

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



**ANALISA PERBAIKAN FAKTOR DAYA UNTUK MEMINIMALISASI
RUGI - RUGI DAYA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION
PADA PT. COATS REJO INDONESIA**

SKRIPSI

**Disusun Oleh :
NANANG WIJAYANTO
02 . 12 . 067**

APRIL 2008

STATE OF MONTANA
DEPARTMENT OF REVENUE
SALT AND SUGAR TAXES
SALT AND SUGAR TAXES

STATE OF MONTANA
DEPARTMENT OF REVENUE
SALT AND SUGAR TAXES
SALT AND SUGAR TAXES

STATE OF MONTANA

DEPARTMENT OF REVENUE

SALT AND SUGAR TAXES

STATE OF MONTANA

STATE OF MONTANA

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISA PERBAIKAN FAKTOR DAYA UNTUK MEMINIMALISASI
RUGI –RUGI DAYA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION*
PADA PT. COATS REJO INDONESIA**

SKRIPSI

*Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan
Memenuhi Syarat-Syarat Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

**Disusun Oleh :
Nanang Wijayanto
02.12.067**

Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II


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


(Ir. Taufik Hidayat, MT)
Nip.Y. 1018700015



**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1**


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

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

APRIL 2008

ABTRAKSI

ANALISA PERBAIKAN FAKTOR DAYA UNTUK MEMINIMALISASI RUGI –RUGI DAYA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA PT. COATS REJO INDONESIA

(Nanang Wijayanto, Nim 02.12.067, Teknik Elektro/T.Energi Listrik S-1)
(Dosen Pembimbing : Ir. Choirul Saleh, MT – Ir. Taufik Hidayat, MT)

Kata Kunci : Faktor Daya, Kapasitor, Rugi-Rugi Daya.

Faktor daya mempunyai pengaruh yang besar terhadap konsumsi daya listrik. Beban-beban yang bersifat induktif, seperti motor, transformator dan lainnya, mengakibatkan faktor daya rendah hal ini juga menyebabkan rugi-rugi daya menjadi besar. Pemasangan kapasitor akan membantu memperbaiki faktor daya.

Analisa yang dilakukan di PT. Coats Rejo Indonesia adalah untuk mengetahui seberapa besar nilai $\cos \varphi$ (faktor daya) akibat pemasangan kapasitor secara terpusat yang ada di lapangan. Dan kemudian akan diperbaiki dengan penempatan dan penambahan kapasitas kapasitor yang lebih baik secara terpusat dan terdistribusi.

Penggunaan software *ETAP Power Station* versi 4.0.4 pada PT. Coats Rejo Indonesia menunjukkan dengan pemasangan kapasitor sebesar 594 KVar mampu meningkatkan $\cos \varphi$ 0,97 dan menurunkan rugi-rugi sebesar 0,603 MVar.

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. Choirul Saleh, MT, selaku Dosen Pembimbing.
4. Bapak Ir. Taufik Hidayat, MT, selaku Dosen Pembimbing
5. Bapak Ir. Teguh Herbasuki, MT, selaku Dosen Penguji
6. Bapak Ir. Widodo Puji M, MT, selaku Dosen Penguji
7. 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, April 2008

Penulis

DAFTAR ISI

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

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan.....	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Metodologi	3
1.5.1. Metode Penelitian.....	3
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
1.7. Relevansi	5

BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik.....	6
2.1.1. Sistem Distribusi Primer (JTM)	7
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (JTR).....	7

2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik	8
2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial	8
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon	9
2.2.1.1. Sistem Radial Dengan <i>Tie</i> dan <i>Switch</i> Pemisah	9
2.2.1.3. Sistem Radial Dengan Pembagi <i>Phasa Area</i>	10
2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat.....	11
2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (<i>Loop</i>).....	12
2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	13
2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga	14
2.3.1. Daya Nyata (<i>Real Power</i>)	14
2.3.2. Daya Reaktif (<i>Reactive Power</i>).....	14
2.3.3. Daya Semu (<i>Apparent Power</i>)	15
2.4. Kapasitor Daya	15
2.4.1. Kapasitor Seri Dan Kapasitor <i>Shunt</i>	15
a. Kapasitor Seri	16
b. Kapasitor <i>Shunt</i> (paralel)	16
2.4.2. Pemasangan Kapasitor <i>Shunt</i>	16
a. Kapasitor Tetap	17
b. Kapasitor Saklar	17
2.4.3. Capasitor Bank	17
2.5. Faktor-faktor Pemilihan Kapasitor Seri Dan <i>Shunt</i>	18
2.6. Sistem Per-Unit	19

BAB III PENGARUH PEMASANGAN KAPASITOR TERHADAP

SISTEM KELISTRIKAN

3.1. Faktor Daya.....	20
3.1.1. Pengertian Faktor Daya.....	20
3.1.2. Faktor Daya <i>Leading</i>	23
3.1.3. Faktor Daya <i>Lagging</i>	24
3.2. Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya	24
3.3. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor <i>Shunt</i>	25
3.4. Perbaikan Tegangan	26
3.5. Perbaikan Faktor Daya dan Kapasitas Sistem.....	27
3.5.1. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya.....	29
3.5.2. Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya Beban	30
3.6. Analisa Aliran Daya	31
3.6.1. Tujuan.....	31
3.6.2. Metode Newton Rhapson	32
3.6.3. Algoritma Perhitungan Aliran Daya Menggunakan Metode Newton Rhapson	35
3.6.4. <i>Flowchart</i> Aliran Daya	37
3.7. Algoritma Pemecahan Masalah.....	38
3.8. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah	39
3.9. Input Data Pada PT. Coats Rejo Indonesia.....	40
3.10. Data Parameter PT. Coats Rejo Indonesia	42

3.11. Data Penyaluran Dan Pembebanan	43
3.11.1. Data Saluran Sistem Tenaga Listrik	
PT. Coats Rejo Indonesia	43
3.11.2. Data Pembebanan Sistem Tenaga Listrik	
PT. Coats Rejo Indonesia	44

BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL

4.1. <i>Single Line</i> PT. Coats Rejo Indonesia.....	45
4.2. Solusi Perbaikan Kualitas Daya Dengan <i>ETAP</i>	47
4.3. Aliran Daya	49
4.4. <i>Single Line</i> PT. Coats Rejo Indonesia Setelah Penempatan Dan Penambahan Kapasitor	53
4.5. Validasi.....	58
4.6. Hasil dan Analisa Hasil Perbandingan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan Dan Penambahan Kapasitor Baru	59
4.7. Perbandingan Aliran Daya Sebelum Penempatan Dengan Setelah Penempatan Dan Penambahan Kapasitor.....	62

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan.....	69
5.2. Saran.....	69

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Jaringan Distribusi Tegangan Menengah , Tegangan Rendah Dan Sambungan Rumah Ke Pelanggan	6
Gambar 2.2	Sistem Jaringan Distribusi Radial	8
Gambar 2.3	Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Tie</i> Dan <i>Switch</i> Pemisah.....	10
Gambar 2.4	Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Phasa Area</i>	11
Gambar 2.5	Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat.....	12
Gambar 2.6	Sistem Jaringan Distribusi <i>Loop</i>	12
Gambar 2.7	Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	13
Gambar 3.1	Segitiga Daya	21
Gambar 3.2	Segitiga Arus	22
Gambar 3.3	Saluran Primer Dengan Beban Terpusat	23
Gambar 3.4	Faktor Daya <i>Leading</i>	23
Gambar 3.5	Faktor Daya <i>Lagging</i>	24
Gambar 3.6	Vektor Diagram Sebelum Dan Sesudah Pemasangan Kapasitor <i>Shunt</i> Pada Jaringan	26
Gambar 3.7	Perbaikan Faktor Daya	27
Gambar 3.8	Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban Pada Jaringan Distribusi	29
Gambar 3.9	<i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson.....	37
Gambar 3.10	<i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah.....	39

Gambar 4.1	<i>Single Line</i> PT. Coats Rejo Indonesia	46
Gambar 4.2	Tampilan Modul Utama	48
Gambar 4.3	<i>Single Line</i> PT. Coats Rejo Indonesia Baru	53

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1	Perbandingan Aliran Daya Reaktif Sebelum Dan Setelah Penempatan Dan Penambahan Kapasitor	63
Grafik 4.2	Perbandingan Daya Semu Sebelum Dan Setelah Penempatan Dan Penambahan Kapasitor	64
Grafik 4.3	Perbandingan Branch Losses Sebelum Dan Setelah Penempatan Dan Penambahan Kapasitor	65
Grafik 4.4	Perbandingan Faktor Daya Sebelum Dan Setelah Penempatan Dan Penambahan Kapasito.....	66

