 = 108 kVA; T.116 = 165 ;

T.16 = 126 kVA;T.72 = 118 kVA

$$P = [V][I] \cos \varphi^{2.4.1}$$

- $P = (126 + 126 + 99,1 + 108 + 165 + 126 + 118) \times 0.85 = 737,885 \text{ kW} = 0.74 \text{ MW.}$
- $\varphi = \cos^{-1} 0.85 = 31.778 ; \sin \varphi = \sin 31.778 = 0.53$

- $Q = [V][I] \sin \varphi$  <sup>[2.1.2]</sup>

$$Q = (126 + 126 + 99,1 + 108 + 165 + 126 + 118) \times 0,53 = 460,093 \text{ kVar} = 0,46$$

MVar.

\*(Data Selengkapnya dapat dilihat pada lampiran B).

Selanjutnya, data pembebanan pada tiap- tiap bus dapat dilihat pada tabel 4-6 di bawah ini.

**Tabel 4-1**  
**Hasil Pembebanan GI Bangil Trafo I**

Bus pangkal	P Bus ujung (MW)	Q Bus ujung (MVar)
1	-	-
2	-	-
3	0.74	0.46
4	0.34	0.21
5	0.46	0.28
6	0.15	0.09
7	0.22	0.13
8	0.42	0.26
9	0.17	0.11
10	0.15	0.09
11	0.07	0.04
12	0.14	0.09
13	0.28	0.17
14	0.20	0.12
15	0.11	0.07
16	0.19	0.11

#### 4.2.2 Data Saluran

Berikut ini adalah data saluran antar bus pada jaringan distribusi G.I. Bangil.

**Tabel 4-2**  
**Data Saluran**

fbus	rbus	r	x	Jarak (km)
1	2	0.415	0.612	1.765
2	3	1.2142	1.8560	5.616
2	7	0.2986	0.4564	1.381
2	8	0.5349	0.8177	2.474
2	10	0.3853	0.5890	1.782
3	4	0.8832	1.3501	4.085
4	5	1.0896	1.6657	5.04
5	6	0.8425	1.2880	2.097
6	7	0.1464	0.2238	0.677
7	8	0.3628	0.5546	1.678
8	9	1.0138	1.5497	4.689
9	10	0.2581	0.3946	1.194
10	11	0.2197	0.3358	1.016
11	12	0.3226	0.4931	1.492
12	13	0.3349	0.5119	1.549
13	14	0.7444	1.1379	3.443
14	15	0.0283	0.0433	0.131
15	16	0.2558	0.3910	1.183

Pada tabel di atas terlihat bahwa inputan data saluran yang mana jaringan distribusi G.I. Bangil Trafo 1 dengan impedansi saluran diberikan contoh pada bus 2 ke 3 sebagai berikut:

Jarak antara bus dari 2 ke 3 dengan panjang = 5.616km

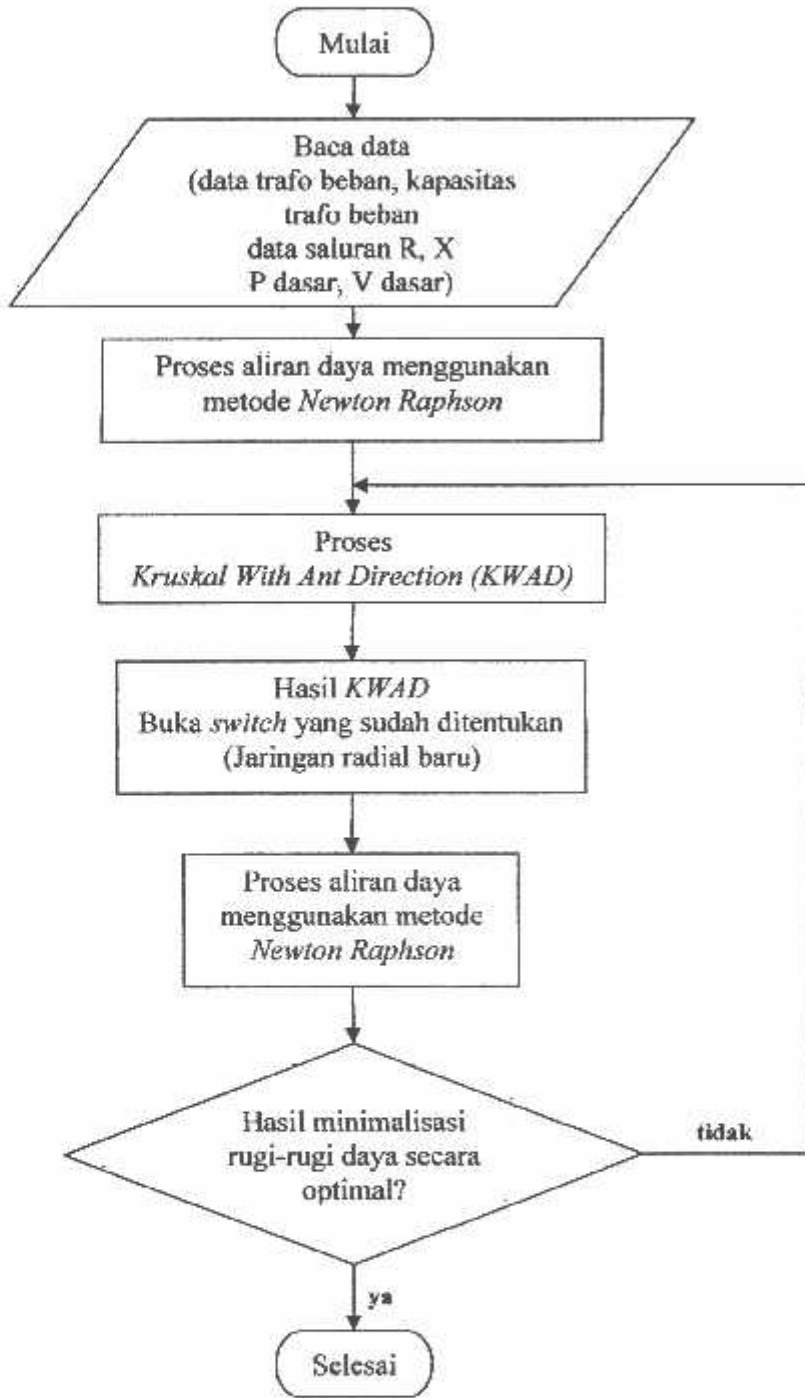
- $R = 5.616 \text{ km} \times R \text{ saluran} = 5.616 \times 1.2142 = 6.81 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $X = 5.616 \text{ km} \times X \text{ saluran} = 5.616 \times 1.8560 = 10.4 \text{ } \Omega/\text{km}$

Dengan cara yang sama seperti pada contoh diatas untuk saluran yang lainnya maka diperoleh hasil seperti pada tabel 4-3.

**Tabel 4-3**  
**Hasil Perhitungan Saluran GI Bangil**

Bus Pangkal	Bus Ujung	Jarak	R ( $\Omega/\text{km}$ )	X ( $\Omega/\text{km}$ )
1	2	5,616	6,81	10,4
1	6	1,381	0,41	0,63
1	7	2,474	1,32	2,02
1	9	1,782	0,68	1,04
2	3	4,085	3,6	5,51
3	4	5,04	5,49	8,3
4	5	2,097	1,76	2,7
5	6	0,677	0,09	0,15
6	7	1,678	0,608	0,93
7	8	4,689	4,75	7,26
8	9	1,194	0,308	0,47
9	10	1,016	0,223	0,341
10	11	1,492	0,48	0,73
11	12	1,549	0,518	0,79
12	13	3,443	2,56	3,91
13	14	0,131	0,003	0,005
14	15	1,183	0,302	0,46

• **Flowchart Penyelesaian Masalah**



**Gambar 4-6**  
**Flowchart Penyelesaian Masalah**

- **Algoritma *Flowchart* Penyelesaian Masalah**

1. Mulai.
2. Memasukkan inputan data (data beban P,Q, data saluran R,X, P dasar dan V dasar).
3. Memulai proses aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson*.
4. Setelah dilakukan proses aliran daya, kemudian dilanjutkan dengan proses *Kruskal With Ant Direction*.
5. Dari hasil proses *Kruskal With Ant Direction* dihasilkan konfigurasi jaringan radial yang baru dimana akan diketahui *switch – switch* mana yang akan terbuka atau tertutup.
6. Dilakukan lagi proses aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson*.
7. Periksa hasil minimalisasi rugi - rugi daya. Apakah terjadi minimalisasi?
8. Jika TIDAK, kembali ke langkah 4 (empat).
9. Jika YA, proses selesai.
10. Selesai.



### 4.3. Analisa menggunakan Matlab 7.1

Analisa diawali dengan memasukkan data – data yang ada kemudian dilanjutkan dengan proses aliran daya dengan metode *Newton Raphson* untuk mengetahui tegangan dan sudut fasa tiap *bus* sebelum rekonfigurasi. Kemudian dilanjutkan dengan proses *Kruskal With Ant Direction*. Dari hasil proses *Kruskal With Ant Direction* dihasilkan konfigurasi jaringan radial yang baru dimana akan diketahui *switch – switch* mana yang akan terbuka atau tertutup.

#### 4.3.1. Inputan Data Pembebanan

Dengan menggunakan data pada tabel 4-1 maka tampilan inputan data pembebanan dapat dilihat pada tampilan di bawah ini.

Bus #	Load	
	P (MW)	Q (MVar)
1	-	-
2	-	-
3	0.74	0.46
4	0.34	0.21
5	0.46	0.28
6	0.15	0.09
7	0.22	0.13
8	0.42	0.26
9	0.17	0.11
10	0.15	0.09
11	0.07	0.04
12	0.14	0.09
13	0.28	0.17
14	0.20	0.12
15	0.11	0.07
16	0.19	0.11

#### Tampilan Inputan Data Pembebanan

Pada tampilan inputan data pembebanan antar *bus* pada jaringan distribusi GI Bangil Trafo I dengan nilai beban dari *bus* 3 sampai bus 16 pada *software* MATLAB 7.1.

### 4.3.2. Inputan Data Saluran

Dengan menggunakan data pada tabel 4-3 maka tampilan inputan data pembebanan dapat dilihat pada tampilan di bawah ini.

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	jarak
1	2	4.1500	6.1200	0	0	0	0	0	0	1	1,765;
2	3	0.3701	0.5658	0	0	0	0	0	0	0	1,84205;
2	7	0.0910	0.1391	0	0	0	0	0	0	0	4,5297;
2	8	0.1630	0.2493	0	0	0	0	0	0	0	8,1147;
2	10	0.1175	0.1795	0	0	0	0	0	0	0	5,845;
3	4	0.2693	0.4116	0	0	0	0	0	0	0	1,3398;
4	5	0.3322	0.5078	0	0	0	0	0	0	0	1,65312;
5	6	0.2569	0.3926	0	0	0	0	0	0	0	1,27822;
6	7	0.0446	0.0682	0	0	0	0	0	0	0	2,2206;
7	8	0.1106	0.1690	0	0	0	0	0	0	0	5,5038;
8	9	0.3091	0.4724	0	0	0	0	0	0	0	1,5379;
9	10	0.0786	0.1203	0	0	0	0	0	0	0	3,9163;
10	11	0.0670	0.1024	0	0	0	0	0	0	0	3,3325;
11	12	0.0984	0.1503	0	0	0	0	0	0	0	4,8938;
12	13	0.1021	0.1560	0	0	0	0	0	0	0	5,0807;
13	14	0.2270	0.3469	0	0	0	0	0	0	0	1,1293;
14	15	0.0086	0.0132	0	0	0	0	0	0	0	4,297;
15	16	0.0780	0.1192	0	0	0	0	0	0	0	3,880;

### Tampilan Inputan Data Saluran

Tampilan di atas merupakan tampilan inputan data saluran pada *software* MATLAB 7.1.

### 4.4. Analisa Aliran Daya Menggunakan Metode *Newton Raphson*

Analisa aliran daya menggunakan metode *Newton Raphson* dilakukan untuk mengetahui nilai tegangan pada tiap *bus*, sudut fasa pada tiap *bus* dan rugi – rugi daya antar saluran yang terjadi sebelum dilakukan rekonfigurasi.

#### 4.4.1. Aliran Daya Menggunakan Metode *Newton Raphson* Untuk Hasil Tegangan dan Sudut Fasa tiap *Bus* Sebelum Rekonfigurasi

Setelah dilakukan analisa aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson* maka diperoleh besarnya tegangan dan sudut fasa pada tiap-tiap *bus*. Berikut ini adalah tampilan hasil untuk mengetahui tegangan dan sudut fasa tiap *bus* sebelum rekonfigurasi.

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	3.78	3.47	-	-
2	0.989	-0.368	-	-	-	-
3	0.927	-1.916	-	-	0.79	0.96
4	0.908	-2.444	-	-	0.34	0.21
5	0.889	-2.905	-	-	0.46	0.28
6	0.887	-3.067	-	-	0.15	0.09
7	0.988	-0.330	-	-	0.23	0.13
8	0.985	-0.379	-	-	0.42	0.26
9	0.991	-0.382	-	-	0.17	0.11
10	0.985	-0.372	-	-	0.15	0.09
11	0.991	-0.401	-	-	0.07	0.04
12	0.982	-0.460	-	-	0.14	0.09
13	0.980	-0.515	-	-	0.09	0.07
14	0.973	-0.689	-	-	0.10	0.08
15	0.972	-0.689	-	-	0.13	0.07
16	0.975	-0.697	-	-	0.10	0.04

Gambar 4-7

#### Tampilan Hasil untuk Mengetahui Tegangan dan Sudut Fasa tiap Bus Sebelum Rekonfigurasi Dengan *Software Matlab 7.1*

Pada gambar 4-7 terlihat tampilan hasil dari tegangan dan sudut fasa tiap *bus*, sebelum rekonfigurasi hasil dari perhitungan aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson*. Untuk lebih jelasnya, nilai tegangan dan sudut fasa tiap *bus* dapat kita lihat pada tabel 4-4 di bawah ini.

**Tabel 4-4****Tegangan Dan Sudut Fasa tiap Bus GI Bangil Sebelum Rekonfigurasi**

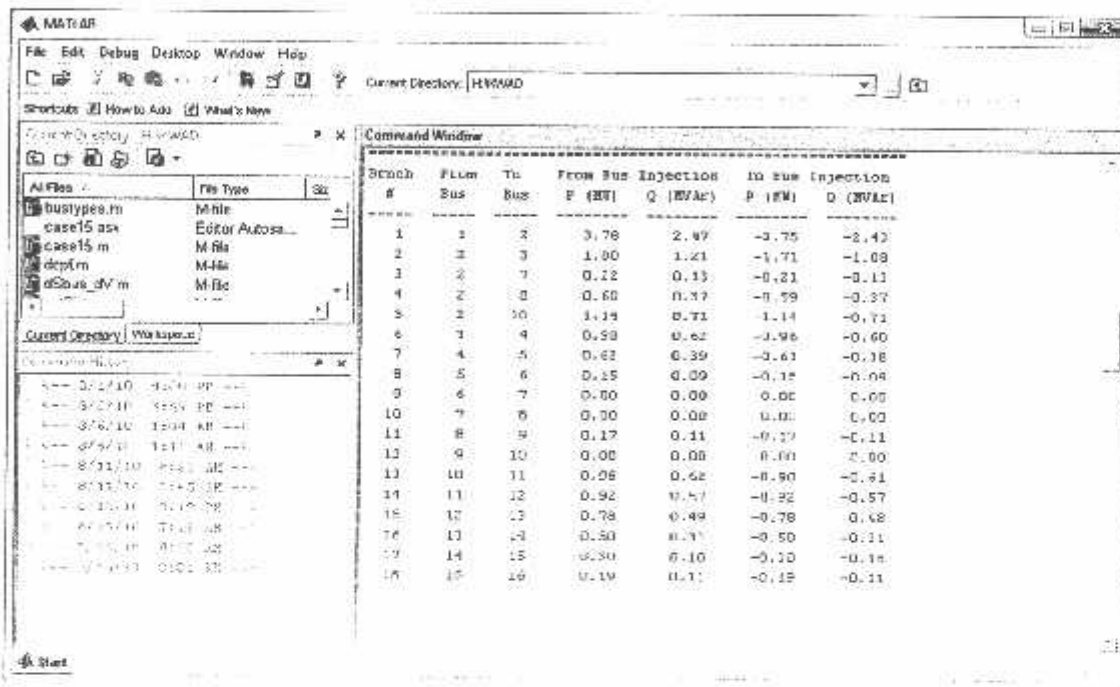
Bus	Tegangan	
	V (p.u)	Sudut (°)
1	1.000	0.000
2	0.989	-0.268
3	0.927	-1.910
4	0.908	-2.444
5	0.889	-2.985
6	0.887	-3.067
7	0.988	-0.280
8	0.985	-0.374
9	0.981	-0.482
10	0.985	-0.372
11	0.984	-0.401
12	0.982	-0.460
13	0.980	-0.515
14	0.973	-0.689
15	0.973	-0.689
16	0.973	-0.697

Pada tabel diatas merupakan hasil tegangan dan sudut fasa tiap bus sebelum rekonfigurasi, hasil dari perhitungan aliran daya menggunakan metode *Newton Raphson*

Dari hasil perhitungan ini dapat terlihat jatuh tegangan yang tidak diizinkan terdapat pada bus 3 s/d bus 5 yaitu sebesar 0.908 . Dimana tegangan yang diizinkan yaitu 0,95 p.u s/d 1,05 p.u. Pada tabel 4-8 diperlihatkan bus-bus yang terpadat jatuh tegangan

#### 4.4.2. Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Rekonfigurasi

Aliran daya antar saluran sebelum rekonfigurasi adalah sebagai berikut



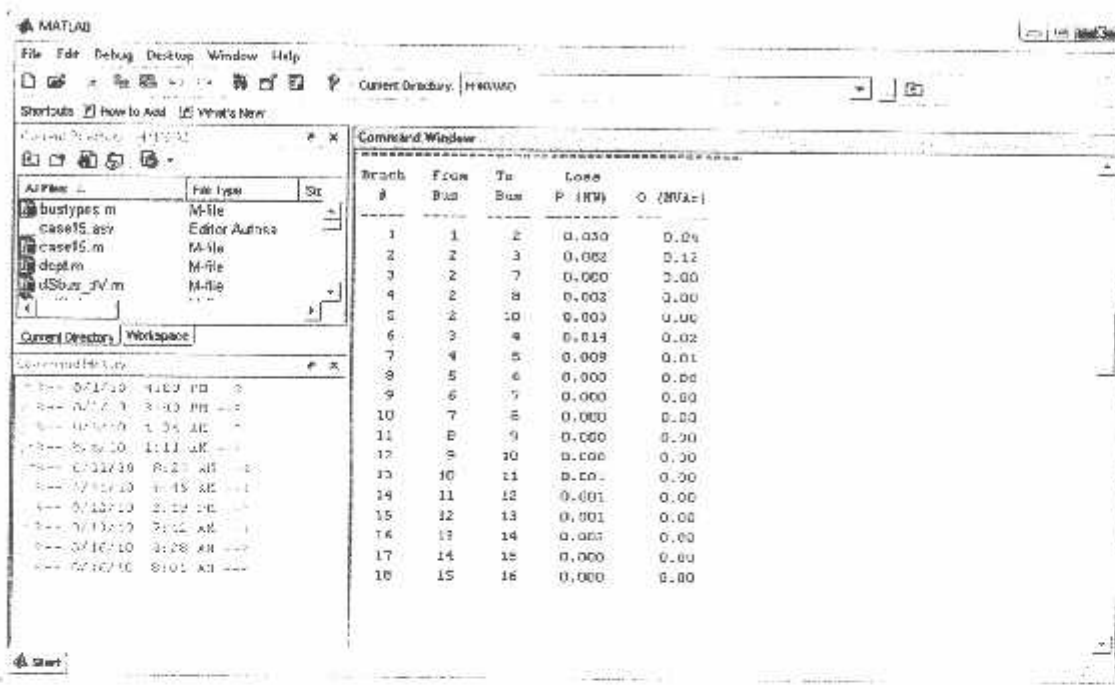
Gambar 4-8

Tampilan Hasil Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Rekonfigurasi Dengan Software Matlab 7.1

Gambar 4-8 memperlihatkan tampilan hasil aliran daya antar saluran untuk daya yang dialirkan sepanjang saluran pada G.I. Bangil.

### 4.4.3. Rugi – Rugi Daya Antar Saluran Sebelum Rekonfigurasi

Berikut adalah tampilan rugi-rugi daya antar saluran sebelum rekonfigurasi



The screenshot shows the MATLAB Command Window with a table of inter-line power loss data. The table has columns for Branch #, From Bus, To Bus, Loss P (MW), and Loss Q (MVA). The data is as follows:

Branch #	From Bus	To Bus	Loss P (MW)	Loss Q (MVA)
1	1	2	0.030	0.04
2	2	3	0.002	0.12
3	2	7	0.000	0.00
4	2	8	0.002	0.00
5	2	10	0.003	0.00
6	3	4	0.014	0.02
7	4	5	0.009	0.01
8	5	6	0.000	0.00
9	6	7	0.000	0.00
10	7	8	0.000	0.00
11	8	9	0.000	0.00
12	9	10	0.000	0.00
13	10	11	0.000	0.00
14	11	12	0.001	0.00
15	12	13	0.001	0.00
16	13	14	0.001	0.00
17	14	15	0.000	0.00
18	15	16	0.000	0.00

Gambar 4-9

Tampilan Hasil Rugi-Rugi Daya Antar Saluran Sebelum Rekonfigurasi Dengan Software Matlab 7.1

Pada gambar 4-9 memperlihatkan hasil rugi-rugi daya antar saluran sebelum adanya rekonfigurasi jaringan. Selanjutnya tabel 4-5 merupakan tabel rugi-rugi daya antar saluran.

**Tabel 4-5**  
**Rugi – Rugi Daya Antar Saluran**

Bus Pangkal	Bus Ujung	Rugi – Rugi Daya	
		P (MV)	Q (Mvar)
1	2	0.030	0.04
2	3	0.082	0.12
2	7	0.000	0.00
2	8	0.002	0.00
2	10	0.003	0.00
3	4	0.014	0.02
4	5	0.009	0.01
5	6	0.000	0.00
6	7	0.000	0.00
7	8	0.000	0.00
8	9	0.000	0.00
9	10	0.000	0.00
10	11	0.001	0.00
11	12	0.001	0.01
12	13	0.001	0.00
14	15	0.002	0.00
15	16	0.000	0.00
<b>Total</b>		<b>0.146</b>	<b>0.22</b>

Dari tabel 4-5 terlihat nilai rugi – rugi daya antar saluran, dimana total rugi – ruginya adalah  $P = 0.146$  MW dan  $Q = 0.22$  MVar.

#### **4.5. Analisis Konfigurasi Jaringan dengan Menggunakan Metode *Kruskal With Ant Direction (KWAD)***

Metode merupakan penggabungan antara metode fungsi jarak minimum kruskal dengan metode heuristic ant direction.

##### **4.5.1 Pohon Rentang Minimum Kruskal**

Merupakan pencarian total cabang terminimum dari sekian cabang. Metode ini dimulai dengan suatu graf yang kosong sama sekali, untuk mencari pohon rentang minimum T dari graf G[3.2.1]

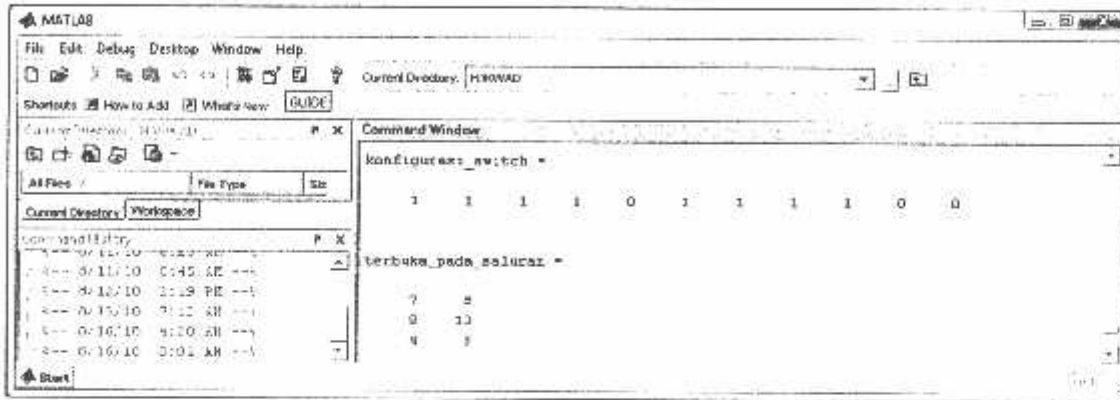
##### **4.5.2 Ant Direction**

Dasar dari algoritma ini adalah kemampuan semut untuk mencari jalur terpendek dari sumber makanan ke srangnya. Dengan bantuan pheromone ini sekumpulan semut dapat beradaptasi terhadap perubahan dalam jalur yang telah mereka lalui[3.2.2].



#### 4.6. Hasil Analisis Posisi *Open Switch* dalam Konfigurasi Jaringan dengan Menggunakan Metode *Kruskal With Ant Direction*

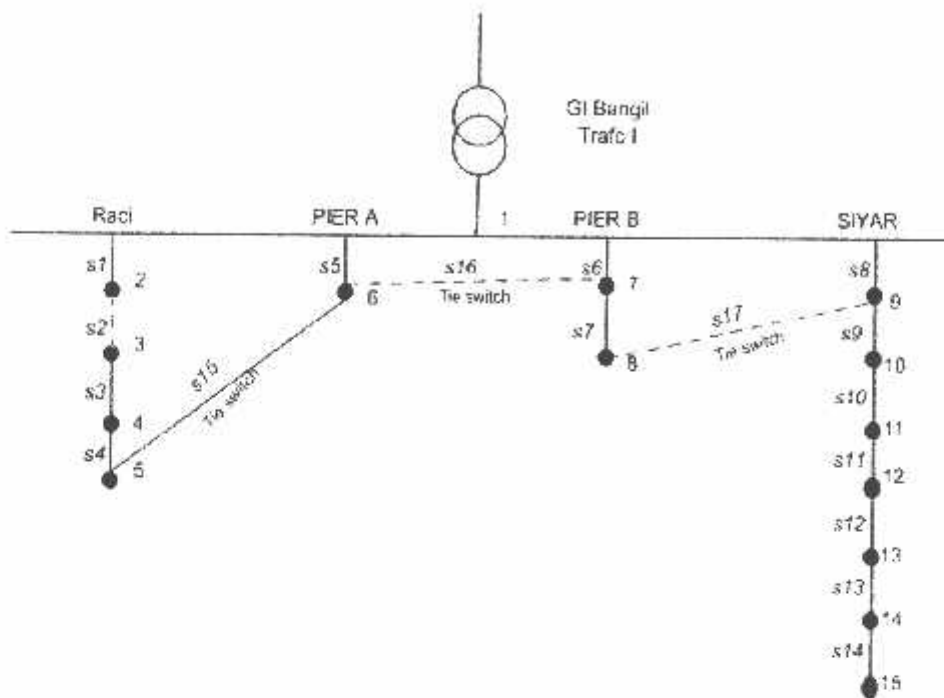
Berikut ini adalah tampilan hasil analisis posisi *open switch* dalam konfigurasi jaringan dengan menggunakan metode *Kruskal With Ant Direction*



Gambar 4-10

#### Tampilan Hasil Analisis Posisi Open Switch Dalam Konfigurasi Jaringan Menggunakan Metode *Kruskal With Ant Direction* Dengan Software Matlab 7.1.

Hasil dari *open switch* dengan menggunakan metode *KWAD* dan mencari konfigurasi jaringan yang baru dengan metode sesuai dengan hasil rekonfigurasi dimana posisi *open switch (Normally Open)* adalah s2, s16, s17. sehingga jaringan mesh yang telah ada akan berubah menjadi konfigurasi jaringan radial *open loop* seperti gambar 4-11 di bawah ini :



- Ket : ● = Node bus tiap seksi  
 S = Saluran (tiap-tiap saluran terdapat switch),  
 - - - = pada saluran tersebut terdapat tie switch

**Gambar 4-11**  
**Konfigurasi Jaringan Radial Setelah Rekonfigurasi**

Gambar 4-14 menunjukkan konfigurasi jaringan radial yang baru setelah dilakukannya proses *Kruskal With Ant Direction* terjadi perubahan posisi open switch yaitu s2, s16, s17.. Perbandingan posisi *switch open* dan *switch closed* pada saat sebelum dan sesudah rekonfigurasi ditunjukkan pada table 4-6.

**Tabel 4-6**

**Perbandingan Posisi *Open Switch* Sebelum dan Sesudah Rekonfigurasi**

SEBELUM REKONFIGURASI			SESUDAH REKONFIGURASI		
BUS PANGKAL	BUS UJUNG	POSISI SWITCH OPEN	BUS PANGKAL	BUS UJUNG	POSISI SWITCH OPEN
5	6	S15	2	3	S2
6	7	S16	6	7	S16
8	9	S17	8	9	S17

**4.7. Aliran Daya Menggunakan Metode *Newton Raphson* untuk hasil Tegangan dan Sudut Fasa Setelah Rekonfigurasi**

Berikut adalah tampilan hasil aliran daya untuk mengetahui tegangan dan sudut fasa setelah dilakukan rekonfigurasi jaringan.

Bus #	Voltage	
	Mag (pu)	Ang (deg)
1	1.000	0.000
2	0.989	-0.269
3	0.964	-0.956
4	0.964	-0.968
5	0.973	-0.704
6	0.986	-0.346
7	0.987	-0.333
8	0.985	-0.374
9	0.981	-0.482
10	0.985	-0.372
11	0.984	-0.401
12	0.982	-0.460
13	0.980	-0.515
14	0.974	-0.689
15	0.974	-0.689
16	0.974	-0.697

**Tampilan Hasil Aliran Daya Menggunakan Metode *Newton Raphson***

Pada tampilan diatas terlihat bahwa hasil tegangan dan sudut fasa tiap bus setelah rekonfigurasi.

Dari hasil perhitungan aliran daya setelah rekonfigurasi terdapat kenaikan tegangan di setiap bus yang sebelumnya terjadi jatuh tegangan yaitu di bus 3 s/d bus 5 yaitu sebesar 0.908 p.u menjadi 0,967 p.u. Dimana tegangan yang diizinkan yaitu 0,95 p.u s/d 1,05 p.u, yang artinya bahwa pada bus-bus tersebut telah masuk pada batas tegangan yang diizinkan oleh PLN.

Tabel 4-7 memperlihatkan keadaan tegangan dan sudut fasa setelah rekonfigurasi.

**Tabel 4-7**  
**Tegangan dan Sudut Fasa Tiap Bus Setelah Rekonfigurasi**

Bus	Tegangan	
	V (p.u)	Sudut (°)
1	1.000	0.000
2	0.989	-0.269
3	0.964	-0.956
4	0.974	-0.968
5	0.973	-0.704
6	0.986	-0.346
7	0.987	-0.333
8	0.985	-0.374
9	0.981	-0.482
10	0.985	-0.372
11	0.984	-0.401
12	0.982	-0.460
13	0.980	-0.515
14	0.974	-0.689
15	0.974	-0.697
16	0.974	-0.697

#### 4.7.1. Hasil Aliran Daya Antar Saluran Setelah Rekonfigurasi

Berikut ini adalah tampilan hasil aliran daya antar saluran setelah rekonfigurasi.

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	3.70	2.35	-3.67	-2.31
2	2	3	0.75	0.48	-0.74	-0.46
3	2	7	1.18	0.74	-1.18	-0.74
4	2	8	0.60	0.37	-0.59	-0.37
5	2	10	1.14	0.71	-1.14	-0.71
6	3	4	0.00	0.00	0.00	0.00
7	4	5	-0.34	-0.21	0.35	0.22
8	5	6	-0.81	-0.50	0.81	0.51
9	6	7	-0.96	-0.60	0.96	0.61
10	7	8	0.00	0.00	0.00	0.00
11	8	9	0.17	0.11	-0.17	-0.11
12	9	10	0.00	0.00	0.00	0.00
13	10	11	0.98	0.62	-0.98	-0.61
14	11	12	0.92	0.57	-0.92	-0.57
15	12	13	0.78	0.49	-0.78	-0.48
16	13	14	0.50	0.31	-0.50	-0.31
17	14	15	0.30	0.18	-0.30	-0.18
18	15	16	0.19	0.11	-0.18	-0.11

#### Tampilan Hasil Aliran Daya Antar Saluran dan Rugi- Rugi setelah Rekonfigurasi

Tampilan di atas merupakan tampilan hasil aliran daya antar saluran dan rugi-rugi antar saluran setelah rekonfigurasi.

#### 4.7.2. Hasil Rugi – Rugi Daya Antar Saluran Setelah Rekonfigurasi

Berikut ini adalah tampilan hasil rugi –rugi daya antar saluran setelah dilakukan rekonfigurasi.

Brnch #	From Bus	To Bus	Loss	
			P (MW)	Q (MVAr)
1	1	2	0.029	0.04
2	2	3	0.014	0.02
3	2	7	0.002	0.00
4	2	8	0.002	0.00
5	2	10	0.003	0.00
6	3	4	0.000	0.00
7	4	5	0.002	0.00
8	5	6	0.008	0.01
9	6	7	0.000	0.00
10	7	8	0.000	0.00
11	8	9	0.000	0.00
12	9	10	0.000	0.00
13	10	11	0.001	0.00
14	11	12	0.001	0.00
15	12	13	0.001	0.00
16	13	14	0.002	0.00
17	14	15	0.000	0.00
18	15	16	0.000	0.00
Total:			0.066	0.10

#### Tampilan Hasil Rugi-Rugi Daya Antar Saluran Setelah Rekonfigurasi

Pada tampilan di atas memperlihatkan hasil rugi-rugi daya antar saluran, dimana setelah dilakukan rekonfigurasi terjadi penurunan daya. Tabel 4-8 memperlihatkan nilai rugi-rugi daya tiap saluran setelah dilakukan rekonfigurasi.