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Kapasitor Seri Dan Kapasitor <i>Shunt</i>	18
Tabel 3.1	Data Parameter PT. Coats Rejo Indonesia	41
Tabel 3.2	Ukuran & Impedansi Kabel/Konduktor.....	41
Tabel 3.3	Pembagian Beban Pada PT. Coats Rejo Indonesia.....	43
Tabel 4.1	Hasil <i>Load Flow</i> Menggunakan ETAP <i>PowerStation</i> Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal	49
Tabel 4.2	Hasil <i>Branch Losses</i> Menggunakan ETAP <i>PowerStation</i> Dengan Kompensasi Kapasitor Awal	50
Tabel 4.3	Hasil <i>Bus Loading</i> Menggunakan ETAP <i>PowerStation</i> Dengan Kompensasi Kapasitor Awal	51
Tabel 4.4	Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal	52
Tabel 4.5	Hasil <i>Load Flow</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Penempatan Dan Penambahan Kapasitor Baru	55
Tabel 4.6	Hasil <i>Brach Losses</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Penempatan Dan Penambahan Kapasitor Baru.....	56
Tabel 4.7	Hasil <i>Bus Loading</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Penempatan Dan Penambahan Kapasitor Baru	57

Tabel 4.8	Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Baru.....	58
Tabel 4.9	Perbandingan Rugi-rugi Daya Aktif Dan Daya Reaktif Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan Dan Penambahan Kapasitor Baru.....	59
Tabel 4.10	Perbandingan Losses Tegangan Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan Dan Penambahan Kapasitor Baru	60
Tabel 4.11	Perbandingan $\cos \phi$ Dan Aliran Daya Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan Dan Penambahan Kapasitor Baru.....	60

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

PT. Coats Rejo Indonesia adalah sebuah perusahaan pemintalan benang yang sedang berkembang. Untuk memenuhi kebutuhan listrik yang cukup besar karena dalam proses produksi banyak sekali peralatan – peralatan listrik yang dimanfaatkan, maka PT. Coats Rejo Indonesia mendapat suplai dari PLN sebesar 20 kv. Karena banyaknya beban induktif maka faktor daya ($\text{Cos } \phi$) pada sistem hanya sekitar 0,88.

Pada PT. Coats Rejo Indonesia sebagian besar beban yang digunakan adalah beban-beban yang sifatnya induktif seperti motor–motor listrik, trafo, AC, lampu TL disamping itu ada juga yang bersifat resistif. Pada penggunaan beban induktif akan mengakibatkan daya reaktif menjadi naik sehingga konsumsi daya (MVA) menjadi meningkat. Dengan meningkatnya beban-beban induktif, maka memperbesar komponen rugi-rugi daya, disamping itu dapat memperburuk kondisi tegangan.

Salah satu upaya untuk memperbaiki kualitas daya adalah dengan pemasangan kapasitor untuk meningkatkan nilai faktor daya ($\text{Cos } \phi$) dengan tujuan meningkatkan efisiensi, sehingga akan memberikan keuntungan-keuntungan, misalnya penambahan kapasitas daya listrik akibat berkurangnya rugi-rugi, meningkatnya masa pakai peralatan listrik.

Pada skripsi ini akan dibahas metode untuk menyelesaikan masalah perbaikan kualitas daya yang ada pada PT. Coats Rejo Indonesia dengan optimasi penempatan dan penambahan kapasitor menggunakan *software ETAP Power Station*. Hasil yang dicapai diharapkan dapat meningkatkan nilai faktor daya serta meminimalisasi rugi-rugi daya pada PT. Coats Rejo Indonesia.

1.2. Rumusan Masalah

1. Bagaimana keadaan sistem kelistrikan di PT. Coats Rejo Indonesia dengan kapasitor yang sudah ada dan sesudah penempatan dan penambahan kapasitor ?
2. Apakah penempatan dan penambahan kapasitor dapat menaikkan faktor daya ?
3. Apakah perbaikan faktor daya dapat mengurangi rugi-rugi daya ?

1.3. Tujuan

Tujuan dari penelitian menggunakan *software ETAP Power Station* adalah untuk menganalisa perbaikan faktor daya untuk meminimalisasi rugi – rugi daya.

1.4. Batasan Masalah

Agar permasalahan mengarah sesuai dengan tujuan yang telah ditetapkan mak permasalahan dalam skripsi ini dibatasi pada hal-hal sebagai berikut :

1. Analisa perhitungan menggunakan program komputer khusus *ETAP (Power Station)*.

2. Sistem kelistrikan yang dibahas adalah sistem kelistrikan pada PT. Coats Rejo Indonesia.
3. Analisa dilakukan dengan menganggap sistem dalam keadaan normal.
4. Analisa dilakukan hanya sebatas pengkajian beban yang telah ada.
5. Tidak membahas masalah harmonisa.
6. Tidak membahas masalah ekonomi.

1.5. Metodologi

1.5.1. Metode Penelitian

A. Studi Literatur

Dalam membuat skripsi ini perlu diketahui teori yang digunakan sebagai dasar untuk mengolah data yang ada. Studi literatur ini meliputi hal-hal sebagai berikut:

- Studi tentang faktor daya
- Studi tentang rugi-rugi daya

B. Pengumpulan Data.

Data-data yang diperlukan antara lain :

- *Single line* PT. Coats Rejo Indonesia
- *Power grid* dan *transformator* pada PT. Coats Rejo Indonesia
- Pembebanan pada PT. Coats Rejo Indonesia
- Kabel yang digunakan pada PT. Coats Rejo Indonesia

C. Pemodelan

Setelah mendapatkan data, maka dilakukan validasi *software* menggunakan *software ETAP Power Station*.

D. Analisa Data

Selanjutnya adalah menganalisa data-data yang telah dikumpulkan lalu membandingkan nilai $\cos \phi$ dan rugi-rugi daya dengan *kapasitor* yang sudah ada dan sesudah penambahan.

E. Pembahasan

Membahas analisa data tersebut lalu membandingkan nilai $\cos \phi$ dan rugi-rugi daya dengan *kapasitor* yang sudah ada dan sesudah penambahan.

F. Kesimpulan

Menarik kesimpulan dari hasil analisa data.

1.6. Sistematika Penulisan

Sistematika dari pembahasan di dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisi tentang latar belakang, tujuan, perumusan masalah, metode penelitian yang digunakan, serta sistematika penulisan.

BAB II : SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

Disini akan dibahas masalah sistem jaringan distribusi, daya dalam sistem tenaga listrik dan kapasitor daya.

BAB III : PENGARUH PENEMPATAN KAPASITOR TERHADAP SISTEM KELISTRIKAN

Pada bab ini akan dibahas masalah faktor daya, perbaikan faktor daya, pengurangan rugi-rugi daya, perbaikan tegangan dan metode aliran daya Newton Rhapson.

BAB IV : HASIL DAN ANALISA HASIL

Pada bab ini berisi data dan analisa hasil simulasi dari *ETAP Power Station*.

BAB V : PENUTUP

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

1.7. Relevansi

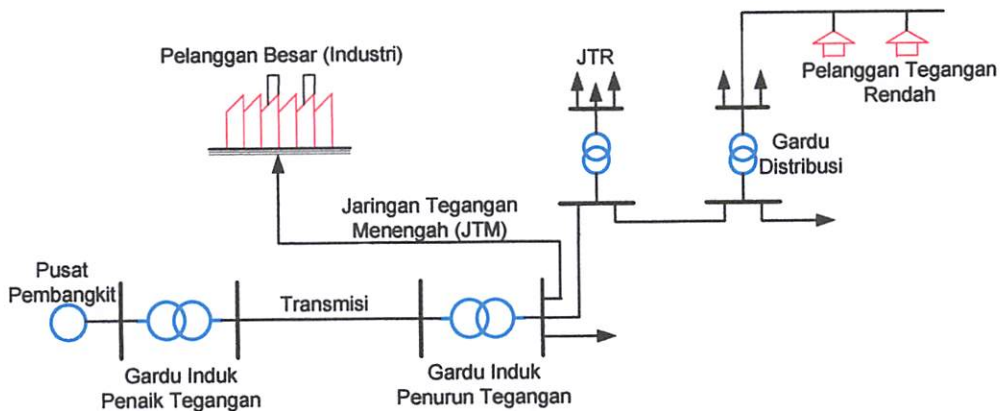
Dengan adanya pemasangan kapasitor diharapkan akan memberikan solusi kepada PT. Coats Rejo Indonesia yaitu faktor dayanya bagus atau berada pada batas yang diijinkan oleh PLN dan daya yang disuplai dari PLN dapat mencukupi kebutuhan operasional perusahaan karena rugi-rugi dayanya sudah diperkecil sehingga tidak perlu menambah daya pada PLN

BAB II

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik^[2]

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



Gambar 2.1
Jaringan Distribusi Tegangan Menengah (JTM), Jaringan Distribusi Tegangan Rendah (JTR) dan Sambungan Rumah ke Pelanggan ^[2]

Jaringan setelah keluar dari G.I. biasanya disebut jaringan distribusi. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka kemudian tenaga listrik diturunkan tegangannya dalam gardu-gardu distribusi menjadi tegangan menengah dan tegangan rendah, kemudian disalurkan ke industri-industri, rumah-rumah atau pelanggan (konsumen).