Tabel 4-8

## Rugi – Rugi Daya Antar Saluran Setelah Rekonfigurasi

Bus Pangkal	Bus Ujung	Rugi – Rugi Daya	
		P (MV)	Q (Mvar)
1	2	0.02	0.04
2	3	0.014	0.02
2	7	0.002	0.00
2	8	0.003	0.00
2	10	0.000	0.00
3	4	0.002	0.00
4	5	0.008	0.01
5	6	0.000	0.00
7	8	0.000	0.00
8	9	0.000	0.00
9	10	0.000	0.00
10	11	0.001	0.00
11	12	0.001	0.00
12	13	0.001	0.00
13	14	0.002	0.00
14	15	0.000	0.00
15	16	0.000	0.00
Total		0.66	0.10

Rugi-rugi daya saluran sebelum rekonfigurasi adalah 0,15 MW dan 0,22 MVAR, sedangkan rugi-rugi setelah rekonfigurasi adalah 0,07 MW dan 0,10 MVAR. Sedangkan selisihnya adalah P = 54,89 (%) dan Q = 55,26 (%). Jadi rugi-rugi yang dapat ditekan adalah sebesar 55,1 % .

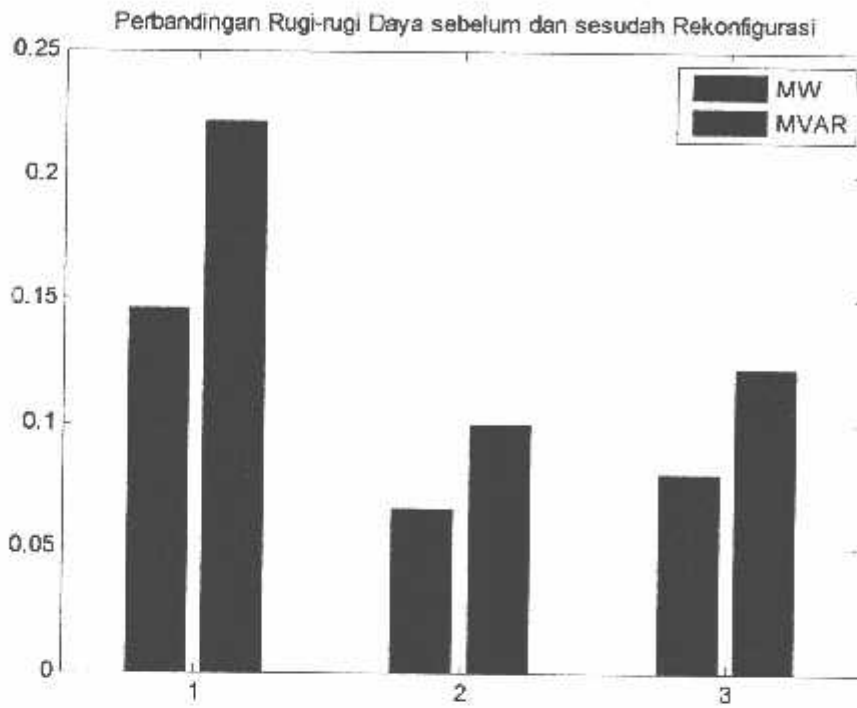
**Tabel 4-9**  
**Perbandingan Rugi-Rugi Daya Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi**

Total Rugi-Rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi		Total Rugi-Rugi Daya Setelah Rekonfigurasi		Selisih Rugi-Rugi Daya Setelah Rekonfigurasi	
MW	MVar	MW	MVar	P (%)	Q (%)
0.1464	0.2222	0.0661	0.0994	54,89	55,26

Jika digambarkan dalam sebuah grafik maka rugi-rugi daya sebelum dan sesudah rekonfigurasi dan selisihnya maka dapat digambarkan sebagai berikut :



**Grafik 4-1**  
**Perbandingan Rugi-Rugi Daya**



Dari gambar grafik di atas maka dapat dijelaskan bahwa grafik nomor 1 yaitu sebelum rekonfigurasi dan grafik nomor 2 yaitu sesudah rekonfigurasi sedangkan grafik nomor 3 yaitu selisih antara sebelum dan sesudah rekonfigurasi.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan analisis mengenai rekonfigurasi jaringan dengan menggunakan metode *Kruskal With Ant Direction (KWAD)*, metode ini telah berhasil memecahkan masalah optimasi penentuan *switch-switch* yang optimal untuk dibuka dan ditutup serta rugi-rugi daya pada saluran tidak terlalu besar dan dapat memperbaiki profil tegangan, seperti pada penjelasan dibawah ini :

1. Berdasarkan hasil rekonfigurasi jaringan dengan menggunakan metode *KWAD*, bila switch 2,16,17 terbuka maka penurunan rugi-rugi daya terjadi sebesar 55,1 %
2. Terjadi perbaikan tegangan yang awalnya pada bus 2,3,4,5 mengalami drop voltage.
3. Terjadi optimasi sebesar  $P = 54,89(\%)$  dan  $Q = -55,25 (\%)$

#### 5.2 Saran

Penggunaan metode *KWAD* untuk menyelesaikan permasalahan rekonfigurasi jaringan masih perlu dikembangkan lagi terhadap sistem jaringan yang lebih luas dan penggunaan waktu komputasi yang lebih cepat sehingga nantinya dapat digunakan lebih efektif dan efisien dalam pemecahan permasalahan rekonfigurasi jaringan.

## DAFTAR PUSAKA

- 1) T.E. Mc.Dermott, Denior Member IEEE Elektrotek Concept, Inc. Clairton, PA 15025," *Kruskal With Ant Direction Method for Distribution System Reconfiguration,*" IEEE Trans.on Power System, Vol. 14. No.3, May 2005.
- 2) Basri, Hasan, *Sistem Distribusi Daya Listrik* (Jakarta : ISTN, 1997).
- 3) Tri Wahatnolo,Suhadi,*Teknik Distribusi Tenaga Listrik*, Jilid 1,Jakarta,2008.
- 4) Thomas H. Cormen , Charles E. Leiserson , Ronald L. Rivest , dan Clifford Stein . *Pengantar Algoritma Edisi Kedua*,2001.Bagian 23,2: Algoritma Kruskal dan Prim.
- 5) Subagyo,Hari,*Implementasi Metode Kruskal With Ant Direction (KWAD) pada optimasi Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Blimbing Radial di G.I Blimbing*,Malang,2007

# LAMPIRAN A

---



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

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

PERSERO) MALANG  
: NIAGA MALANG

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

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

nama : Setlymius Ritha  
tanggal : 05.12.007  
jurusan : Teknik Elektro S-1  
konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
Judul Skripsi : **REKONFIGURASI JARINGAN DISTRIBUSI RADIAL  
MENGUNAKAN METODE KRUSKAL WITH ANT  
DIRECTION (KWAD) DI G.I.BANGIL**

bertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang program Starata Satu (S-1) pada :

hari : Jumat  
tanggal : 20 Agustus 2010  
nilai : 78,45 (B+) *34*


**PANITIA UJIAN SKRIPSI**

Mengetahui,  
Ketua Majelis Penguji

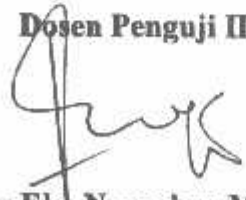
  
Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, M.P  
NIP.Y. 1018800189

**ANGGOTA PENGUJI**

Dosen Penguji I

  
Ir. Teguh Herbasuki, MT  
NIP.Y.1038900209

Dosen Penguji II

  
Ir. Eke Nurcahyo, MT  
NIP.Y.1028700172



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAM TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

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

(PERSERO) MALANG  
IK NIAGA MALANG

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

**LEMBAR PERBAIKAN SKRIPSI**

Nama Mahasiswa : Setlymius Ritha  
M : 05.12.007  
Jurusan : Teknik Elektro S1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
Hari / Tanggal : Jum'at / 20 Agustus 2010

No	Materi Perbaikan	Paraf
1.	- Kesimpulan No.1	

Telah Diperiksa /Disetujui:

**PENJUIJA**

**Ir. Teguh Herbasuki, MT**  
**NIP. Y.1038900209**

Mengetahui,

**Dosen Pembimbing I**

**Ir. H. Taufik Hidayat, MT**  
**NIP Y. 101. 8700151**

**Dosen Pembimbing II**

**Bambang Prio H, ST, MT**  
**NIP Y 102 .8400082**



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAM TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

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

(PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

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

**LEMBAR PERBAIKAN SKRIPSI**

Nama Mahasiswa : Setlymius Ritha  
M : 05.12.007  
Jurusan : Teknik Elektro S1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
Hari / Tanggal : Jum'at / 20 Agustus 2010

No	Materi Perbaikan	Paraf
I.	Program Rekonfigurasi Jaringan	

Telah Diperiksa /Disetujui:

**PENGUJI II**  
  
**Ir. Eko Nurcahyo, MT**  
NIP. Y.1028700172

Mengetahui,

**Dosen Pembimbing I**

**Dosen Pembimbing II**

**Ir. H. Taufik Hidayat, MT**  
NIP Y. 101. 8700151

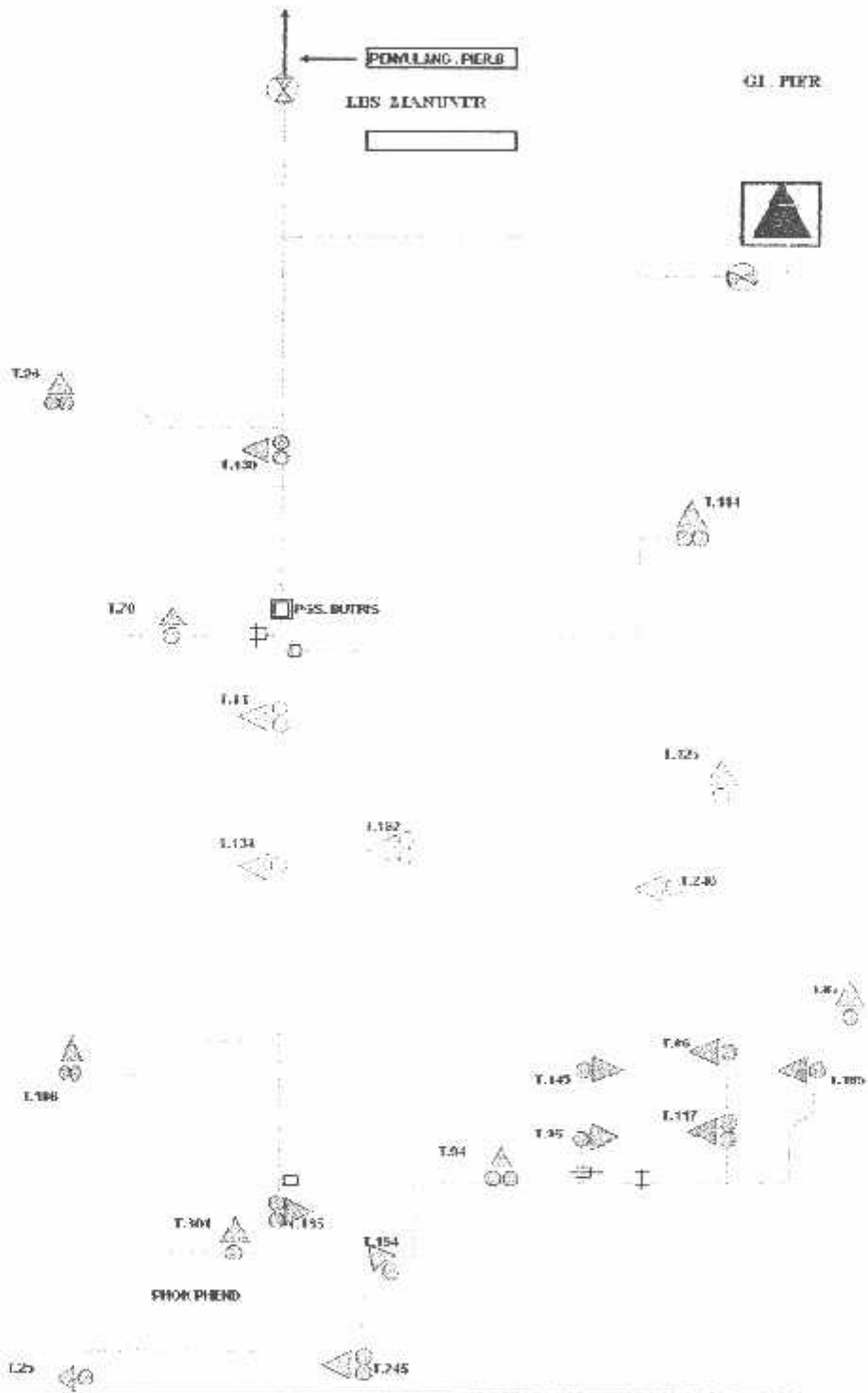
**Bambang Prio H, ST, MT**  
NIP Y 102 .8400082

Penampang nominal (mm <sup>2</sup> )	Jari-jari (mm)	Urut	GMR (mm)	Impedansi (Ω/km)
35	3,3371	7	2,4227	0,9217 + j 0,3790
50	3,9886	7	2,8957	0,6452 + j 0,3678
70	4,7193	7	3,4262	0,4608 + j 0,3572
120	6,1791	19	4,6837	0,2688 + j 0,3376
150	6,9084	19	5,2365	0,2162 + j 0,3305

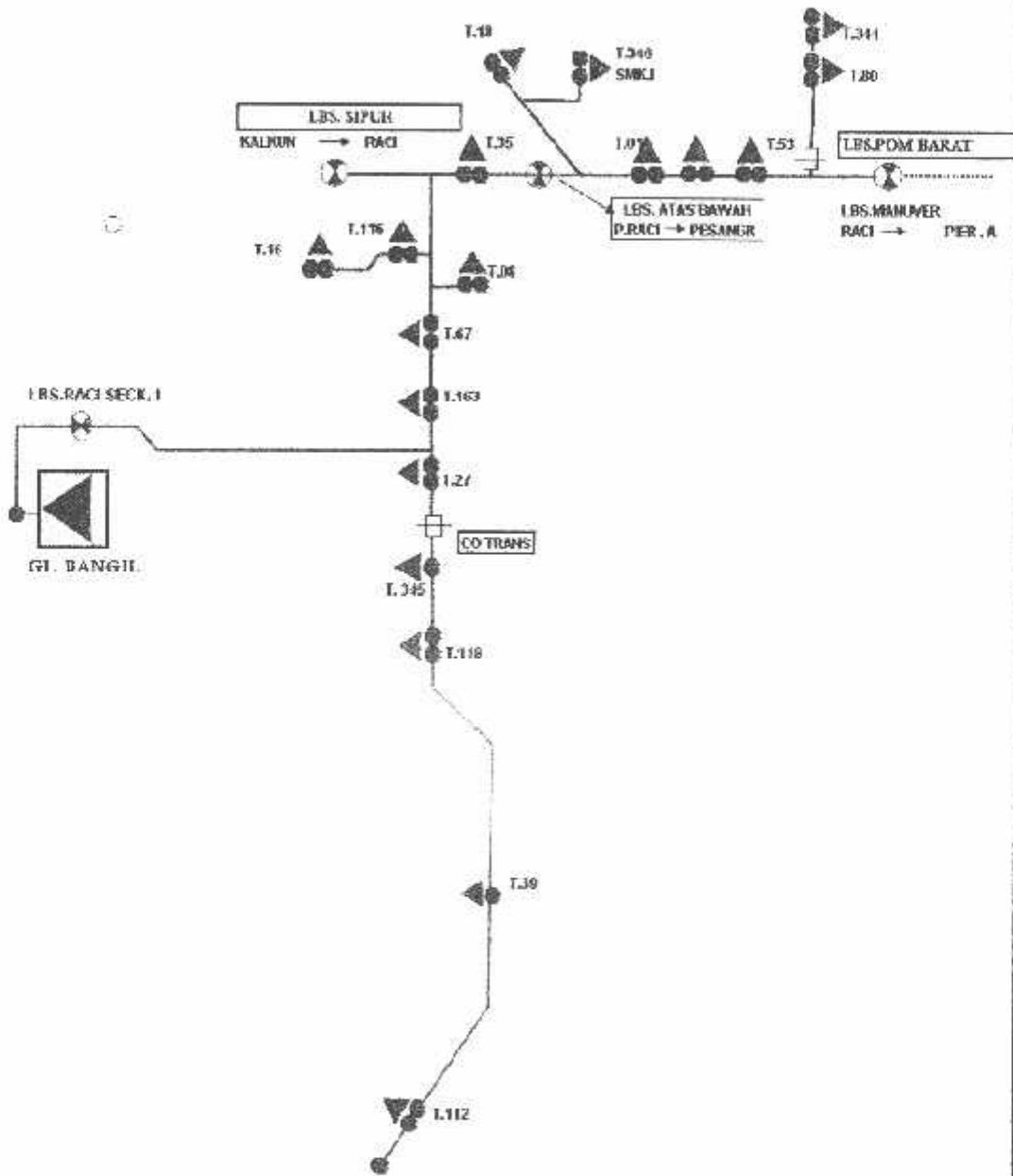
No	Dari	Ke	R (Ohm)	X (Ohm)	Jarak (km)
1	1	2	12,142	1,856	5,616
2	1	6	0,2986	0,4564	1,381
3	1	7	0,5349	0,8177	2,474
4	1	9	0,3653	0,5890	1,782
5	2	3	0,8832	13,501	4,085
6	3	4	10,896	16,657	5,04
7	4	5	0,8425	1,2880	2,097
8	5	6	0,1464	0,2238	0,677
9	6	7	0,3628	0,5546	1,678
10	7	8	10,138	15,497	4,689
11	8	9	0,2581	0,3946	1,194
12	9	10	0,2197	0,3358	1,016
13	10	11	0,3326	0,4931	1,492
14	11	12	0,3349	0,5119	1,549
15	12	13	0,7444	11,379	3,443
16	13	14	0,0283	0,0433	0,131
17	14	15	0,2558	0,3910	1,183



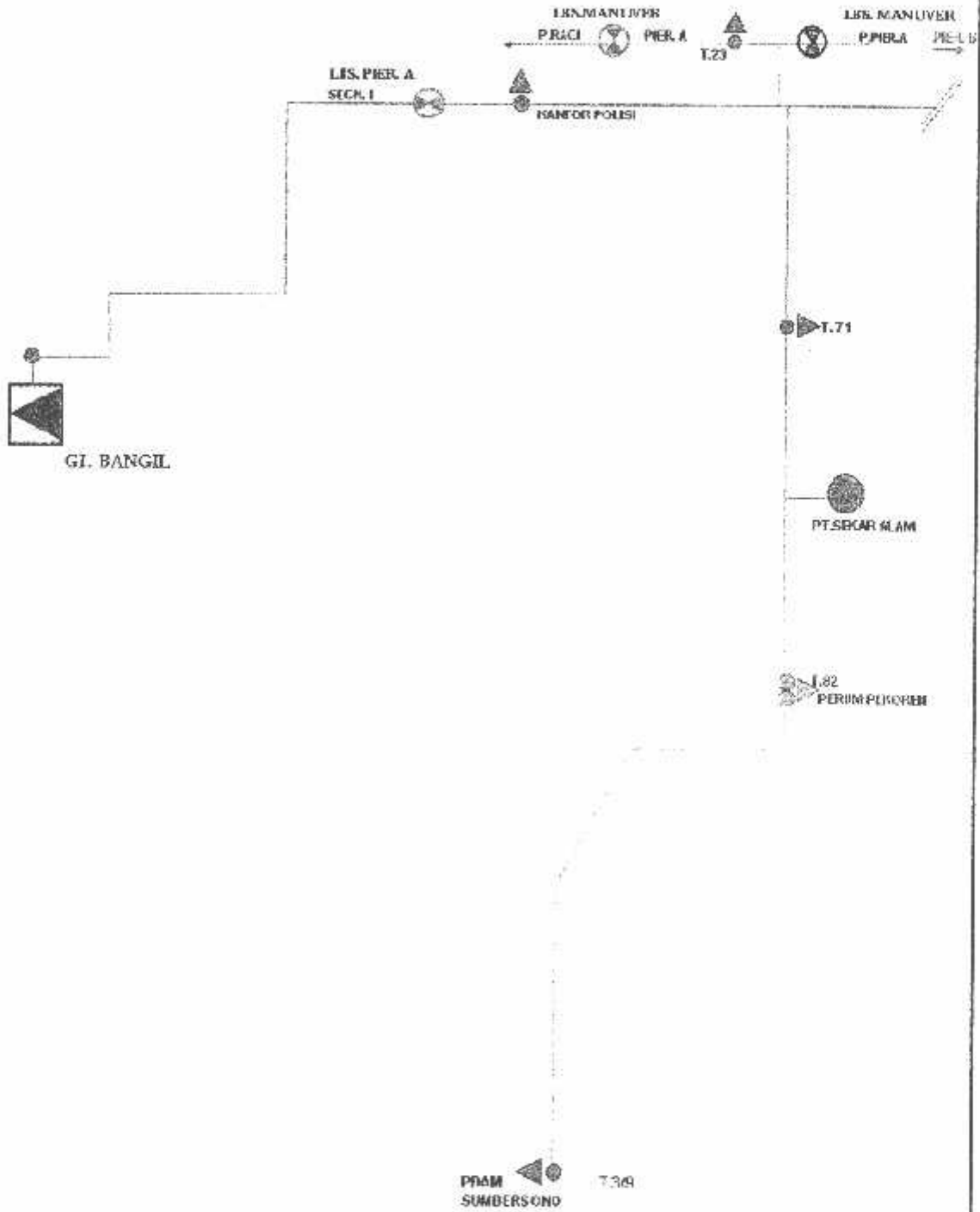
GAMBAR SENGLE LINE PENYULANG .SIYAR  
DARI GI. BANGIL



SINGLE LINE PENYULANG RACI  
DARI GI. BANGIL

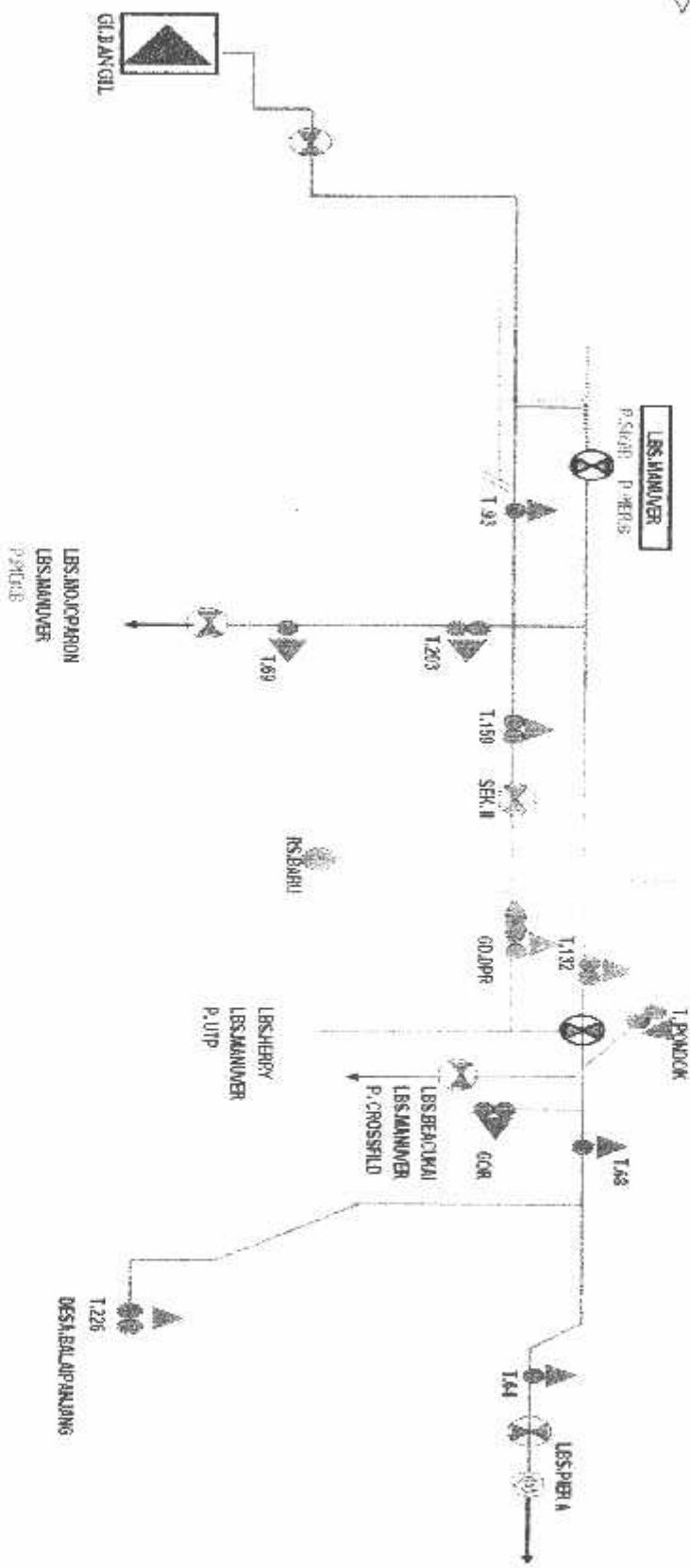


SINGLE LINE PENYULANG PIER. A  
DARI GI. BANGIL



# SINGLE LINE PENYIANG . PIER . B

DAIRI GI . MANJITIL

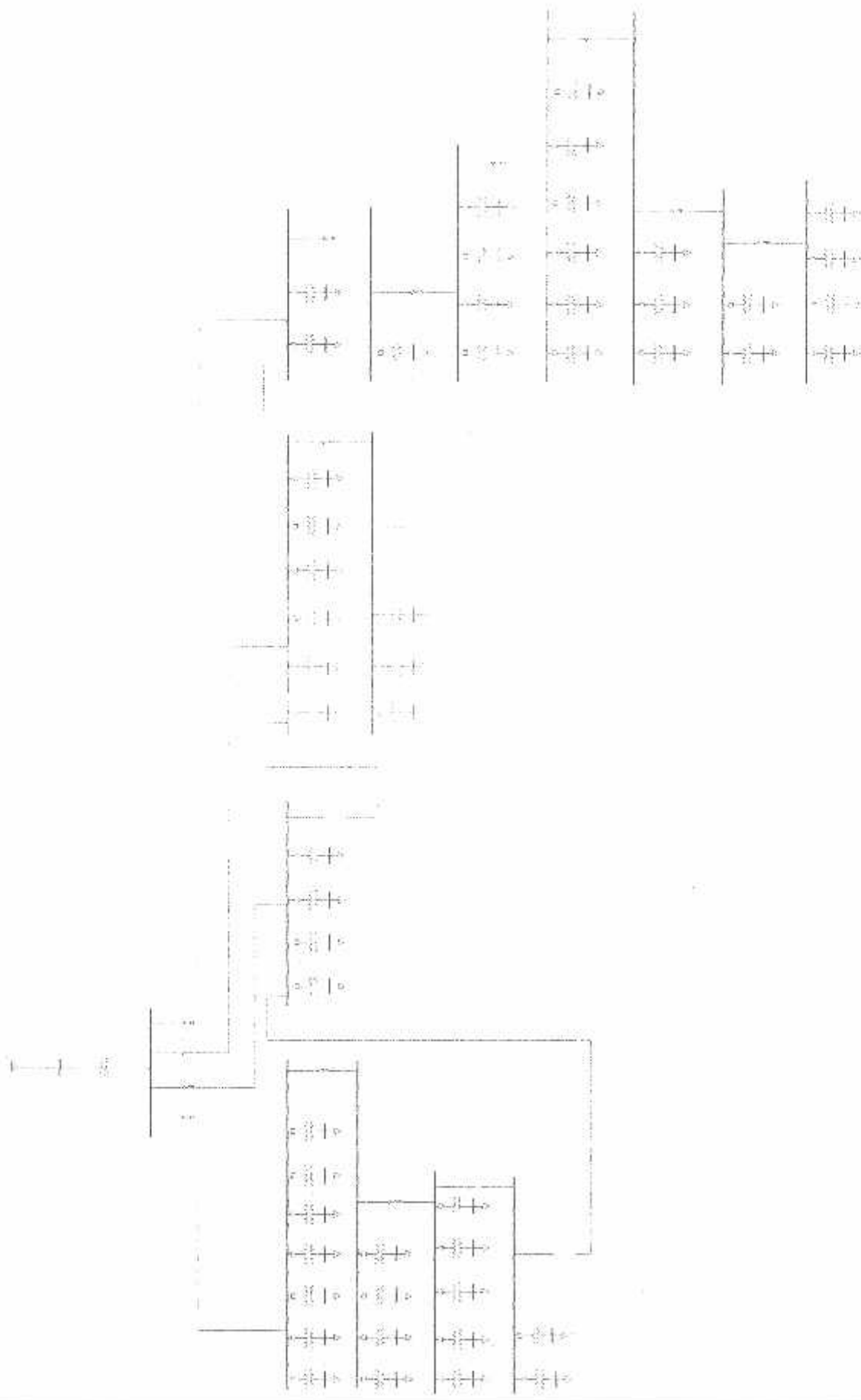


LAPORAN PENBUKUAN BERANGKUT BAHAN  
SABERTEK 1 TRIVIALAH 1  
TALUN : 2020

No	Uraian	Merk/Spesifikasi	Kuantitas	Satuan	No. Inven	Tanggal	LMD1												LMD2												LMD3												LMD4												Penyedia	No. Bukti	Tgl. Bukti	Gross Weight	Net Weight	Merk	No. Bukti	Tgl. Bukti
							LMD1												LMD2												LMD3												LMD4																			
							1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42														
1	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	401	30/01/2010	80	80	71	26	33	44	35	44	35	73	27	23	30	4	22	178	176	89	72	282	282	284	7378	7178	8023302	220	8821	10	17	0.86																										
2	L. RANTON FOR	KALIFORNIA	250	20	402	30/01/2010								62	70	122	46	60	133	148	49	80	69	70	290	286	327	74	323	242	1938	6843	808442	220	8747	2354	320	9751	18	1.6	0.86																					
3	L. BAYKING / PRODUKSI	KALIFORNIA	250	20	403	19/09/2009	80	81	72	38												141	133	75	60	259	254	282	8933	8615	816471	220	8937	200302	220	9057	17	1.6	0.86																							
4	L. SUPERSONIC	PEKANBARA	500	20	403	29/02/2010	80	49	82	38												78	49	42	226	146	180	88	70	317	252	8038	5057	817034	222	9049	14	1.8	0.87																							
5	L. SUPERSONIC	KALIFORNIA	500	20	403	30/01/2010																4	9	3	1	2	3	4	30	19	338	227	382	3040	2045	8083	220	8839	15	1.7	0.87																					
6	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	23	40	24													80	49	31	43	180	180	48	36	37	333	325	10331	8755	805927	221	8837	18	1.8	0.88																						
7	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	29/01/2010	142	189	186	61												44	80	39	2	120	145	111	46	224	222	8857	8623	805788	181	8133	14	1.6	0.86																							
8	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	61	60	77	80												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
9	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	29	64	29	24												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
10	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	29	64	29	24												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
11	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	29	64	29	24												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
12	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	29	64	29	24												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
13	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	29	64	29	24												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
14	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	110	132	142	41												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
15	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	108	108	108	41												40	80	143	58	180	181	232	73	282	222	11810	7978	802758	180	8038	14	1.6	0.86																							
16	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
17	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
18	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
19	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
20	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
21	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
22	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
23	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
24	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
25	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
26	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
27	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
28	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
29	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
30	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
31	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
32	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
33	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
34	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
35	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
36	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
37	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	181	8220	2643	220	9852	17	2.2	0.87																				
38	L. SUPERSONIC	RSJ	500	20	407	30/01/2010	130	116	113	50												137	86	173	44	179	121	45	40	224	222	10236	8132	811126	18																											









ETAP PowerStation

1.0.001

Study Case: LF

Page: 10

Date: 07-13-2010

SN: KLGCONSULT

Revision: Base

Config: Normal

**LOAD FLOW REPORT**

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
ID	LV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap
	70.000	100.000	0.0	1.28	2.27	0	0	0	0	Bus 1	3.28	2.27	12	82.3	
	0.380	94.187	-3.3	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus 4	-0.09	-0.06	177	85.0	
	20.000	98.973	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 2	0.65	0.44	22	82.7	
										Bus 6	1.11	0.75	39	83.1	
										Bus 7	0.38	0.26	13	83.2	
										Bus 9	1.14	0.76	39	83.2	
										BUS 0	-1.28	-2.20	115	83.1	
	20.000	96.710	-1.3	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-0.64	-0.62	22	85.5	
										Bus 3	-0.02	-0.01	0	82.7	
										Bus 08	0.08	0.05	2	83.2	
										Bus 14	0.10	0.06	3	83.3	
										Bus 27	0.10	0.06	3	83.3	
										Bus 31	0.09	0.06	3	83.0	
										Bus 67	0.08	0.05	2	83.9	
										Bus 116	0.12	0.08	4	83.3	
										Bus 165	0.09	0.06	3	82.9	
	20.000	96.750	-1.3	0	0	0	0	0	0	Bus 2	0.02	-0.01	0	82.7	
										Bus 4	-0.27	-0.18	9	83.2	
										Bus 79	0.04	0.03	1	83.2	
										Bus 112	0.05	0.04	1	83.1	
										Bus 118	0.07	0.05	2	83.5	
										Bus 345	0.09	0.06	3	83.1	
	20.000	97.527	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus 3	0.27	0.18	9	83.0	
										Bus 5	-0.69	-0.46	24	83.1	
										Bus 01	0.09	0.06	3	82.9	
										Bus 18	0.10	0.07	3	83.3	
										Bus 53	0.11	0.07	3	83.5	
										Bus 249	0.06	0.04	2	82.8	
										Bus 346	0.05	0.03	1	83.4	
	20.000	98.696	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 4	0.69	0.47	24	82.8	
										Bus 6	-0.83	-0.56	29	83.0	
										Bus 80	0.07	0.04	2	83.6	
										Bus 344	0.07	0.05	2	83.5	
	20.000	98.738	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-1.11	-0.74	39	83.1	
										Bus 5	0.83	0.56	29	82.9	
										Bus 7	0.08	0.05	2	84.6	
										Bus 23	0.08	0.05	2	83.2	
										Bus 71	0.08	0.05	2	83.2	
										Bus 82	0.03	0.02	0	83.1	
										Bus 349	0.01	0.01	0	84.6	