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

1. Sistem distribusi primer (Jaringan Tegangan Menengah)
2. Sistem distribusi sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)

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

2.1.1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah)

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

2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)

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

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

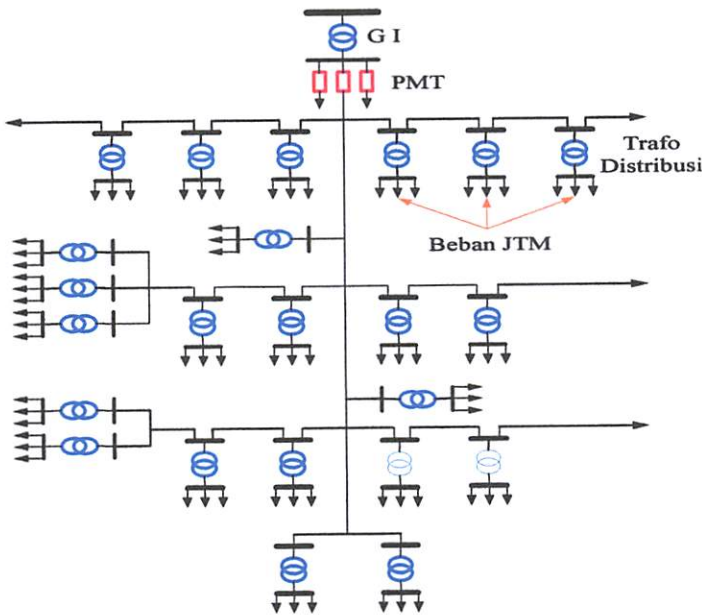
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik^[2]

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

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

2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial

Bentuk jaringan ini merupakan bentuk dasar yang paling banyak digunakan dan yang paling sederhana. Sistem ini dikatakan radial karena dari kenyataan bahwa jaringan ini ditarik secara radial dari gardu induk ke pusat-pusat beban atau konsumen yang dilayaninya. Sistem ini terdiri dari saluran utama (*main feeder*) dan saluran cabang (*lateral*) seperti pada gambar 2.2.



Gambar 2.2
Sistem Jaringan Distribusi Radial^[2]

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.

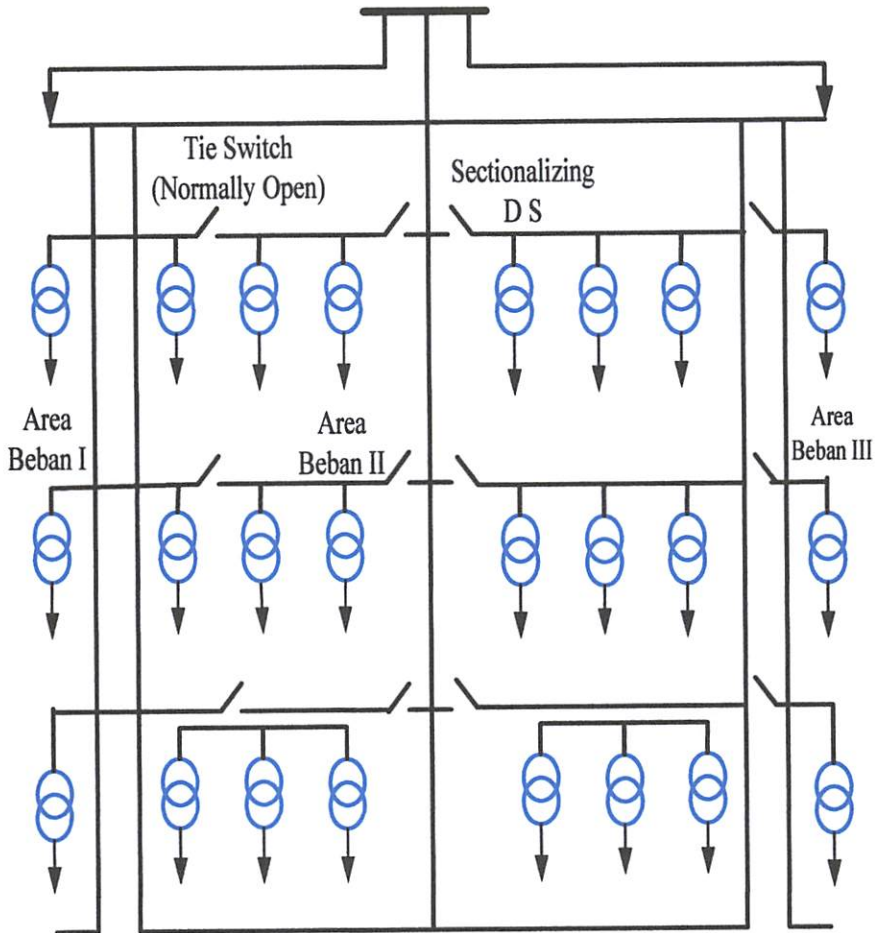
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon

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.

2.2.1.2. Sistem Radial dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah

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*

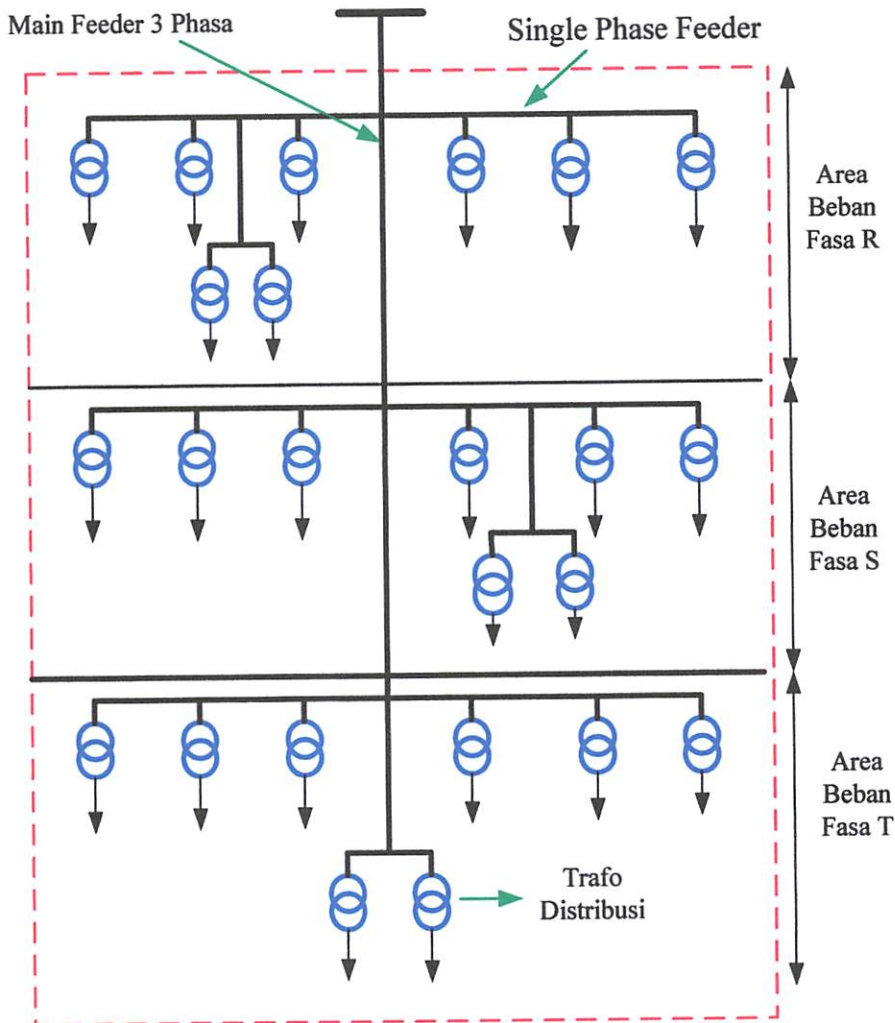
tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang tidak terganggu. sistem radial dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah dapat dilihat pada gambar 2.3.