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 11  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

file: coba

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR		
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap
	23.000	98.714	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-0.38	-0.25	13	83.3	
										Bus 6	-0.08	-0.05	2	84.6	
										Bus 8	0.06	0.04	2	83.3	
										Bus 69	0.06	0.04	2	83.6	
										Bus 75	0.06	0.04	2	83.6	
										Bus 93	0.05	0.03	1	83.3	
										Bus 112	0.11	0.07	3	83.2	
										Bus 119	0.01	0.02	1	83.9	
										Bus 203	0.08	0.05	2	83.6	
	0.380	93.820	-1.2	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus 2	-0.08	-0.05	153	85.0	
	23.000	98.560	-0.9	0	0	0	0	0	0	Bus 7	-0.06	-0.04	2	83.4	
										Bus 9	-0.09	-0.06	3	83.7	
										Bus 64	0.06	0.04	2	83.7	
										Bus 68	0.08	0.05	2	83.4	
										Bus 226	0.02	0.01	0	83.5	
	20.000	98.575	-0.9	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-1.13	-0.75	39	83.3	
										Bus 8	0.09	0.06	3	83.7	
										Bus 10	-0.90	0.60	31	83.3	
										Bus 26	0.09	0.06	3	83.1	
										Bus 130	0.05	0.04	1	83.9	
	20.000	98.472	-0.9	0	0	0	0	0	0	Bus 9	-0.90	-0.60	51	83.3	
										Bus 11	0.84	0.56	29	83.3	
										Bus 70	0.06	0.04	2	83.7	
	20.000	98.266	-1.0	0	0	0	0	0	0	Bus 10	-0.81	-0.55	29	83.3	
										Bus 72	0.77	0.47	24	83.2	
										Bus 125	0.04	0.03	1	83.6	
										Bus 144	0.03	0.02	1	83.9	
										Bus 182	0.02	0.02	0	83.4	
										Bus 246	0.03	0.02	1	83.6	
	20.000	98.078	-1.0	0	0	0	0	0	0	Bus 11	-0.71	-0.47	24	83.3	
										Bus 13	0.45	0.30	15	83.2	
										Bus 25	0.01	0.02	1	83.8	
										Bus 41	0.05	0.03	1	83.3	
										Bus 134	0.05	0.03	1	83.3	
										Bus 115	0.01	0.02	0	83.8	
										Bus 186	0.06	0.04	2	83.0	
										Bus 301	0.03	0.02	1	83.9	
	20.000	97.484	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus 12	-0.93	-0.30	15	83.4	
										Bus 14	0.27	0.18	9	83.4	
										Bus 94	0.11	0.07	3	83.2	
										Bus 154	0.05	0.03	1	83.2	
										Bus 245	0.02	0.01	0	84.3	

ETAP PowerStation

400C

Study Case: LF

Page: 12  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap
	20.000	97.483	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus.13	-0.27	-0.18	9	83.4	
										Bus.15	0.17	0.11	5	83.5	
										Bus.95	0.04	0.03	1	83.5	
										Bus.145	0.06	0.04	2	82.9	
	20.000	97.457	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus.14	-0.17	-0.11	5	83.5	
										Bus.86	0.08	0.05	2	83.2	
										Bus.87	0.02	0.01	0	83.6	
										Bus.117	0.04	0.02	1	83.8	
										Bus.185	0.03	0.02	1	83.8	
	0.380	94.010	-3.1	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus.2	-0.09	-0.06	179	85.0	
	0.380	94.719	-3.0	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus.4	-0.10	-0.06	187	85.0	
	0.380	95.823	-2.7	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.6	-0.08	-0.05	145	85.0	
	0.380	96.085	-2.3	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus.12	-0.04	-0.02	66	85.0	
	0.380	95.378	-2.9	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus.9	-0.09	-0.05	159	85.0	
	0.380	94.010	-3.1	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus.2	-0.09	-0.06	179	85.0	
	0.380	93.556	-3.4	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus.2	-0.09	-0.05	167	85.0	
	0.380	93.862	-3.2	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus.3	-0.04	-0.02	72	85.0	
	0.380	95.219	-2.8	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.12	-0.05	-0.03	95	85.0	
	0.380	95.087	-2.7	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus.4	-0.11	-0.07	203	85.0	
	0.380	96.455	-2.2	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.8	-0.06	-0.04	112	85.0	
	0.380	95.005	-2.5	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.2	-0.08	-0.05	143	85.0	
	0.380	95.942	-2.6	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus.8	-0.07	-0.05	139	85.0	
	0.380	96.481	-2.3	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.7	-0.06	-0.04	119	85.0	
	0.380	96.319	-2.3	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.10	-0.06	-0.04	115	85.0	
	0.380	95.795	-2.7	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.6	-0.08	-0.05	147	85.0	
	0.380	96.357	-2.4	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.7	-0.06	-0.04	117	85.0	
	0.380	96.400	-2.3	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus.5	-0.07	-0.04	122	85.0	
	0.380	95.651	-2.8	0	0	0	0	0.05	0.02	Bus.6	-0.05	-0.02	51	85.0	
	0.380	94.593	-3.0	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.15	-0.08	-0.05	143	85.0	
	0.380	95.159	-2.7	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.15	-0.02	-0.01	38	85.0	
	0.380	96.217	-2.4	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus.7	-0.04	-0.03	83	85.0	
	0.380	94.506	-3.1	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus.13	-0.10	-0.06	198	85.0	
	0.380	95.066	-2.7	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus.14	-0.04	-0.03	80	85.0	
	0.380	93.715	-3.3	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.3	-0.05	-0.03	100	85.0	
	0.380	93.883	-3.2	0	0	0	0	0.12	0.08	Bus.2	-0.12	-0.08	235	85.0	
	0.380	95.427	-2.5	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus.15	-0.04	-0.02	67	85.0	
	0.380	94.254	3.0	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus.3	-0.07	-0.04	133	85.0	
	0.380	96.019	-2.4	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus.11	-0.04	-0.03	75	85.0	
	0.380	96.727	-2.1	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.9	-0.05	-0.03	99	85.0	
	0.380	95.678	-2.8	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus.7	-0.11	-0.07	202	85.0	
	0.380	95.219	-2.8	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.12	-0.05	-0.03	95	85.0	

ETAP PowerStation

400C

Page: 13  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

W:  
 E:  
 S:  
 X: caba

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
	0.380	96.131	-2.3	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.12	-0.03	-0.02	48	85.0		
	0.380	96.479	-2.1	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.11	-0.03	-0.02	59	85.0		
	0.380	94.131	-3.3	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.14	-0.06	-0.04	114	85.0		
	0.380	94.554	-3.1	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.13	-0.05	-0.03	97	85.0		
	0.380	96.929	-2.0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.7	-0.03	-0.02	59	85.0		
	0.380	97.345	-1.5	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus.2	-0.09	-0.06	178	85.0		
	0.380	95.690	-2.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.11	-0.02	-0.01	42	85.0		
	0.380	95.575	-2.4	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.15	-0.03	-0.02	63	85.0		
	0.380	94.843	-3.1	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.12	-0.06	-0.04	107	85.0		
	0.380	96.479	-2.3	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.7	-0.08	-0.05	149	85.0		
	0.380	96.156	-2.4	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.8	-0.02	-0.01	40	85.0		
	0.380	96.319	-1.9	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.13	-0.02	-0.01	39	85.0		
	0.380	95.356	-2.4	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.11	-0.03	-0.02	57	85.0		
	0.380	94.019	-3.4	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.4	-0.06	-0.04	116	85.0		
	0.380	96.274	-2.2	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.12	-0.03	-0.02	50	85.0		
	0.380	96.137	-2.5	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus.5	-0.07	-0.05	136	85.0		
	0.380	93.647	-3.4	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus.3	-0.09	-0.05	165	85.0		
	0.380	94.842	-2.9	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.4	-0.05	-0.03	89	85.0		
	0.380	97.094	-1.3	0	0	0	0	0.31	0.01	Bus.6	-0.31	-0.01	25	85.0		

a - voltage regulated bus ( voltage controlled or swing type machine connected to it)  
 x bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case: LF

Page: 10  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLRCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

no: coba

**LOAD FLOW REPORT**

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Ang	%PF	% Tap
	70.000	100.000	0.0	3.20	2.24	0	0	0	0	Bus 1	3.20	2.24	32	81.9	
	0.380	88.020	-4.9	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus 4	-0.08	-0.05	165	85.0	
	20.000	98.984	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 2	1.29	0.98	49	81.7	
										Bus 6	0.20	0.13	7	83.3	
										Bus 7	0.56	0.37	19	83.4	
										Bus 9	1.94	0.70	36	83.2	
										BUS 0	-3.19	-2.18	112	82.6	
	20.000	94.017	-2.0	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-1.34	-0.91	39	82.9	
										Bus 3	0.72	0.49	26	82.6	
										Bus 06	0.08	0.05	2	83.2	
										Bus 16	0.09	0.06	3	83.3	
										Bus 27	0.09	0.06	3	83.3	
										Bus 35	0.08	0.06	3	83.0	
										Bus 67	0.07	0.05	2	83.9	
										Bus 116	0.12	0.08	4	83.3	
										Bus 163	0.09	0.06	3	82.9	
	20.000	92.603	-2.3	0	0	0	0	0	0	Bus 2	0.72	0.49	26	83.0	
										Bus 4	0.49	0.33	18	82.9	
										Bus 39	0.04	0.02	1	83.2	
										Bus 112	0.06	0.03	1	83.1	
										Bus 118	0.06	0.04	2	83.5	
										Bus 345	0.08	0.05	3	83.1	
	20.000	91.141	-2.7	0	0	0	0	0	0	Bus 7	-0.48	-0.72	18	83.3	
										Bus 5	0.12	0.08	4	83.5	
										Bus 01	0.08	0.06	3	82.9	
										Bus 18	0.09	0.06	3	83.3	
										Bus 53	0.10	0.06	3	83.3	
										Bus 249	0.05	0.04	2	82.8	
										Bus 346	0.04	0.03	1	83.4	
	20.000	90.923	-2.8	0	0	0	0	0	0	Bus 4	-0.12	-0.08	4	83.3	
										Bus 80	0.06	0.04	2	83.6	
										Bus 344	0.06	0.04	2	83.5	
	20.000	98.941	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-0.20	-0.13	7	83.3	
										Bus 23	0.18	0.05	2	83.2	
										Bus 71	0.08	0.05	2	83.2	
										Bus 82	0.02	0.02	0	81.1	
										Bus 349	0.01	0.01	0	84.6	
	20.000	98.610	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-0.55	-0.37	19	83.5	
										Bus 8	0.16	0.10	5	83.5	
										Bus 59	0.06	0.04	2	83.6	

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 11  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLAGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: cobs

Study Case: LF

Bus ID	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR		
	kV	%Mag	Avg	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%Tap
										Bus 75	0.06	0.04	2	83.5
										Bus 95	0.05	0.03	1	83.5
										Bus 132	0.11	0.07	3	83.2
										Bus 159	0.03	0.02	1	83.9
										Bus 203	0.08	0.05	2	83.6
08	0.380	91.208	-3.9	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus 2	-0.08	-0.05	149	83.0
8	20.000	98.228	-0.9	0	0	0	0	0	0	Bus 7	-0.16	-0.10	5	83.6
										Bus 64	0.06	0.04	2	83.7
										Bus 68	0.08	0.05	2	83.4
										Bus 228	0.02	0.01	0	83.5
9	20.000	98.618	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-1.04	-0.69	56	83.3
										Bus 10	0.90	0.40	31	83.3
										Bus 26	0.09	0.06	3	83.1
										Bus 110	0.05	0.04	1	83.9
10	20.000	98.516	-0.9	0	0	0	0	0	0	Bus 9	-0.90	-0.60	31	83.3
										Bus 11	0.84	0.56	29	83.3
										Bus 70	0.06	0.04	5	83.7
11	20.000	98.310	0.9	0	0	0	0	0	0	Bus 10	-0.84	-0.55	29	83.3
										Bus 12	0.71	0.47	24	83.2
										Bus 125	0.04	0.03	1	83.6
										Bus 144	0.03	0.02	1	83.9
										Bus 182	0.02	0.02	0	83.4
										Bus 240	0.03	0.02	1	83.6
12	20.000	98.121	-1.0	0	0	0	0	0	0	Bus 11	-0.71	-0.47	24	83.3
										Bus 13	0.45	0.30	15	80.2
										Bus 23	0.04	0.02	1	83.3
										Bus 41	0.05	0.03	1	83.3
										Bus 114	0.05	0.03	1	83.3
										Bus 115	0.03	0.02	0	83.8
										Bus 186	0.06	0.04	2	83.0
										Bus 301	0.03	0.02	1	83.9
13	20.000	97.527	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus 17	-0.45	-0.30	15	83.4
										Bus 14	0.27	0.18	9	83.4
										Bus 91	0.11	0.07	5	83.2
										Bus 154	0.03	0.03	1	83.2
										Bus 245	0.02	0.01	0	84.3
14	20.000	97.526	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus 13	-0.27	-0.18	9	83.4
										Bus 15	0.17	0.11	5	83.5
										Bus 95	0.04	0.03	1	83.5
										Bus 145	0.06	0.04	2	82.9
15	20.000	97.500	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus 14	-0.17	-0.11	5	83.5
										Bus 86	0.04	0.03	2	83.2

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 13  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

a:  
 t:  
 r:  
 ie: caba

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR		
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
	0.380	99.746	-4.2	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus 2	-0.09	-0.05	173	85.0	
	0.380	95.712	-2.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus 11	-0.02	-0.01	42	85.0	
	0.380	95.617	-2.4	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus 15	-0.03	-0.02	63	85.0	
	0.380	94.885	-3.1	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus 12	-0.06	-0.04	107	85.0	
	0.380	96.377	-2.3	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus 7	-0.08	-0.05	149	85.0	
	0.380	95.832	-2.5	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus 8	-0.02	-0.01	40	85.0	
	0.380	96.361	-1.9	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus 13	-0.02	-0.01	39	85.0	
	0.380	95.958	-2.4	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus 11	-0.03	-0.02	57	85.0	
	0.380	87.863	-5.0	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus 4	-0.05	-0.03	108	85.0	
	0.380	96.517	-2.1	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus 12	-0.03	-0.02	60	85.0	
	0.380	88.567	-4.4	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus 5	-0.06	-0.04	125	85.0	
	0.380	89.634	-4.4	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus 3	-0.08	-0.05	157	85.0	
	0.380	88.632	-4.5	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus 4	-0.04	-0.03	83	85.0	
	0.380	98.196	-1.3	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus 6	-0.01	-0.01	25	85.0	

1 voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

2 bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 10

Date: 07-13-2010

SN: KLGCONSULT

Revision: Base

Config: Normal

#: coha

Study Case: LF

**LOAD FLOW REPORT**

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
	70.000	100.000	0.0	3.28	2.27	0	0	0	0	Bus 1	3.28	2.27	32	82.3		
	0.380	94.187	-5.3	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus 4	-0.09	-0.06	177	85.0		
	20.000	98.973	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 2	0.65	0.44	22	82.7		
										Bus 6	1.11	0.75	39	83.1		
										Bus 7	0.38	0.26	13	83.2		
										Bus 9	1.14	0.76	39	83.2		
										Bus 0	-3.28	-2.20	115	83.1		
	20.000	96.710	-1.3	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-0.64	-0.42	22	83.3		
										Bus 3	-0.02	-0.01	0	82.7		
										Bus 08	0.08	0.05	2	83.2		
										Bus 16	0.10	0.06	3	83.3		
										Bus 27	0.10	0.06	3	83.3		
										Bus 35	0.09	0.06	3	83.0		
										Bus 67	0.08	0.05	2	83.9		
										Bus 116	0.12	0.08	4	83.3		
										Bus 163	0.09	0.06	3	82.9		
	20.000	96.750	-1.3	0	0	0	0	0	0	Bus 2	0.02	0.01	0	82.7		
										Bus 4	-0.27	-0.18	9	83.2		
										Bus 39	0.04	0.03	1	83.2		
										Bus 112	0.05	0.04	1	83.1		
										Bus 118	0.07	0.05	2	83.5		
										Bus 345	0.09	0.06	3	83.1		
	20.000	97.527	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus 3	0.27	0.18	9	83.0		
										Bus 5	-0.69	-0.46	24	83.1		
										Bus 01	0.09	0.06	3	82.9		
										Bus 11	0.10	0.07	3	83.3		
										Bus 51	0.11	0.07	3	83.5		
										Bus 269	0.06	0.04	2	82.8		
										Bus 346	0.05	0.03	1	83.4		
	20.000	98.696	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 4	0.69	0.47	24	82.8		
										Bus 6	-0.83	-0.56	29	83.0		
										Bus 80	0.07	0.04	2	83.6		
										Bus 344	0.07	0.05	2	83.5		
	20.000	98.718	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus 1	-1.11	-0.74	39	83.1		
										Bus 5	0.83	0.56	29	82.9		
										Bus 7	0.08	0.05	2	84.6		
										Bus 21	0.08	0.05	2	83.2		
										Bus 71	0.08	0.05	2	83.2		
										Bus 81	0.03	0.02	0	83.1		
										Bus 319	0.01	0.01	0	84.6		



ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 11  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

File:  
 Project:  
 Name:  
 User: cobs

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR		
ID	kV	%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap
20.000	98.714	-0.8		0	0	0	0	0	0	Bus.1	-0.34	-0.25	13	83.3	
										Bus.6	-0.08	-0.05	2	84.6	
										Bus.8	0.06	0.04	2	83.3	
										Bus.69	0.06	0.04	2	83.6	
										Bus.75	0.06	0.04	2	83.6	
										Bus.93	0.05	0.03	1	83.5	
										Bus.132	0.11	0.07	3	83.2	
										Bus.199	0.03	0.02	1	83.9	
										Bus.203	0.08	0.05	2	83.6	
0.380	93.820	-3.2		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.3	0.09	0.05	153	85.0	
20.000	98.560	-0.9		0	0	0	0	0	0	Bus.7	-0.06	-0.04	2	83.4	
										Bus.9	0.09	0.06	2	83.7	
										Bus.64	0.06	0.04	2	83.7	
										Bus.68	0.08	0.05	2	83.4	
										Bus.226	0.02	0.01	0	83.3	
20.000	98.575	-0.9		0	0	0	0	0	0	Bus.1	-1.13	-0.75	39	83.3	
										Bus.8	0.09	0.06	3	83.7	
										Bus.10	0.90	0.60	31	83.3	
										Bus.24	0.09	0.06	3	83.1	
										Bus.170	0.05	0.04	1	83.9	
20.000	98.472	-0.9		0	0	0	0	0	0	Bus.9	-0.90	-0.60	31	83.3	
										Bus.11	0.84	0.56	29	83.3	
										Bus.70	0.06	0.04	2	83.7	
20.000	98.266	-1.0		0	0	0	0	0	0	Bus.10	-0.83	-0.55	29	83.3	
										Bus.12	0.71	0.47	24	83.2	
										Bus.125	0.04	0.03	1	83.6	
										Bus.144	0.03	0.02	1	83.9	
										Bus.182	0.02	0.02	0	83.4	
										Bus.246	0.03	0.02	1	83.6	
20.000	98.078	-1.0		0	0	0	0	0	0	Bus.17	-0.71	-0.47	24	83.3	
										Bus.13	0.45	0.30	15	83.2	
										Bus.25	0.04	0.02	1	83.8	
										Bus.41	0.05	0.03	1	83.3	
										Bus.134	0.05	0.03	1	83.3	
										Bus.135	0.03	0.02	0	83.8	
										Bus.186	0.06	0.04	2	83.0	
										Bus.301	0.03	0.02	1	83.9	
20.000	97.484	-1.1		0	0	0	0	0	0	Bus.12	-0.43	-0.30	15	83.4	
										Bus.14	0.27	0.18	9	83.4	
										Bus.94	0.11	0.07	3	83.2	
										Bus.154	0.05	0.03	1	83.2	
										Bus.245	0.02	0.01	0	84.3	

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case: LF

Page: 12  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

no: colu

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
	20.000	97.483	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus.13	-0.27	-0.18	9	83.4		
										Bus.15	-0.17	0.11	3	83.5		
										Bus.95	0.04	0.03	1	83.5		
										Bus.145	0.06	0.04	2	82.9		
	20.000	97.457	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus.14	0.17	-0.11	3	83.5		
										Bus.86	0.08	0.05	2	83.2		
										Bus.87	0.02	0.01	0	83.6		
										Bus.117	0.04	0.02	1	84.8		
										Bus.185	0.02	0.02	1	83.8		
0.380	93.010	-1.1		0	0	0	0	0.09	0.06	Bus.2	-0.09	-0.06	179	85.0		
0.380	94.715	-3.0		0	0	0	0	0.10	0.06	Bus.4	-0.10	-0.06	187	85.0		
0.380	95.823	-2.7		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.6	-0.08	-0.05	145	85.0		
0.380	96.085	-2.3		0	0	0	0	0.04	0.02	Bus.12	0.04	0.02	66	85.0		
0.380	95.378	-2.9		0	0	0	0	0.09	0.05	Bus.9	-0.09	-0.05	159	85.0		
0.380	94.010	-3.1		0	0	0	0	0.09	0.06	Bus.2	-0.09	-0.06	179	85.0		
0.380	93.556	-3.4		0	0	0	0	0.09	0.05	Bus.2	-0.09	-0.05	167	85.0		
0.380	93.862	-3.2		0	0	0	0	0.04	0.02	Bus.3	-0.04	-0.02	72	85.0		
0.380	95.219	-2.8		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.17	-0.05	-0.03	95	85.0		
0.380	95.087	-2.7		0	0	0	0	0.11	0.07	Bus.4	-0.11	-0.07	203	85.0		
0.380	96.455	-2.2		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.8	-0.06	-0.04	112	85.0		
0.380	95.005	-2.5		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.2	-0.08	-0.05	143	85.0		
0.380	95.942	-2.6		0	0	0	0	0.07	0.05	Bus.8	-0.07	-0.05	139	85.0		
0.380	96.481	-2.3		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.7	-0.06	-0.04	119	85.0		
0.380	96.319	-2.3		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.10	-0.06	-0.04	115	85.0		
0.380	95.795	-2.7		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.6	-0.08	-0.05	147	85.0		
0.380	96.387	-2.4		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.7	-0.06	-0.04	117	85.0		
0.380	96.400	-2.3		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus.5	-0.07	-0.04	122	85.0		
0.380	95.651	-2.8		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.6	-0.03	-0.02	51	85.0		
0.380	94.593	-3.0		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.15	-0.08	-0.05	143	85.0		
0.380	95.159	-2.7		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.15	-0.02	-0.01	38	85.0		
0.380	96.217	-2.4		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus.7	-0.04	-0.03	83	85.0		
0.380	94.506	-3.1		0	0	0	0	0.10	0.06	Bus.11	-0.10	-0.06	198	85.0		
0.380	95.066	-2.7		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus.14	-0.04	-0.03	80	85.0		
0.380	92.715	-3.3		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.3	-0.05	-0.03	100	85.0		
0.380	93.883	-3.2		0	0	0	0	0.12	0.08	Bus.2	-0.12	-0.08	235	85.0		
0.380	95.427	-2.5		0	0	0	0	0.04	0.02	Bus.13	-0.04	-0.02	67	85.0		
0.380	94.254	-3.0		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus.3	-0.07	-0.04	133	85.0		
0.380	96.019	-2.4		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus.11	-0.04	-0.03	75	85.0		
0.380	96.727	-2.1		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.9	-0.05	-0.03	90	85.0		
0.380	95.678	-2.8		0	0	0	0	0.11	0.07	Bus.7	-0.11	-0.07	202	85.0		
0.380	95.219	-2.8		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.12	-0.05	-0.03	95	85.0		

ETAP PowerStation

4 000

Page: 13  
 Date: 07-13-2010  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

U:  
 T:  
 C:  
 (e): orhn

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Ang	%PF	% Tap
0.380	96.131	-2.3		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.12	-0.05	-0.02	48	85.0	
0.380	96.479	-2.1		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.11	-0.03	-0.02	59	85.0	
0.380	94.131	-3.3		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.14	-0.06	-0.04	111	85.0	
0.380	94.554	-3.1		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.11	-0.05	-0.03	97	85.0	
0.380	96.929	2.0		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.7	-0.03	-0.02	59	85.0	
0.380	93.345	-3.5		0	0	0	0	0.09	0.06	Bus.2	-0.09	-0.06	178	85.0	
0.380	95.690	-2.6		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.11	-0.02	-0.01	42	85.0	
0.380	95.575	-2.4		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.15	-0.03	-0.02	63	85.0	
0.380	94.843	-3.1		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.12	-0.06	-0.04	107	85.0	
0.380	96.479	-2.3		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus.7	-0.08	-0.05	149	85.0	
0.380	96.156	-2.4		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.8	-0.02	-0.01	30	85.0	
0.380	96.319	-1.9		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus.11	-0.02	-0.01	39	85.0	
0.380	95.956	-2.4		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.11	-0.03	-0.02	57	85.0	
0.380	94.019	-3.4		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus.4	-0.06	-0.04	116	85.0	
0.380	96.774	-2.3		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus.12	-0.03	-0.02	60	85.0	
0.380	96.137	-2.5		0	0	0	0	0.07	0.05	Bus.5	-0.07	-0.05	136	85.0	
0.380	93.647	-3.4		0	0	0	0	0.09	0.06	Bus.3	-0.09	-0.06	165	85.0	
0.380	94.842	-2.9		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus.4	-0.05	-0.03	89	85.0	
0.380	97.994	-1.3		0	0	0	0	0.01	0.01	Bus.6	-0.01	-0.01	25	85.0	

a voltage regulated bus ( voltage controlled or swing type machine connected to it)  
 a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA.

```

clear all

clc

casename = 'case15';
[caseMVA, bus, gen, branch] = loadcase(casename);

V10_awal = [1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0];
V10 = 0;
[branch,data] = sakelar(V10,V_awal,branch);

row = size(data,1);
K = [];
% create graph's adjacency matrix
for i = 1 : row
    X(data(i,1),data(i,2)) = 1;
    X(data(i,2),data(i,1)) = 1;
end
B = X;
V = [2]; % Bus awal untuk kandidat switch

% Awal switch dibuka semua
I = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

K = [];
for i = 1:length(A)
    j = find(X(A(i,:),:) == 1);
    for ij = 1:length(j)
        K = [K;A(i) j(ij)];
    end
end
end

```

---

```

= []; buka = []; candidate = [];
while ~isempty(K)
    Ktemp = K;
    j = [];
    value = [];
    Vtemp = [];
    V10 = 0;
    for i = 1:length(Ktemp(:,1))
        Vtemp(i,:) = V;
        if Ktemp(i,1) < Ktemp(i,2)
            j(i) = find(data(:,1)==Ktemp(i,1) & data(:,2)==Ktemp(i,2));
        else
            j(i) = find(data(:,1)==Ktemp(i,2) & data(:,2)==Ktemp(i,1));
        end
        Vtemp(i,j(i)) = 1;
        [maks xx] = max(Ktemp(i,:));
        if (Vtemp(i,4) == 1) || (Vtemp(i,11) == 1)
            V10 = 1;
        else
            V10 = 0;
        end
        [value(i)] = hitungLOSS(casename,V10,Vtemp(i,:),1);
    end

    [minim idx] = min(value);
    K = [];
    A = [Ktemp(idx,2)];
    sama = find(Ktemp(:,2)==Ktemp(idx,2));
    V = Vtemp(idx,:);
    if length(sama) == 1

```

---

```

X(data(j(idx),1),data(j(idx),2)) = 0;
X(data(j(idx),2),data(j(idx),1)) = 0;
else
X(data(j(sama(1)),1),data(j(sama(1)),2)) = 0;
X(data(j(sama(1)),2),data(j(sama(1)),1)) = 0;
X(data(j(sama(2)),1),data(j(sama(2)),2)) = 0;
X(data(j(sama(2)),2),data(j(sama(2)),1)) = 0;
end

aa = 0;
for i = 1:length(Ktemp(:,1))
    if length(sama) == 2
        if (i == sama(1)) || (i == sama(2))
            if aa == 0
                B = [B;Ktemp(sama(1),:) Ktemp(sama(2),:)];
                aa = aa + 1;
            end
        else
            K = [K;Ktemp(i,:)];
        end
    else
        if i ~= idx
            K = [K;Ktemp(i,:)];
        end
    end
end

for i = 1:length(A)
    jj = find(X(A(i,:),:) == 1);
    for ij = 1:length(jj)
        K = [K;A(i) jj(ij)];
    end
end

```

---

```

    end
end
if length(sama)==2
    if sama(1)==idx
        candidate = [candidate;Ktemp(sama(1),:)];
        buka = [buka;Ktemp(sama(2),:)];
    else
        candidate = {candidate;Ktemp(sama(2),:)};
        buka = [buka;Ktemp(sama(1),:)];
    end
end
end
end
end

```

#### 6 Backtracking

```

K = V;
value_kruskal = hitungLOSS(casename,V10,V,1);
for i = 1:length(B(:,1))
    VC = V;
    j = find(data(:,1)==buka(i,1) & data(:,2)==buka(i,2));
    VC(j) = 0;
    j = find(data(:,1)==candidate(i,1) & data(:,2)==candidate(i,2));
    if isempty(j)
        j = find(data(:,2)==candidate(i,1) & data(:,1)==candidate(i,2));
    end
    VC(j) = 1;
    value_back = hitungLOSS(casename,V10,VC,1);
    if value_back < value_kruskal
        V = VC;
        value_kruskal = value_back;
        buka(i,1) = candidate(i,1);
    end
end

```

---

```

    buka(i,2) = candidate(i,2);
end
end
lc
printf('LOAD FLOW SEBELUM REKONFIGURASI');
printf('\n');
PQLOSS_awal,PLOSS_awal,QLOSS_awal,VM_awal] = hitungLOSS(casename,V10,V_awal,0);
printf('\n');fprintf('\n');
printf('LOAD FLOW SETELAH REKONFIGURASI');
printf('\n')
PQLOSS,PLOSS,QLOSS,VM] = hitungLOSS(casename,V10,V,0);
konfigurasi_switch = V
erbuka_pada_saluran = buka

%QLOSS_akhir = PQLOSS;
%enurunan_Rugi_Daya = (PQLOSS_awal-PQLOSS)/PQLOSS_awal*100;

%LOSS_akhir = PLOSS;
%enurunan_Rugi_Daya_Aktif = (PLOSS_awal-PLOSS)/PLOSS_awal;

%QLOSS_akhir = QLOSS;
%enurunan_Rugi_Daya_Reaktif = (QLOSS_awal-QLOSS)/QLOSS_awal;

fprintf('\n');
fprintf('\n=====')
;
fprintf('\n|  PENURUNAN RUGI DAYA                |');
fprintf('\n=====')
;
fprintf('\n| Losses Awal   Losses Akhir   Penurunan   Total Penurunan |');
fprintf('\n| MW   MVAr    MW   MVAr    MW   MVAr   (dalam prosen) |');

```

---



```

printf('\n| _____ |');
printf('\n| %5.4f %5.4f %5.4f %5.4f %5.4f %5.4f %5.5f |',...
PLOSS_awal,QLOSS_awal,PLOSS_akhir,QLOSS_akhir,Penurunan_Rugi_Daya_Aktif,...
Penurunan_Rugi_Daya_Reaktif,Penurunan_Rugi_Daya);
printf('\n| _____ |');
printf('\n=====')

printf('\n');

```

figure

```

dataPQLOSS = [PLOSS_awal QLOSS_awal;
PLOSS QLOSS;
PLOSS_awal-PLOSS QLOSS_awal-QLOSS];
var(dataPQLOSS,'group')
title('Perbandingan Rugi-rugi Daya sebelum dan sesudah Rekonfigurasi')
legend('MW','MVAR')

```

figure

```

vx = 1:length(VM);
plot(vx,VM_awal,'b-s',vx,VM,'r-v')
legend('Sebelum Rekonfigurasi','Setelah Rekonfigurasi')
axis([1 length(VM) 0.8 1.1])
title('Magnitude Tegangan Sebelum dan Sesudah Rekonfigurasi')
xlabel('Bus Number')
ylabel('Tegangan')
hold on
text(0.59*length(VM),min(VM_awal),'Penurunan Losses :');
text(0.85*length(VM),min(VM_awal),strcat(num2str(Penurunan_Rugi_Daya),' %'));
text(0.59*length(VM),min(VM_awal)-0.02,'Total Losses Awal :');
text(0.85*length(VM),min(VM_awal)-0.02,num2str(PQLOSS_awal));

```

```
ext(0.59*length(VM),min(VM_awal)-0.04,'Total Losses Akhir :');
```

```
ext(0.85*length(VM),min(VM_awal)-0.04,num2str(PQLOSS));
```

## Kruskal With Ant Direction Method for Distribution System Reconfiguration

T. E. McDermott  
Senior Member IEEE  
Electrotek Concepts, Inc.  
Clairton, PA 15025

J. Drezga  
Member IEEE  
Electrical Distribution Design, Inc.  
Blacksburg, VA 24060 USA

R. P. Broadwater  
Member IEEE  
Virginia Poly. Inst. & State Univ.  
Blacksburg, VA 24061 USA

**Abstract:** This reconfiguration algorithm starts with all operable switches open, and at each step, closes the switch that results in the greatest decrease in the objective function. The objective function is defined as incremental losses divided by incremental load served. A fast loss formula is used to screen candidate switches, but a load flow after each actual switch closing maintains accurate and consistent information. A backtracking option mitigates the algorithm's greedy search. This algorithm takes more computer time than other methods, but it models constraints and control action accurately. A network load flow is used to provide a lower bound on the losses. The paper includes results on several test systems used by other authors.

**Index Terms:** Load restoration; losses; optimization methods; power system control; power distribution planning; power system reconfiguration

### I. INTRODUCTION

An electric power distribution system delivers power to customers from a set of distribution substations. While transmission and subtransmission lines are in a meshed network, the distribution feeders are usually radial to simplify current protection. To help restore power to customers during a fault, most feeders have tie circuits to adjoining feeders.

A distribution system should be operated at minimum loss subject to a number of constraints:

- radial configuration
- all loads are served
- overcurrent protective devices are coordinated
- lines, transformers, and other equipment are within current capacity limits
- voltage magnitudes are within limits

Losses vary with time of day, day of the week, and season. Type of load has a different time profile, and each feeder has a different mix of loads. Therefore, the load pattern on

each feeder varies constantly, and with a different variation on each feeder. This creates an opportunity to constantly keep losses at a minimum by reconfiguring the feeders during the day. Automatic switches and control systems could be installed to perform this distribution automation, at a cost that must be balanced against the savings in losses.

Since a typical distribution system would have hundreds of switches, a combinatorial analysis of the options ( $2^n$ ) could easily take too long. Also, the analysis and application of the constraints takes more computing time and complicates the use of classical optimization techniques. However, the potential cost savings increase dramatically as the number of switches increases [1], so it is important for the analysis method to handle large systems.

Most of the recent work on reconfiguration has used either branch exchange [2] or sequential switch opening [3]. Heuristics are applied in most cases to reduce the number of switching options considered. Even so, approximate loss formulas, linearized costs, and other simplifying assumptions are typically used to avoid repetitive solution of system load flows.

Branch exchange starts with a feasible solution - the distribution network operating in a radial configuration [2]. One of the tie switches is closed, and then another switch is opened to restore a radial configuration. The switch pairs are chosen through heuristics and approximate formulas for the change in losses. The branch exchange process stops when no more loss reductions are available. This method is fast and suitable for use in real-time operations. Even though it can be trapped in a local minimum, it can be used to provide a loss reduction after an emergency reconfiguration. The method can be used with the total number of switching operations limited to some number that reflects crew availability and switching time. In a variation of switch exchange [4], a piecewise quadratic problem is solved to locate the optimum tie switch on an open loop. Switch exchange algorithms benefit from detailed feeder modeling, using a small number of complete load flow solutions coupled with fast evaluation of the objective function [5].

The sequential switch opening method [3] starts with all tie switches closed. The typical distribution system would be "heavily meshed" in this state, compared to the transmission system. A load flow of the meshed system provides a minimum-loss solution. Then the system is made radial by opening switches that carry the least current, on the premise that these will least disturb the meshed load flow solution. After each switch opening, the meshed load flow is solved again before selecting the next switch to open. The algorithm stops when the system is radial.

95-PWRS-2-06-1998. A paper recommended and approved by IEEE Power System Analysis, Computing and Economics Committee of the IEEE Power Engineering Society for publication in the Transactions on Power Systems. Manuscript submitted October 29, 1997; made available for printing June 12, 1998.

methods involve building the network in stages, or using a decision tree of switching operations, using a first or best-first algorithm. The best-first algorithm is called a "greedy" search. Branch and bound is the search algorithm, but various heuristics have been used to make its running time reasonable for large systems [6, 7].

The linearized transshipment method [8] is closely related to the method described in this paper. The network starts with the distribution substations, and the feeder segments are added in one at a time. Of the segments available to be added, the one with minimum unit transshipment cost is first. The linearized transshipment cost was defined as segment capacity times resistance, so it does not depend on load. Then, of the other segments available to be added at a new load point, the chosen segment is checked to see if it results in the minimum increase in losses.

Tabu search [9, 10] and genetic algorithms have been applied to reconfiguration [11], in an effort to approach a global optimum. Each alternative must be evaluated, which leads to simplified network analysis. Most of the large-scale implementations appear to use switches [12, 13], and there has been some work on multi-step reconfiguration [14, 15].

## II. ALGORITHM DESCRIPTION

The algorithm with a set direction (KWAD) algorithm have been used for optimal load flow and phase balancing for distribution systems [16]. KWAD starts with the load at the root node, with each step added at the ending node that causes the smallest increase in total losses. At each step, the loss increases in discrete increments, hence the name heuristic optimal programming (KWAD) is a greedy algorithm, although it was proved to converge to the global optimum in the case with 3 substations and no constraints.

Fig. 1 shows a reconfiguration algorithm based on KWAD, using a full load flow evaluation of candidate switches. The user can specify the types of switches to use, and possibly lock selected switches. The fault isolation may lock more switches. At the end of this pre-configuration, the algorithm will have a list of operable switches. The benchmark losses and unserved load are calculated with these operable switches in their current state. It is useful to perform a network load flow with all the switches closed. This condition provides a lower bound on the losses.

The algorithm's main loop in Fig. 1 starts by opening all the switches, and then building a list of candidate switches at each step. The candidates must have voltage on both sides of the switch. At each step, all candidates are tried one at a time and the merit figure (1) is evaluated. The candidate with minimum merit figure is closed at that step, and the base case is updated. The total losses increase at each step according to the discrete increment nature of the algorithm.

$$\Delta P_{\text{loss}} / (\Delta S_{\text{load}} + 0.001 \Delta Q_{\text{cap}}) \quad (1)$$

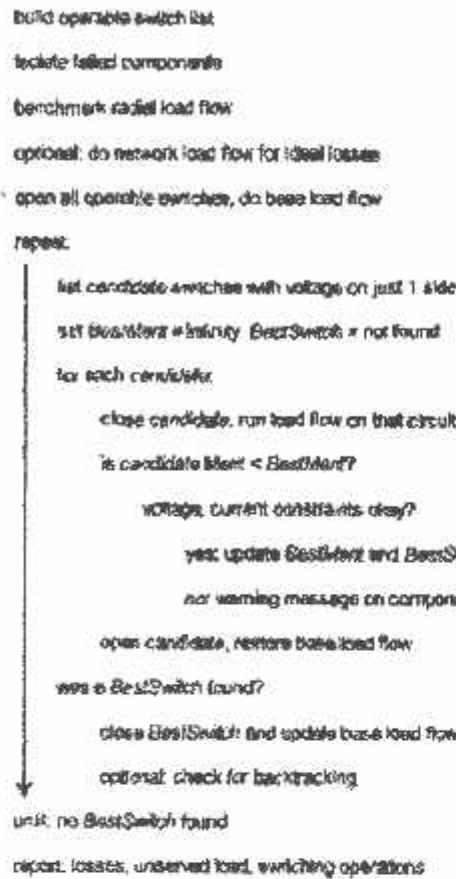


Fig. 1 Reconfiguration algorithm with full load flow screening

where  $\Delta P_{\text{loss}}$  is the incremental loss caused by the candidate switch closing,  $\Delta S_{\text{load}}$  is the load kVA picked up, and  $\Delta Q_{\text{cap}}$  is the utility capacitor bank kVAR picked up.

The merit figure favors minimum loss increment, normalized by the total apparent load picked up, at each step. The normalization could be done equally well using load current magnitude, but normalizing by the real load biased the solution in some cases.

Equation (1) includes a low weighting factor of 0.001 for utility-owned capacitor banks, even though they provide no direct revenue or customer service benefit. The actual value of this weighting factor is not critical. Its only purpose is to provide a non-zero denominator for switched segments with capacitors but no customer load. Without this provision, the algorithm could get stuck at such segments, because closing that switch increases the losses but not the load served. Once the capacitors are switched on, the load flow program will operate their controls at each switching step. Another modification to (1) is that any switching operation with no loss increment has a merit figure of 0, even if the denominator is also 0. This lets the algorithm switch on branches that don't carry any current until a downstream switch closes.

The algorithm stops when no suitable candidate switch can be closed in a given step. This may occur when:

1. all load has been served - there are no more candidates
2. no more switches can be closed without violating voltage or current constraints

Whenever a component's voltage or current constraint prevents an "attractive" candidate switch closing, the warning message on that component serves as a clue that the system might be upgraded in that area. If the algorithm stops under criteria 2, leaving some of the load unserved, the user can modify the voltage and current constraints to reflect emergency conditions and repeat the solution.

Fig. 2 shows the detail of an optional backtracking step at the end of the main loop in Fig. 1. Whenever a switch closes to complete an open loop, at least one of the other candidates from that step will now have voltage on both sides. Those alternates are saved in a list structure, keyed on the switch that was actually selected to close. Subsequent steps in the algorithm may add load to that circuit, and make one of the

alternates more attractive. The algorithm checks alternate feeds whenever a selected candidate switch has one or more of the open loop key switches in its feeder path leading back to the source. After opening the key switch, if an alternate feed has a higher voltage magnitude than the key switch, the algorithm closes that alternate switch and runs a load flow to see if the losses decrease. If so, the key switch and best alternate are exchanged. An open loop may swap only once per step, but may swap again in a later step.

The algorithm in Fig. 1 calls for a full nonlinear load flow to evaluate each candidate switching operation. This load flow runs on just one circuit, which will usually be a small subset of the total system. In practice, the main loop can use an approximate loss screening of each candidate, using (2) for the loss in each switched branch. The switched segment voltage is assumed constant and equal to the existing voltage behind the candidate switch, and the load current angles are assumed balanced. The current constraints are checked approximately, neglecting any decrease in the voltage at the switch. After selecting a best candidate this way, the algorithm runs a full nonlinear load flow and checks the constraints again. If this check fails, the algorithm repeats the step and all future evaluations of that candidate will use a full load flow. At the conclusion of each step, the algorithm always has a full load flow solution that satisfies all constraints, but the total number of load flows run is greatly reduced.

$$P_{loss} = I_1^2 R_{11} + I_2^2 R_{22} + I_3^2 R_{33} + 2 R_{12} (A_1' D_1' + A_2' B_1') \\ - 2 R_{13} (A_1' C_1' - A_3' C_1') \\ + 2 R_{23} (B_2' C_1' - B_3' C_1') \quad (2)$$

$$I_1 = \sqrt{A_1^2 + A_2^2}; I_2 = \sqrt{B_1^2 + B_2^2}; I_3 = \sqrt{C_1^2 + C_2^2} \quad (3)$$

$$A_1 = kWflow_1 / kV_1; A_2 = kVARflow_1 / kV_1 \quad (4)$$

$$B_1 = kWflow_2 / kV_2; B_2 = kVARflow_2 / kV_2 \quad (5)$$

$$C_1 = kWflow_3 / kV_3; C_2 = kVARflow_3 / kV_3 \quad (6)$$

$$A_1' = A_1; A_2' = A_2 \quad (7)$$

$$B_1' = -0.5B_1 - 0.866B_2; B_2' = -0.5B_2 - 0.866B_1 \quad (8)$$

$$C_1' = -0.5C_1 - 0.866C_2; C_2' = -0.5C_2 + 0.866C_1 \quad (9)$$

In (2)-(9), the subscripts 1, 2, and 3 refer to three phase conductors,  $R$  refers to resistive elements of the branch series impedance matrix,  $kWflow$  is the nominal real power flow through the branch,  $kVARflow$  is the nominal reactive power flow through the branch, and  $kV$  is the voltage behind the candidate switch. Subscripts  $r$  and  $i$  refer to real and imaginary parts of the current, and primed quantities have been rotated to the same phase angle reference.

### III. EXAMPLE

Fig. 3 shows a sample circuit from [16], used to illustrate how the algorithms in Fig. 1 and Fig. 2 work. The series branches have been simplified to resistances, and the loads are modeled as constant current. The system voltage is 13.8 kV, but in this case (1) is modified to normalize by load

```

any other candidates have voltage on 2 sides?
add OpenLoop structure, with key = BestSwitch
alternates = list of candidate with voltage on 2 sides
mark all OpenLoops unswapped
set BaseLoss from existing load flow solution
repeat:
  add BestLoop to not found
  for each unswapped OpenLoop with key feeding BestSwitch
    open key switch
    set BestAlternate to not found
    for each alternate with switch voltage > key voltage
      close alternate and run load flow
      losses < BaseLoss and constraints okay?
        update BestLoss and BestAlternate
    open alternate and restore load flow
  found a BestAlternate?
    update BestLoop
  close key switch and restore load flow
  found a BestLoop?
    swap BestLoop key and BestAlternate
    update load flow
  mark BestLoop swapped
until: no BestLoop found

```

Fig. 2 Open loop backtracking scheme

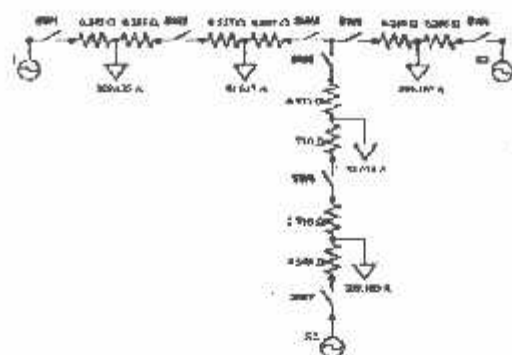


Fig. 3 Sample circuit with constant-current loads (IS)

current rather than total kVA. SWA is a proposed new switch location, not considered in the first algorithm solution. The test case has switches 3 and 5 open, with losses of 90.14 kW per phase. A network load flow with all switches closed reduces losses of 66.36 kW per phase.

To work through the solution step by step, the incremental load served by each candidate switch is taken from the load currents shown on Fig. 3. The incremental loss is calculated by summing the  $I^2R$  loss in each resistance along the feeder path containing the candidate switch, then subtracting the previous total loss along that feeder path. The merit figure is the incremental loss divided by the incremental load.

#### Step 1 - no switches closed

The candidate switches in step 1 are SW1, SW4, and SW7. The calculation of each candidate's merit figure follows:

$$\begin{aligned} \text{SW1: Loss} &= 0.285^2 \cdot 209.185 \cdot 209.185 = 12671.13 \\ \text{Load} &= 209.185 \\ \text{Merit} &= 12671.13 / 209.185 = 60.62 \\ \text{SW4: Loss} &= 0.286^2 \cdot 209.185 \cdot 209.185 = 12514.89 \\ \text{Load} &= 209.185 \\ \text{Merit} &= 12514.89 / 209.185 = 60.05 \\ \text{SW7: Loss} &= 0.399^2 \cdot 209.185 \cdot 209.185 = 17459.59 \\ \text{Load} &= 209.185 \\ \text{Merit} &= 17459.59 / 209.185 = 83.46 \end{aligned}$$

SW1 is closed because it has the lowest merit figure. Three feeder path load flow calculations were performed in this step.

#### Step 2 - SW1 already closed

The candidate switches in step 2 are SW2, SW4, and SW7.

$$\begin{aligned} \text{SW2: Loss} &= 0.285^2 \cdot (209.185 + 41.837)^2 + 0.285^2 \\ &+ 0.527^2 \cdot 41.837^2 = 12471.13 \\ \text{Load} &= 19379.70 - 12471.13 = 6908.57 \\ \text{Merit} &= 6908.57 / 41.837 = 165.13 \\ \text{SW4: Merit} &= 60.05 \text{ from step 1} \\ \text{SW7: Merit} &= 83.46 \text{ from step 1} \end{aligned}$$

SW4 is closed because it has the lowest merit figure. One feeder path load flow calculation was performed in this step, for SW2. We did not have to repeat the load flow calculations for SW4 and SW7.

#### Step 3 - SW1 and SW4 already closed

The candidate switches in step 3 are SW2, SW3, and SW7.

$$\begin{aligned} \text{SW2: Merit} &= 165.13 \text{ from step 2} \\ \text{SW3: Loss} &= 0.286^2 \cdot (209.185 + 41.837)^2 + 0.284^2 \\ &+ 0.527^2 \cdot 41.837^2 = 12514.89 \\ \text{Merit} &= 12514.89 - 12514.89 = 7101.11 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Load}_{\text{SW3}} &= 41.837 \\ \text{Merit}_{\text{SW3}} &= 7101.11 / 41.837 = 169.73 \\ \text{SW7: Merit} &= 83.46 \text{ from step 1} \end{aligned}$$

SW7 is closed because it has the lowest merit figure. One feeder path load flow calculation was performed in this step.

#### Step 4 - SW1, SW4, and SW7 already closed

The candidate switches in step 4 are SW2, SW3, and SW6.

$$\begin{aligned} \text{SW2: Merit} &= 165.13 \text{ from step 2} \\ \text{SW3: Merit} &= 169.73 \text{ from step 3} \\ \text{SW6: Loss} &= 0.399^2 \cdot (209.185 + 83.674)^2 + (1.71 + 1.71) \\ &+ 83.674^2 = 17459.59 \\ \text{Load} &= 38165.37 - 17459.59 = 40705.76 \\ \text{Merit} &= 40705.76 / 83.674 = 486.48 \end{aligned}$$

SW2 is closed because it has the lowest merit figure. This operation causes SW3 to have power supplied on both sides, so SW3 cannot be closed in any subsequent step. For possible backtracking, we will remember that SW2 is an open loop key switch, and that SW3 is its corresponding open loop alternate switch.