Gambar 2.3
Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah ^[3]

2.2.1.3. Sistem Radial dengan Pembagian *Phasa Area*

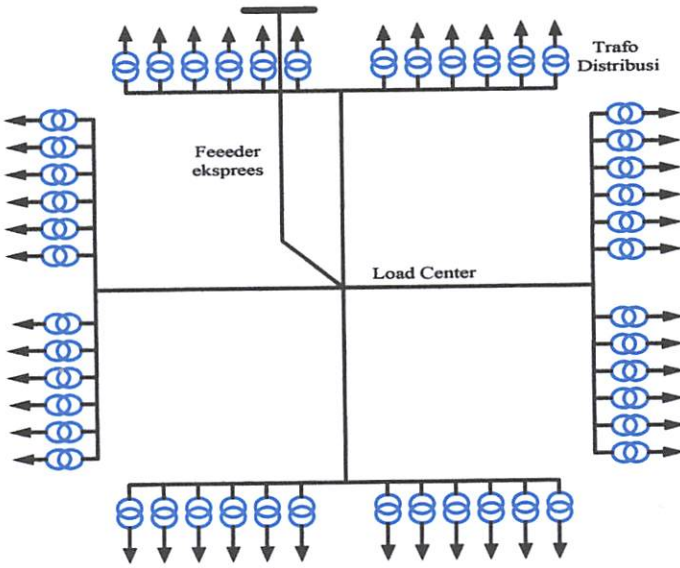
Pada bentuk ini masing-masing fasa dari jaringan bertugas untuk melayani daerah beban yang berlainan. Bentuk ini akan dapat menimbulkan kondisi sistem tiga fasa yang tidak seimbang (simetris), bila digunakan pada daerah beban yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Contoh dari sistem jaringan ini dapat dilihat pada gambar 2.4.



Gambar 2.4 Jaringan Distribusi Radial Dengan Phasa Area ^[5]

2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat

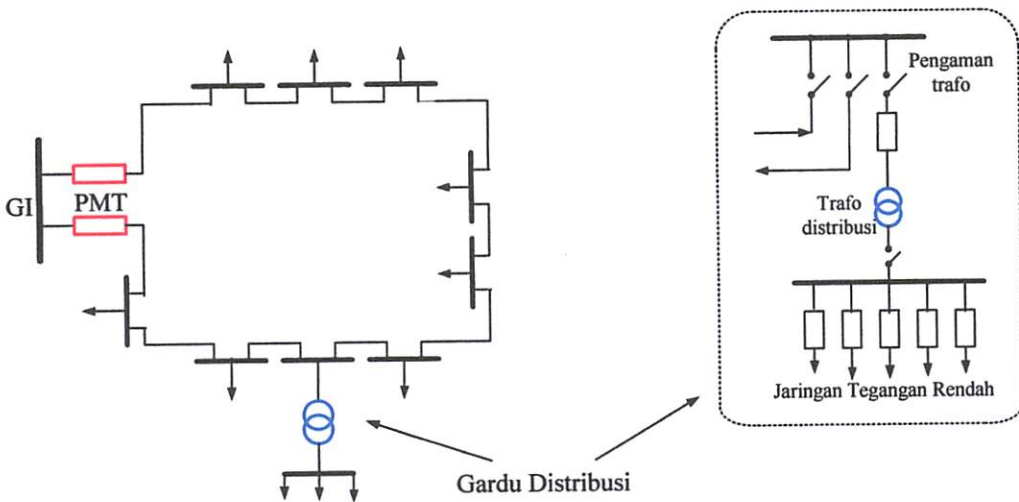
Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban, dan dari titik pusat beban ini dikirim ke beban menggunakan *back feeder* secara radial seperti terlihat pada gambar 2.5.



Gambar 2.5
Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat^[5]

2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (*Loop*)

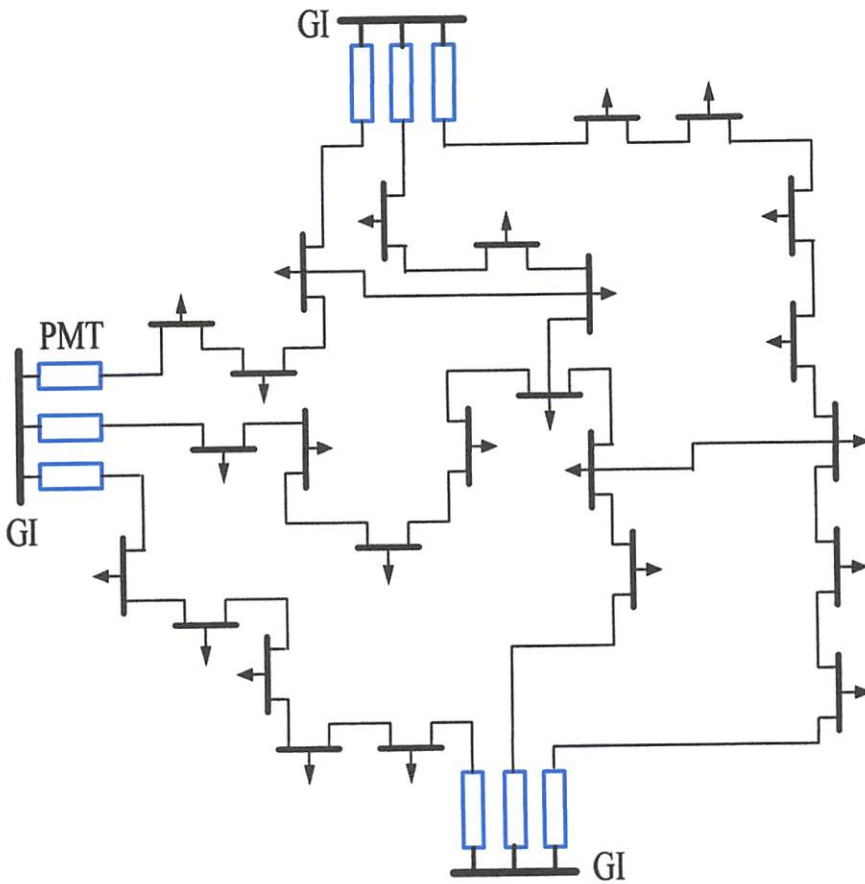
Sistem ini disebut jaringan distribusi *loop* karena saluran primer yang menyalurkan daya sepanjang daerah beban yang dilayani membentuk suatu rangkaian *loop*, seperti terlihat pada gambar 2.6.



Gambar 2.6
Sistem Jaringan Distribusi *Loop*^[2]

2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi *Mesh*

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



Gambar 2.7
Sistem Jaringan Distribusi *Mesh* ^[2]

2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga^[7]

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

Daya listrik yang dibangkitkan dikenal dengan istilah :

2.3.1. Daya Nyata (*Real Power*)

Daya nyata dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya nyata untuk beban 3 fasa seimbang

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

2.3.2. Daya Reaktif (*Reactive Power*)

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

Daya reaktif dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

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

2.3.3. Daya Semu (*Apparent Power*)

Daya semu dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya semu untuk beban 3 fasa seimbang :

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

2.4. Kapasitor Daya ^[2]

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

2.4.1. Kapasitor Seri dan Kapasitor Shunt

Fungsi utama dari pemakaian kapasitor seri atau kapasitor shunt, dalam sistem tenaga adalah untuk membangkitkan daya reaktif, untuk memperbaiki faktor daya dan tegangan, sehingga meningkatkan kapasitas sistem dan mengurangi rugi daya jaringan.

a. Kapasitor Seri

Kapasitor seri adalah kapasitor yang dihubungkan seri dengan impedansi saluran yang bersangkutan, pemakaiannya amat dibatasi pada saluran distribusi, karena peralatan pengamannya cukup rumit. Jadi secara umum dikatakan biaya untuk pemasangan kapasitor seri lebih mahal dari pada biaya pemasangan kapasitor *shunt* (paralel).

b. Kapasitor *Shunt* (paralel)

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

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

2.4.2 Pemasangan Kapasitor *Shunt*

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

Ada dua cara dalam pemakaian kapasitor shunt:

- Kapasitor tetap
- Kapasitor saklar

a. Kapasitor Tetap

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

b. Kapasitor Saklar

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

4.2.3. Capasior Bank

Capacitor bank adalah electrical equipment untuk meningkatkan power factor(PF), dimana akan mempengaruhi besarnya arus(Ampere).