#### Step 5 - SW1, SW2, SW4, and SW7 already closed

The candidate switches in step 5 are SW3 and SW6.

$$\begin{aligned} \text{SW3: Loss} &= 0.285^2 \cdot (209.185 + 41.837 + 83.674)^2 \\ &+ (0.285 + 0.527)^2 \cdot (41.837 + 83.674)^2 \\ &+ (0.627 + 0.570)^2 \cdot 83.674^2 = 19379.70 \\ \text{Load} &= 53098.15 - 19379.70 = 33718.45 \\ \text{Merit} &= 33718.45 / 83.674 = 402.97 \\ \text{SW6: Merit} &= 486.48 \text{ from step 4} \end{aligned}$$

SW3 is closed because it has the lowest merit figure. There have been a total of seven feeder path load flow calculations in steps 1 through 5; but none of these have needed to solve the whole system.

The solution after step 5 has SW3 and SW6 open, with losses of 83.75 kW per phase. The closing of SW2 at step 4 precludes any subsequent closing of SW3. When SW5 is closed at step 5, the open loop key SW2 is found in NWS's new feeder path. Exchanging the key switch SW2 with its alternate SW3, the system losses decrease from 83.75 kW per phase to 71.53 kW per phase. Thus, the simple backtracking procedure in Fig. 2 improves the solution for this example, and in many of the other test cases examined.

Referring to Fig. 3, note that SW2 is electrically closer to the 41.837-ampere load than SW3 is. This is why SW2 is preferred at step 4. In the next step, a larger 83.674-ampere load must be served, and SW3 is electrically closer to this larger load than is SW2. The DAOP algorithm has been "fooled" by the 41.837-ampere load, and commits to SW2 too early. The linearized transshipment method [8] encountered the same problem in Fig. 3.

The backtracking indicates that a new switch located between SW2 and SW3 might be helpful. If SWA is installed, the optimal solution has switches A and 6 open, with losses of 67.42 kW per phase. Compared to the network solution losses of 66.36 kW per phase, very little improvement is possible.

## IV. TEST CASES

Tables 1 through 3 summarize results for a variety of test systems used in the literature. The one-line diagrams and system data for these test cases may be found in the

references indicated in these tables. The Civanlar 2-Feeder system is the simplest test case. The Fig. 3 case was worked in the previous section to illustrate backtracking. The Civanlar 3-Feeder and Baldick Discussion systems include shunt capacitors. Voltage and current constraints affect the solutions in the Glomocanin system and the Baran and Wu system. In particular, constraints in the Glomocanin system prevent switch exchange methods from finding the optimal solution [8].

A constant-current load model was used for all results in Table 2, except for the Baran and Wu circuit [17], which used a constant-power load model. Since the algorithm runs load flows on one circuit at a time, a rough measure of system size would be the number of switches divided by the number of circuits. By this measure, the Baran and Wu system is much larger than the others. The algorithm, run with backtracking and approximate loss screening defined in (2), reached the best solution in all these cases, including the improved solution reported in [18] for the Baran and Wu system. The algorithm worked with either constant-current or constant-power loads in all test systems, with some switches locked open to isolate faults, and with various capacitor configurations in the two systems that have capacitors.

The running time is mostly dependent on the number of full load flows run, and Table 3 shows about a six-to-one reduction in load flows by using the approximate loss evaluation. In all tests examined so far, the approximate loss evaluation produces the same reconfiguration as the full load flow screening. Comparing the second and fourth columns in Table 3, the DAO<sup>2</sup> reconfiguration algorithm with approximate loss screening required approximately the same

computational effort as a network load flow solution of the entire system.

## V. VOLTAGE REGULATOR TEST CASE

The Baran and Wu test system is shown in Fig. 4, with two line voltage regulators added. In the base case without these regulators, with the 5 segments shown in dashed lines open, the service voltage is 109.6 volts at bus 17. This would violate an emergency limit of 110 volts. After the optimal reconfiguration of four switch exchanges shown in Fig. 4, the service voltage is still only 112.5 volts at bus 31. This would violate a normal limit of 114 volts, so the algorithm was run with an emergency limit of 110 volts in effect.

The utility might use line voltage regulators to deal with these voltage problems, as shown in Fig. 4. Note that after the optimal switch swaps, the two regulators are not in series. With these regulators, the base case losses are 196.91 kW with a minimum service voltage of 116.3 volts at bus 24. The reconfiguration algorithm finds the same optimal switch exchanges, with total losses of 137.32 kW and a minimum service voltage of 115.2 volts at bus 13. During the solution, the regulator controllers move the taps appropriately during each load flow. This example illustrates how the reconfiguration algorithm can simulate control action, although in practice, the circuit in Fig. 4 should also have some shunt capacitor banks installed.

TABLE 1  
TEST SYSTEM CHARACTERISTICS

Test System	Circuits	Loads	Lines	Switches	Capacitors
Civanlar 2-Feeder [2]	2	10	11	17	0
Civanlar 3-Feeder [2]	3	13	16	17	7
Glomocanin [8]	3	9	13	15	0
Baldick Discussion [8]	1	2	4	5	1
Fig. 3 with SWA [16]	7	5	10	9	0
Baran and Wu [17]	1	32	37	57	0

TABLE 2  
BENCHMARK, NETWORKED, AND FINAL LOSSES [kW]

Test System	Benchmark	Network	Final
Civanlar 2-Feeder [2]	310.99	305.22	306.94
Civanlar 3-Feeder [2]	488.66	412.34	447.45
Glomocanin [8]	255.65	229.53	247.40
Baldick Discussion [8]	18.78	10.65	15.71
Fig. 3 with SWA [16]	270.41	199.08	202.38
Baran and Wu [17]	292.68	124.55	142.60

TABLE 3  
SIMULATION TIMES ON A PENTIUM 90 [seconds]

Test System	Network Load Flow	Full Load Flow Screening	Approximate Screening (2)
Civanlar 2-Feeder [2]	1.373	5.384	1.157
Civanlar 3-Feeder [2]	3.625	15.658	2.964
Glomocanin [8]	2.986	6.373	0.933
Baldick Discussion [8]	0.404	1.373	0.220
Fig. 3 with SWA [16]	1.867	2.910	0.986
Baran and Wu [17]	14.043	726.607	20.451

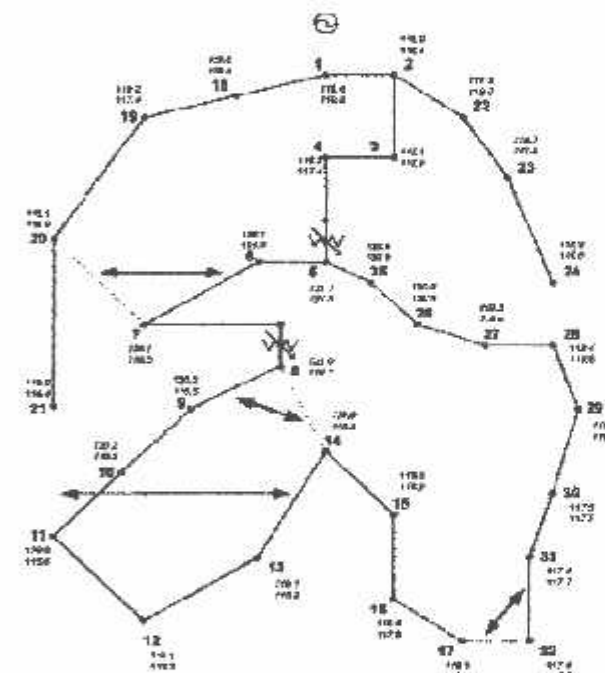


Fig. 4 Baran and Wu test circuit [17] with voltage regulators. Upper italicized numbers are service voltages before reconfiguration, lower italicized numbers after reconfiguration, on 120-volt base.

## VI. CONCLUSIONS

This algorithm differs from most others, by constructing the system from scratch, rather than performing switch exchanges or sequential switch openings. The construction approach, coupled with a backtracking scheme, helps the algorithm avoid local minima. An approximate loss formula helps to quickly screen candidate switch closings, but this method still performs more load flow calculations than other methods. Most of the load flow calculations only work with a subset of the system, so that the total computational effort in performing radial load flows is the same order of magnitude as a network load flow solution on the entire system.

The algorithm's main advantages are:

1. efficient use of detailed feeder modeling and load flow solutions - leading to more accurate consideration of current and voltage constraints, capacitor bank controls, and line voltage regulators
2. less computational effort than sequential switch opening, which requires multiple network load flows
3. avoids some of the local minima problems with switch exchange methods
4. the occurrence of backtracking suggests new switch locations to reduce losses

The merit figure can easily be modified to include objectives other than loss minimization, but in that case, the approximate loss evaluation screening would not apply.

The optimal network load flow solution provides a lower bound on the losses, and a measure of how good the algorithm solution is. This would be a useful addition to other methods, since none can guarantee a global optimum.

## VII. ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank the Electric Power Research Institute for supporting development of the DEWorkstation, which was used to implement the algorithm reported in this paper.

## VII. REFERENCES

- [1] R. L. Wills, H. Inou, M. V. Engel, and L. Farley, "Optimization Applications to Power Distribution," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 8, no. 4, October 1995, pp. 12-17.
- [2] S. Civanlar, J. J. Grainger, Y. Yin and S. R. Lee, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 3, no. 3, July 1988, pp. 1217-1223.
- [3] D. Shimoharuchi and H. W. Hong, "Reconfiguration of Electric Distribution for Resistive Line Loss Reduction," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 2, April 1989, pp. 1493-1498.
- [4] K. Aota, T. Ichimaru, M. Kamezumi, "Normal State Optimal Load Allocation in Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 2, no. 1, January 1987, pp. 147-155.
- [5] J.-C. Wang, H.-D. Chiang, G. R. Durling, "An Efficient Algorithm for Real-time Network Reconfiguration in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 11, no. 1, February 1996, pp. 511-517.
- [6] A. L. Monticelli and A. Monticelli, "Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 4, October 1989, pp. 2235-2241.
- [7] T. Taylor and D. Lubkeman, "Implementation of Heuristic Search Strategies for Distribution Feeder Reconfiguration," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, no. 1, January 1990, pp. 239-246.
- [8] V. Gnanapavan, "Optimal Loss Reduction of Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 5, no. 3, August 1990, pp. 774-781.
- [9] H.-C. Chang and Ch.-Ch. Kao, "Network Reconfiguration in Distribution Systems using Nonlinear Annealing," *Electric Power Systems Research*, vol. 29, pp. 227-238, 1994.
- [10] R. J. Serr, M. M. A. Salama, A. Y. Chahani, "Distribution System Reconfiguration for Loss Reduction: An Algorithm Based on Network Partitioning Theory," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 11, no. 1, February 1996, pp. 504-510.
- [11] K. Nam, A. Shisae, M. Kitagawa and I. Ishihara, "Implementation of Genetic Algorithm for Distribution System Loss Minimum Reconfiguration," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 7, no. 3, August 1992, pp. 1044-1051.
- [12] G. J. Papoulias, M. P. Papadopoulos, N. D. Hatziargyriou, "Distribution Network Reconfiguration to Minimize Line Losses," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 10, no. 3, July 1995, pp. 1338-1342.
- [13] J.-Y. Fan, L. Zhang, J. D. McDonald, "Distribution Network Reconfiguration: Single Loop Optimization," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 11, no. 3, August 1996, pp. 1643-1647.
- [14] D. Jiang, R. Baldick, "Optimal Electric Distribution System Switch Reconfiguration and Capacitor Control," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 11, no. 2, May 1996, pp. 890-897.
- [15] L. Kozmehani, V. Melnik, S. S. H. Lee, R. L. Lugtu, "Multi-Objective Feeder Reconfiguration by Distribution Management Systems," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 11, no. 2, May 1996, pp. 661-667.
- [16] R. P. Broadwater, P. A. Dolloff, T. L. Hardman, R. Karanikheva and A. Sargent, "Minimum Loss Optimization in Distribution Systems: Discrete Ascent Optimal Programming," *Electric Power Systems Research*, vol. 36, 1996, pp. 113-121.
- [17] M. E. Breen and F. F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 2, April 1989, pp. 1401-1407.
- [18] S. K. Goswami and S. K. Brau, "A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, no. 3, July 1992, pp. 1484-1491.

## VIII. BIOGRAPHIES

Tom McDermott (S 1977, M 1981, SM 1992) is a Senior Power Systems Engineer at Electronic Concepts, working in distribution planning, power quality planning, and lightning protection. His other technical interests have included digital transient simulations and field tests. His current simulation and software development. His previous employment experience includes Westinghouse, Power Technologies, Inc., and Ansoft Corporation. From 1996-1997 he was chairman of the Pittsburgh Section (IPEE). He has a B.S. and M. Eng. in Electric Power Engineering from RPI, and is a Ph.D. candidate at Virginia Tech.

Irishka Dzevga (S 1993, M 1998) holds B.S. and M.S. degrees in Power Systems Engineering from University of Zagreb, Croatia, and Ph.D. degree from Virginia Tech. Since 1996 he has been with Electrical Distribution Design, Inc., where he developed Restoration and Reconfiguration analysis, multi-phase Network Power Flow, Flicker Analysis, Load Research Analysis and other applications for EPR's DEWorkstation software package.

Robert Broadwater (S 1968, M 1971) is a Professor at Virginia Tech. Dr. Broadwater works in the area of electrical distribution system analysis, design, and operations. He has been chairman of the PES Student Prize Paper contest, and an associate editor for *Electric Power Systems Research Journal*. He received his B. S., M. S., and Ph.D. degrees in Electrical Engineering from Virginia Tech.



# LAMPIRAN B

---



### LEMBAR ASISTENSI

Nama : Setlymius Ritha  
Nim : 05.12.007  
Masa bimbingan : 24 Mei 2010 – 24 November 2010  
Judul Skripsi : Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Radial Menggunakan Metode  
*Kruskal With Ant Direction (KWAD)* di G.I. Bangil

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	20/6 2010	Revisi Bab 1	
2.	2/7 2010	Revisi Bab 2	
3.	5/7 2010	Penulisan bab 1 & 2	
4.	10/7 2010	Revisi Bab 3	
5.	27/8 2010	Tambahkan notasi daftar pustaka	
6.	9/8 2010	Revisi Bab 4	
7.	11/8 2010	Perbaiki Program	
8.	14/8 2010	Perbaiki Penulisan Bab 5	
9.	15/8 2010	Perhatikan Penulisan Semua Bab	
10.	18/9 2010	all	

Malang, Mei 2010  
Dosen Pembimbing

(Bambang Prio H, ST,MT)  
NIP. Y 102.8400082

Form S-4b



LEMBAR ASISTENSI

Nama : Setlymius Ritha  
Nim : 05.12.007  
Masa bimbingan :  
Judul Skripsi : Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Radial Menggunakan Metode  
*Kruskal With Ant Direction (KWAD)* di G.I. Bangil

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	27/8 2020	Selesaikan Bus W dan Bus III	
2.	9/8 2020	Semua data PU, letakkan pada lampiran Saji.	
3.	10/8 2020	Tambahkan di bus W, dari data penyolakan Poles, Poles A, Poles B, Sijar, menjadi gbr 4-5 prosesnya seperti apa?	
4.	13/8	- dari gbr 4-5 menjadi gbr 4-9. prosesnya seperti apa?	
5.		- Semua data yg akan di inputkan ke Ekuator dituliskan sebelum flow chart penyediaan model.	
6.	20/8 2020	Aes Semmur koral.	
7.	20/9 2020	pada bus I, bus II, bus III tambahkan Tanda kutubannya	
8.			
9.			
10.			

Malang,  
Dosen Pembimbing

(Ir. H. Taufik Hidayat, MT)  
NIP. Y. 101.8700151

Form S-4b

**T. PLN (PERSERO)  
DISTRIBUSI JAWA TIMUR  
AREA PELAYANAN & JARINGAN PASURUAN**

Sudirman No. 63 Pasuruan 67115

: (0343) 426515 s/d 426517

Telex

Faximile

: (0343) 426518

Alamat Kawal : PLN PSR

Referensi : 024004 /APJ-PSR/2010  
Mempin : -  
Subjek : SURVEY

KEPADA  
YTH INSTITUT TEKNOLOGI  
Nasional MALANG  
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2  
MALANG 65145

Sehubungan surat Saudara No . ITN - 255 - HITA-2/2/10 tanggal 11 Pebruari 2010 tentang Survey di PT PLN (Persero) Area Pelayanan dan Jaringan Pasuruan, dengan ini diberitahukan bahwa pada prinsipnya kami dapat mengijinkan Permohonan Saudara dengan catatan sebagai berikut :

1. Survey dilaksanakan mulai tanggal 15 Maret 2010 s/d 25 Maret 2010.
2. Data yang diminta hendaknya terbatas pada hal-hal yang bersifat umum dan dipergunakan untuk keperluan ilmiah.
3. Mahasiswa yang diijinkan melaksanakan Survey 1 (satu) Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi Teknik Energi Listrik sbb :
  - SETLYMIUS R. (05.12.007)

Demikian untuk diketahui dan atas perhatiannya disampaikan terima kasih.

PH ASMAN SDM & ADM  
ASMAN KEUANGAN



DARMANTO, SE

Tembusan  
- UPI BANGIL