Pemasangan kapasitor bank pada sebuah sistem listrik akan memberikan keuntungan sbb :

1. Peningkatan kemampuan jaringan dalam menyalurkan daya
2. Optimasi biaya : ukuran kabel diperkecil
3. Mengurangi besarnya nilai "drop voltage"
4. Mengurangi naiknya arus/suhu pada kabel, sehingga mengurangi rugi-rugi daya.

2.5. Faktor-faktor pemilihan kapasitor seri dan kapasitor *shunt*^[2]

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

Tabel 2.1
Kapasitor Seri dan Kapasitor *Shunt*

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

2.6. Sistem Per-Unit ^[7]

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:

$$\text{Besaran per-unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar dengan ukuran yang sama}} \dots\dots\dots(2.7)$$

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

➤ Untuk data 1 fasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{kVA \text{ dasar 1 fasa}}{kVA \text{ dasar } L-N} \dots\dots\dots(2.8)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(kV \text{ dasar } L-N)^2 \times 1000}{kVA \text{ dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.9)$$

$$= \frac{(kV \text{ dasar } L-N)^2}{MVA \text{ dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.10)$$

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:

$$Z = \frac{\text{impedansi sebenarnya } Z (\Omega)}{\text{impedansi dasar } Z_d} \dots\dots\dots(2.11)$$

BAB III
PENGARUH PEENEMPATAN KAPASITOR TERHADAP SISTEM
KELISTRIKAN

3.1. Faktor Daya^[2]

3.1.1. Pengertian Faktor Daya

Pada sebagian besar peralatan mengandung dua unsur/ jenis beban yaitu beban resistif dan beban reaktif. Dalam hal ini maka akan membutuhkan pula komponen arus yang disebut arus I_r (arus beban resistif) dan arus I_x (arus beban reaktif), kedua komponen arus tersebut adalah :

1. Arus beban resistif adalah arus yang dikonversikan menjadi kerja, biasanya dalam bentuk panas, kerja mekanik, cahaya dan bentuk energi lain. Daya yang dihasilkan dari adanya arus ini adalah daya kerja dengan satuan Watt, Kilo Watt, dsb.
2. Arus beban reaktif mengalir pada komponen beban yang tidak dapat dikonversikan menjadi bentuk penggunaan energi lain secara langsung, tetapi keberadaannya tidak dapat dipisahkan dari kebutuhan beban antara lain untuk menghasilkan fluks dalam pengoperasian peralatan elektromagnetis (misalnya : trafo, motor induksi, dsb). Tanpa arus ini maka tidak ada arus magnetisasi dan energi tidak mengalir melalui trafo atau menembus celah udara pada motor induksi.

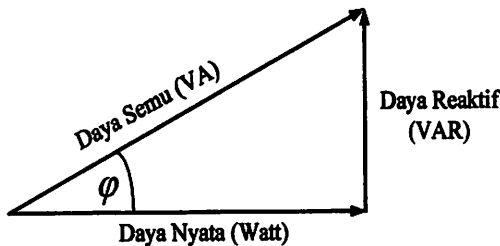
Setiap pemakaian daya reaktif akan menyebabkan turunnya faktor daya yang menyebabkan memburuknya karakteristik kerja peralatan-peralatan sistem

pada umumnya, baik dari segi teknik operasional maupun segi ekonomisnya, faktor daya adalah perbandingan antara daya nyata dan daya semu.

$$\text{Faktor Daya} = \frac{\text{Daya Nyata (kW)}}{\text{Daya Semu (kVA)}} \dots\dots\dots(3.1)$$

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

Hubungan ini dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 3.1
Segitiga Daya [3]

$$\text{Dengan faktor daya} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \dots\dots\dots(3.2)$$

$$\begin{aligned} P &= \text{daya nyata (kW)} \\ &= V \cdot I \cdot \cos \varphi \dots\dots\dots(3.3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q &= \text{daya reaktif (kVAR)} \\ &= V \cdot I \cdot \sin \varphi \dots\dots\dots(3.4) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S &= \text{daya semu (kVA)} \\ &= V \cdot I \dots\dots\dots(3.5) \end{aligned}$$

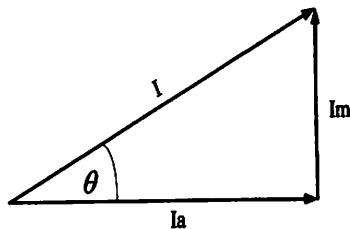
φ = sudut phase

Suatu beban akan membutuhkan suplai daya aktif jika beban tersebut bersifat induktif dan suatu beban membutuhkan suplai daya reaktif jika beban

tersebut bersifat kapasitif. Jadi faktor daya dapat dilihat dari hubungan antara arus aktif, arus magnetisasi dan arus total.

- Arus nyata (I_a) adalah arus yang dibeban dan kedalam energi panas.
- Arus magnetisasi (I_m) adalah arus yang mengalir dibeban untuk menimbulkan medan magnet.
- Arus total (I) adalah arus yang mengalir di jaringan dan merupakan penjumlahan vektor dari arus nyata dan arus magnetisasi.

Dalam bentuk hubungan tersebut digambarkan sebagai berikut :



Gambar 3.2
Segitiga Arus^[3]

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

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

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



Gambar 3.3
Saluran Primer Dengan Beban Terpusat^[3]

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

$$P_L = I^2 R$$

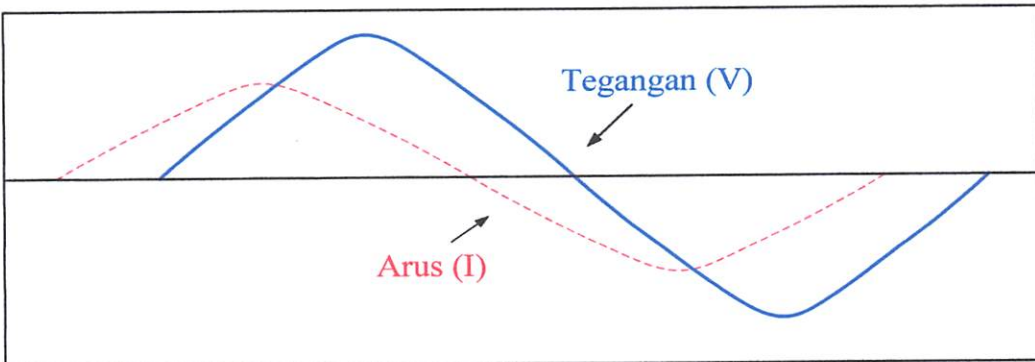
$$= (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta)^2 R \dots\dots\dots(3.6)$$

dimana : I_R adalah arus aktif

I_X adalah arus reaktif

3.1.2. Faktor daya “Leading”^[6]

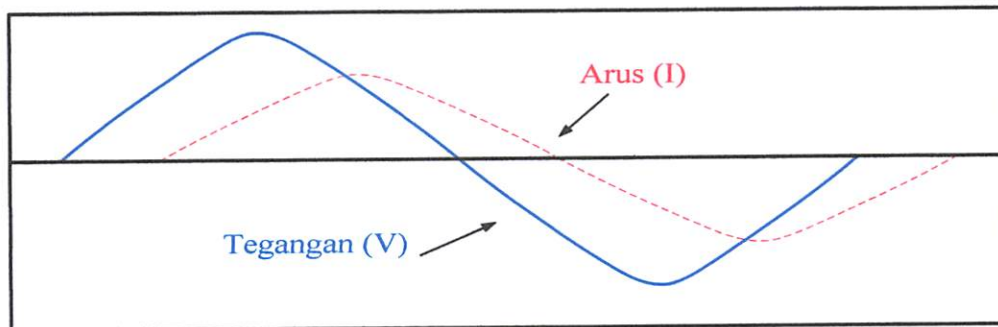
Apabila arus mendahului tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *leading*. Faktor daya *leading* ini terjadi apabila bebannya kapasitif, seperti kapasitor, generator sinkron dan motor sinkron.



Gambar 3.4
Faktor Daya “Leading”^[6]

3.1.3. Faktor Daya “Lagging”^[6]

Apabila arus tertinggal dari tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *lagging*. Faktor daya *lagging* ini terjadi apabila bebannya induktif, seperti motor induksi (AC) dan transformator.



Gambar 3.5

Faktor Daya “Lagging”^[6]

3.2. Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya

Perbaikan faktor daya pada umumnya adalah penambahan komponen sebagai pembangkit daya reaktif yang memungkinkan mensuplai kebutuhan kVAR pada beban-beban induktif. Untuk merencanakan suatu sistem dalam memperbaiki faktor daya, dapat dipergunakan suatu konsep yaitu kompensator ideal, dimana sistem ini dapat dihubungkan pada titik penyambungan secara paralel dengan beban dan memenuhi tiga fungsi utama, yaitu :

1. Memperbaiki faktor daya mendekati nilai satu.
2. Mengurangi atau mengeliminasi regulasi tegangan.
3. Menyeimbangkan arus beban dan tegangan fasa.

Untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif yang efektif dan efisien, maka perlu dilakukan pemilihan sumber daya reaktif. Terdapat beberapa komponen-komponen atau peralatan yang menghasilkan daya reaktif yaitu kondensator sinkron, kapasitor seri dan kapasitor *shunt*.

3.3. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor *Shunt*

Rugi-rugi saluran perfasa dari saluran 3 fasa seimbang dengan beban terpusat seperti pada gambar 3.3 adalah $I^2 (R-j X)$ atau dapat dibedakan menjadi:

- Rugi daya aktif

$$(I^2R) = (I_R^2 + I_X^2) R \dots\dots\dots(3.7)$$

- Rugi daya reaktif

$$(I^2X) = (I_R^2 + I_X^2) X \dots\dots\dots(3.8)$$

Dimana: I_R adalah komponen arus aktif

I_X adalah komponen arus reaktif

Rugi daya (I^2R) dapat dibagi menjadi dua komponen yaitu komponen arus aktif dan komponen arus reaktif. Rugi daya karena komponen arus aktif tidak akan mempengaruhi penempatan kapasitor shunt pada saluran, hal ini dapat dijelaskan sebagai berikut:

Diasumsikan bahwa rugi daya (I^2R) disebabkan oleh arus saluran (*lagging*) I , yang mengalir pada resistansi R , sehingga:

$$I^2R = (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta)^2R \dots\dots\dots(3.9)$$

Setelah dipasang kapasitor shunt dengan arus I_c , didapat arus saluran baru I_1 , dan rugi daya I^2R sebagai berikut:

$$I^2R = (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta - I_c)^2R \dots\dots\dots(3.10)$$

Sehingga pengurangan rugi daya sebagai akibat pemasangan kapasitor didapat:

$$\begin{aligned} \Delta p_{ls} &= I^2R - I_1^2R \\ &= (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta)^2R - (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta - I_c)^2R \\ &= 2 (I \sin \theta) I_c R - I_c^2R \dots\dots\dots(3.11) \end{aligned}$$

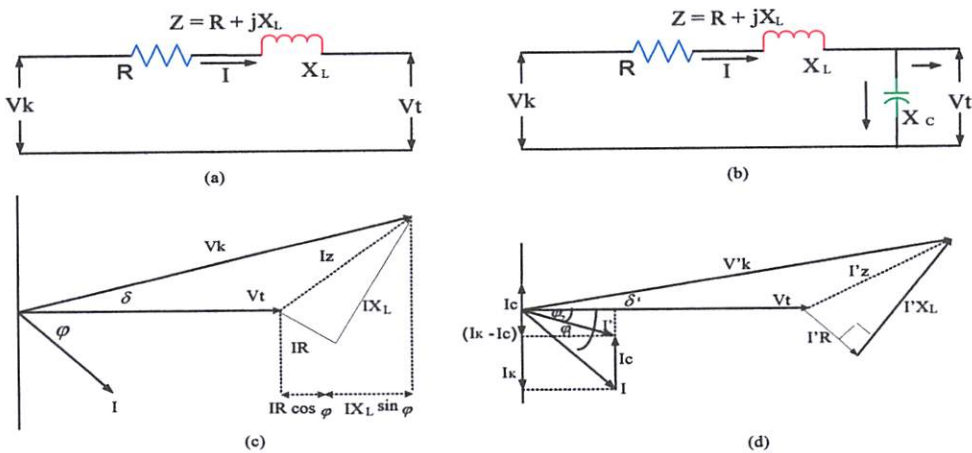
maka hanya komponen arus reaktif ($I \sin \theta$) saja yang berpengaruh terhadap pengurangan rugi daya I^2R akibat pemasangan kapasitor shunt pada saluran distribusi.

Pengurangan rugi daya saluran 3 fasa adalah:

$$\Delta p_{ls} = 3R (2 (I \sin \theta) I_c - I_c^2) \text{ Watt} \dots\dots\dots(3.12)$$

3.4. Perbaikan Tegangan

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



Gambar 3.6
Vektor Diagram Sebelum (a), (c) dan Sesudah (b), (d) Pemasangan Kapasitor Shunt Pada Jaringan [2]

Jatuh tegangan yang disebabkan arus beban I sebelum kapasitor dipasang:

$$\delta V = I_R R + I_L X \dots \dots \dots (3.13)$$

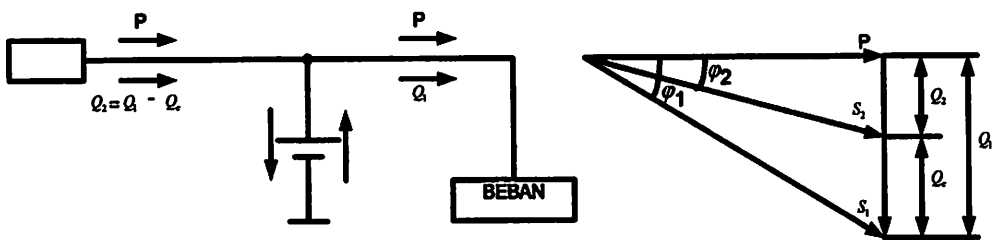
Jatuh tegangan setelah kapasitor dipasang:

$$\delta V = I_R R + I_L X - I_C X \dots \dots \dots (3.14)$$

3.5. Perbaikan Faktor Daya dan Kapasitas Sistem

Manfaat terbesar yang diperoleh dari perbaikan faktor daya berasal dari pengurangan daya reaktif dalam sistem. Hal ini menghasilkan pengurangan biaya pemakaian daya yang lebih rendah, kenaikan kapasitas sistem, perbaikan tegangan dan pengurangan rugi 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).

Dengan menambahkan kapasitor, daya reaktif komponen Q akan berkurang, gambar 3.7 menunjukkan perbaikan faktor daya pada sistem, kapasitor mensuplai daya reaktif ke beban.



Gambar 3.7
Perbaikan Faktor Daya [2]

Diasumsikan bahwa beban disuplai oleh daya nyata P, daya reaktif (*lagging*)

Q, dan daya semu S, pada faktor daya tertinggal $\cos \varphi_1$

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_1} \dots\dots\dots(3.15)$$

Bila suatu kapasitor Q_c kVAR dipasang pada beban, faktor daya dapat diperbaiki dari $\cos \varphi_1$ menjadi $\cos \varphi_2$ dimana:

$$\begin{aligned} \cos \varphi_2 &= \frac{P}{S_2} \\ &= \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q_2^2)}} \\ &= \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_1 - Q_c)^2}} \dots\dots\dots(3.16) \end{aligned}$$

Sehingga daya semu dan daya reaktif berkurang dari S_1 (kVA) ke S_2 (kVA) dan dari Q_1 (kVAR) ke Q_2 (kVAR) sehingga kapasitas beban akan meningkat. Dengan demikian dapat diambil kesimpulan bahwa persentase pengurangan rugi daya jaringan dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

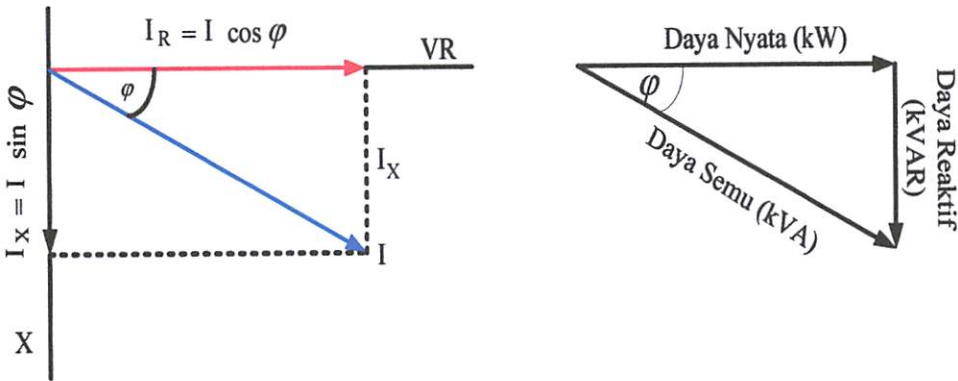
$$\% \text{ Rugi daya} = 100 \left(\frac{\text{Faktor daya mula} - \text{mula}(\cos \varphi_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \varphi_2)} \right) \dots\dots\dots(3.17)$$

% Pengurangan rugi daya

$$= 100 \left(1 - \left(\frac{\text{Faktor daya mula} - \text{mula}(\cos \varphi_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \varphi_2)} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(3.18)$$

3.5.1. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya

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



Gambar 3.8
Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban pada Jaringan Distribusi [2]

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

$$\begin{aligned}
 I = \text{Arus Semu} &= \sqrt{(\text{arus aktif})^2 + (\text{arus reaktif})^2} \\
 &= \sqrt{(I \cos \phi)^2 + (I \sin \phi)^2} \dots\dots\dots(3.19)
 \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
 \text{Daya semu (kVA)} &= \sqrt{(\text{Daya aktif})^2 + (\text{Daya reaktif})^2} \\
 (VI) &= \sqrt{(VI \cos \phi)^2 + (VI \sin \phi)^2} \dots\dots\dots(3.20)
 \end{aligned}$$

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

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

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

$$kW = kVA \cos \varphi \dots\dots\dots(3.21)$$

3.5.2. Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya Beban

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

$$\cos \varphi = \frac{\text{Daya aktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kW)}{(kVA)} \dots\dots\dots(3.22)$$

$$\sin \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kVAR)}{(kVA)} \dots\dots\dots(3.23)$$

$$\tan \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya aktif}} = \frac{(kVAR)}{(kW)} \dots\dots\dots(3.24)$$

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 :

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya mula-mula} &= \text{Daya aktif} \times \tan \varphi_1 \\ &= (kW) \times \tan \varphi_1 \dots\dots\dots(3.25) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya baru} &= \text{Daya aktif} \times \tan \varphi_2 \\ &= (kW) \times \tan \varphi_2 \dots\dots\dots(3.26) \end{aligned}$$

Dengan φ_1 = sudut dari faktor daya mula-mula

φ_2 = sudut dari faktor daya yang telah diperbaiki

Rating kapasitor yang dibutuhkan perbaikan faktor daya:

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif (kVAR)} &= \text{Daya aktif} \times (\tan \varphi_1 - \varphi_2) \\ &= (\text{kW}) \times (\tan \varphi_1 - \varphi_2) \dots\dots\dots(3.27) \end{aligned}$$

Untuk penyederhanaan $(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$ sering ditulis $\Delta \tan$, yang merupakan suatu faktor pengali untuk menentukan daya reaktif.

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif (kVAR)} &= \text{Daya aktif} \times \Delta \tan \\ &= (\text{kW}) \times \Delta \tan \dots\dots\dots(3.28) \end{aligned}$$

3.6. Analisa Aliran Daya^[3]

Sebelum melakukan optimasi terlebih dahulu dilakukan suatu proses analisa aliran daya untuk mengetahui kondisi suatu sistem.

3.6.1. Tujuan

Tujuan analisa aliran daya pada skripsi ini adalah :

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

3.6.2. Metode Newton Raphson^[7]

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 :

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.29)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.30)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.31)$$

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

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

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

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

Maka persamaan (3.32) dapat ditulis :

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| e^{-j(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq})} \dots\dots\dots(3.32)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos (\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots (3.33)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots (3.34)$$

Dengan menggunakan persamaan (3.34) dan persamaan (3.35) 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 δ . Untuk itu, besarnya beban P_{Bp} ditentukan berdasarkan perkiraan beban sedangkan daya yang dibangkitkan P_{Gp} dan Q_{Gp} ditentukan besarnya. Selanjutnya

$$P_p = P_{Bp} - P_{Gp} \text{ dan } Q_p = Q_{Bp} - Q_{Gp}$$

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 P dan $|V|$ diketahui, sedangkan yang dicari adalah nilai Q dan δ .

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 $|V_i|$ dan sudutnya δ_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 antara 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:

$$P_1 = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Gp} \quad (p \neq 1) \dots\dots\dots(3.35)$$

$$Q_1 = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Qp} \quad (p \neq 1) \dots\dots\dots(3.36)$$

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 (3.33) dan persamaan (3.36) 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 (3.33) dan persamaan (3.34) 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 dari pada suatu nilai yang dikeendaki, maka nilai variabel yang dimisalkan tersebut diatas dapat dianggap benar. Apabila selisih tersebut lebih besar dari nilai yang dikehandaki, maka harus dilakukan proses iterasi sampai selisih tersebut mencapai nilai yang dikendaki. Untuk simpul P V yang tidak dibandingkan hanya selisih daya aktif ΔP saja, karena daya reaktif Q yang diketahui, tidak ditentukan, akan merupakan hasil perhitungan. Untuk simpul referensi (*Slack Bus*) dihitung terakhir seperti telah dijelaskan. sedangkan ϵ adalah suatu angka yang ditentukan berdasarkan ketelitian yang diinginkan.

3.6.3. Algoritma Perhitungan Aliran Daya dengan Metode Newton Rhapson

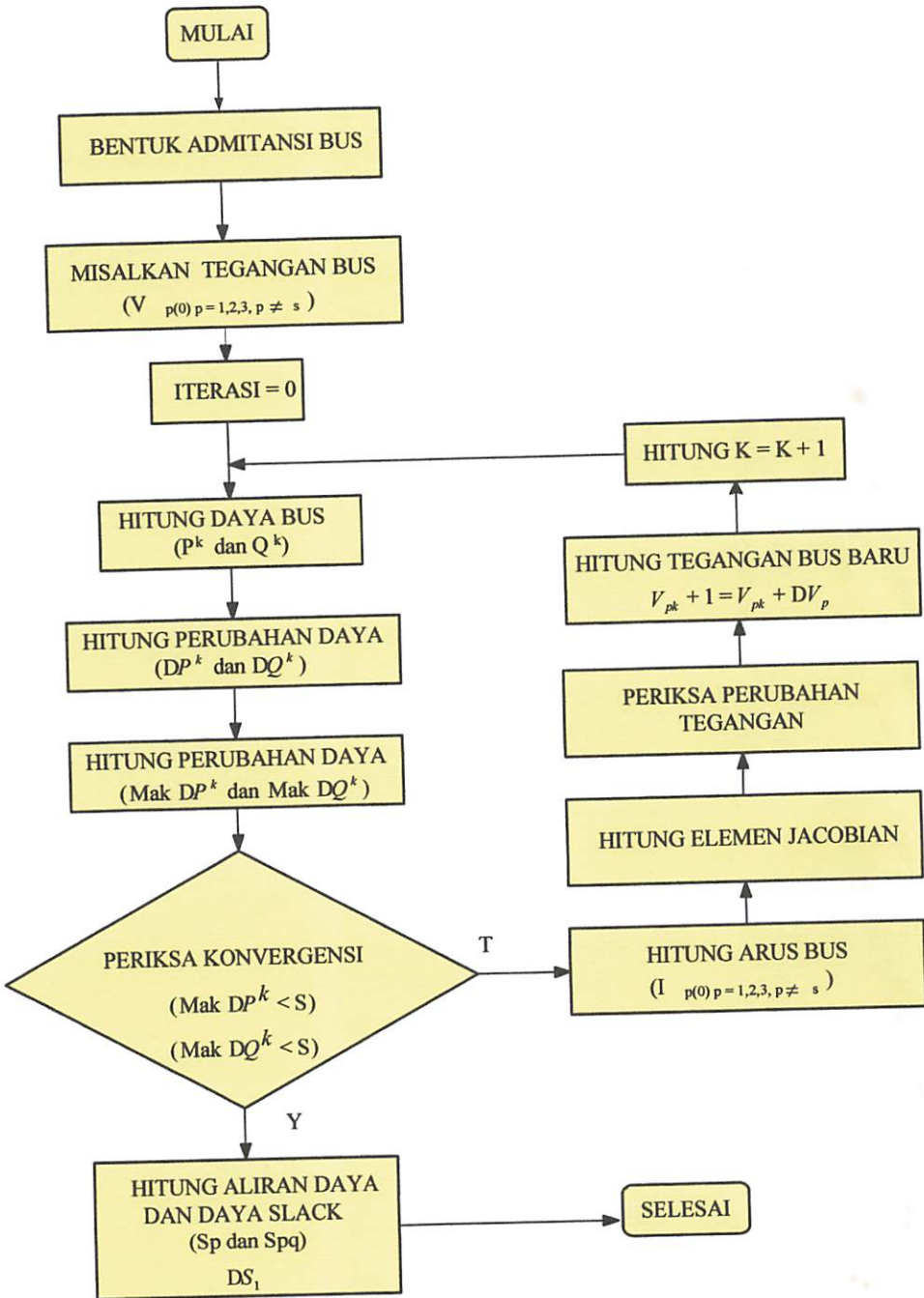
Dalam perhitungan aliran daya dengan metode Newton Rhapson, langkah-langkahnya adalah sebagai berikut

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 teangan δ dari simpul referensi (*Slack Bus*) diketahui

- B. Kemudian dicoba nilai tertentu bagi besaran sebagai berikut:
1. Besarnya tegangan $|V|$ beserta sudut fasanya δ pada semua simpul 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 (3.33) dan persamaan (3.34) 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 δ seperti yang disebutkan dalam butir B.

3.6.4. Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

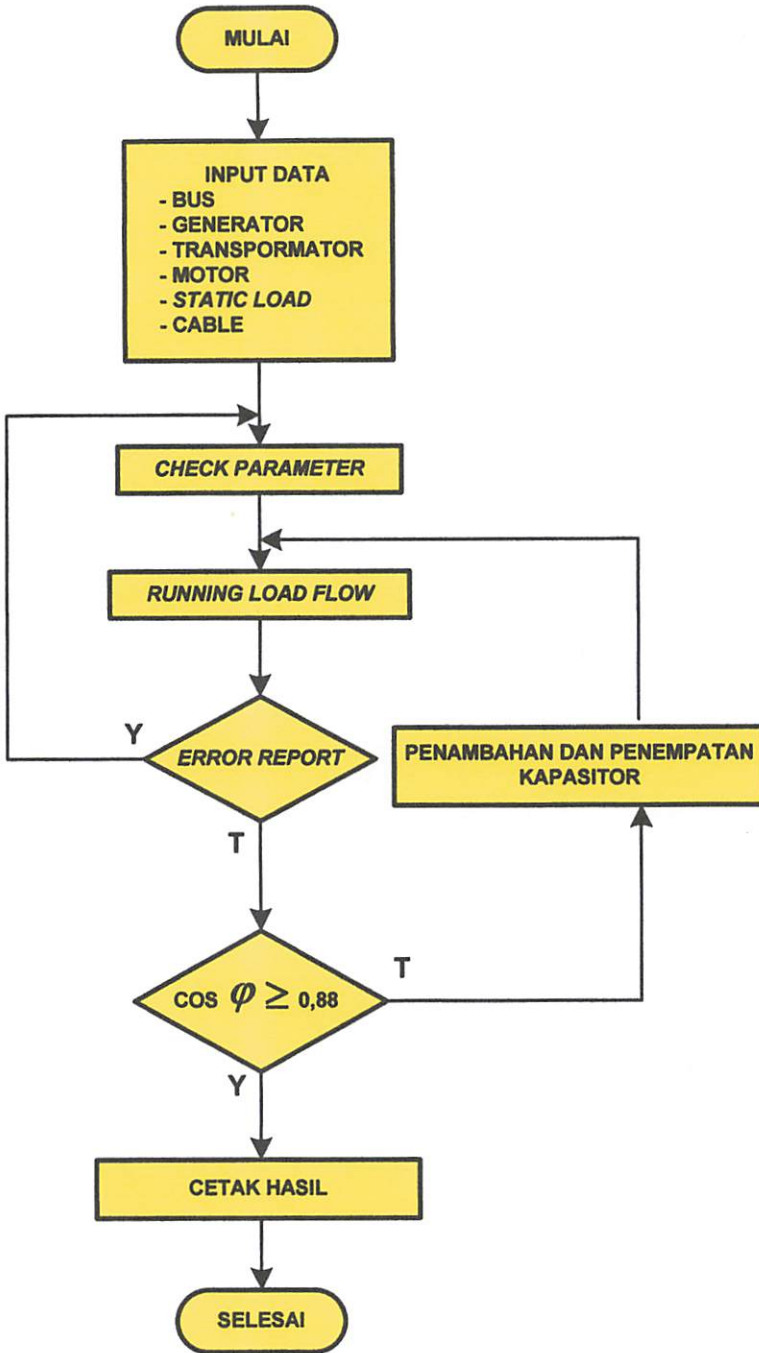


Gambar 3.9
Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

3.7. Algoritma Pemecahan Masalah

1. Mulai.
2. Masukkan Data : bus, *power grid*, trafo, motor, *lump load*, kabel.
3. Cek data parameter.
4. Melakukan proses Aliran Daya dengan menggunakan Metode Newton Raphson.
5. Mengeck apakah terjadi *Error Reprort* :
 - a. "Ya" : Cek data parameter lagi.
 - b. "Tidak" : Proses selanjutnya (langkah 6).
6. Mengecek apakah $\text{Cos } \varphi$ lebih kecil dari batas yang diijinkan
7. Melakukan penempatan kapasitor.
8. Cetak hasil.
9. Selesai.

3.8. Flowchart Pemecahan Masalah



Gambar 3.10

Flowchart Pemecahan Masalah Menggunakan Software ETAP PowerStation

3.9. Input data pada PT. Coats Rejo Indonesia

1. Bus

Fungsi dari bus yaitu menyalurkan energinya atau saluran yang mengambil maupun yang mengirim energi. Dalam hal input data yaitu berupa tegangan sebesar 20 kV dari GI ke trafo dan 380 V ke beban yang ada pada PT. Coats Rejo Indonesia.

2. Transformator Daya

Transformator Daya adalah peralatan tenaga listrik yang berfungsi untuk mentransformasikan tenaga listrik atau daya dari tegangan tinggi ke tegangan rendah. Pada sistem jaringan distribusi trafo daya ini terdapat pada gardu distribusi sehingga juga dinamakan trafo distribusi dimana menurunkan tegangan menengah 20 kV tegangan rendah 220 V. Pada PT. Coats Rejo Indonesia input datanya yaitu pada sisi primernya berupa tegangan 20 kV dan daya 2000 kVA sedangkan sisi sekundernya berupa tegangan sebesar 0,38 kV.

3. Generator

Pada PT. Coats Rejo Indonesia generator berfungsi sebagai cadangan untuk menyuplai daya pada saat terjadi pemadaman dari penyuplai utama yaitu PLN.

4. Motor

Pada PT. Coats Rejo Indonesia sebagian besar beban yang digunakan adalah motor induksi. Input data pada beban motor berupa daya motor, arus dan faktor daya.

5. Statistic Load

Statik load yaitu beban yang tidak berubah seperti lampu penerangan.

Input data pada static load berupa daya, tegangan dan arus.

6. Cable

Kabel yaitu kawat penghantar untuk saluran udara terbuat dari tembaga atau aluminiumnya berbentuk strainedede (kecuali untuk ukuran-ukuran kecil). Pada PT. Coats Rejo Indonesia input data berupa penampang kabel, panjang kabel dan impedansi kabel.

3.10. Data Parameter PT. Coats Rejo Indonesia

3.1. Tabel Parameter PT. Coats Rejo Indonesia

Data Kapasitor	Data Genset	Data Power	Data Trafo
epcos siemens	Diesel DEUTZ	PLN 20kV	2000kVA
phase cap HD	BA8M528 517 47 82	2777 VA	3 ph
Mkk 415-D-54-21	Generator Siemens		50 Hz
Power Quality	IFA3 326 B2 IP 23		HV 20,000 volt
4RB5-540-5-AB42	135388 VDE 0530		LV 410 Volt
B25669-A4997-J375	400 Volt		HV 57,74 Ampere
LN = 3X332 mF +- 5%	Y		LV 2816 Ampere
UN = 415 V	920 Ampere		Bit (kV) 125
Q = 50 Hz	670 kVA		IEC 76
54 kVAr	0,8 cos Q		Colling ONAN
	750 rpm		Impedance 6%
	Shunt generator		oil 1480 ltr
	VDE 0530/1,73		Weight 5800
	100 Volt		
	130 Ampere		
	750 rpm		
	13 kW		
	S1 2 menit		

3.11. Data Penyaluran dan Pembebanan □

3.11.1. Data Saluran Sistem Tenaga Listrik PT. Coats Rejo Indonesia¹

Tabel 3.2. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor

Dari	Ke	Penampang (mm) ²	Panjang (m)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
Bus2	Bus3	2x3x400	22.0	0.061042	0.071000	0.0001687
Bus2	Bus6	2x4x150	62.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus2	Bus7	2x4x150	75.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus2	Bus8	2x4x150	78.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus2	Bus9	2x4x150	86.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus12	2x4x150	98.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus13	1x4x150	144.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus14	2x4x150	94.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus15	2x4x150	63.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus16	1x4x150	18.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus17	1x4x185	90.0	0.122083	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus18	1x4x150	117.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus19	1x4x150	231.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus20	1x4x150	278.0	0.151650	0.073000	0.0001442
Bus11	Bus21	2x4x150	228.0	0.151650	0.073000	0.0001442

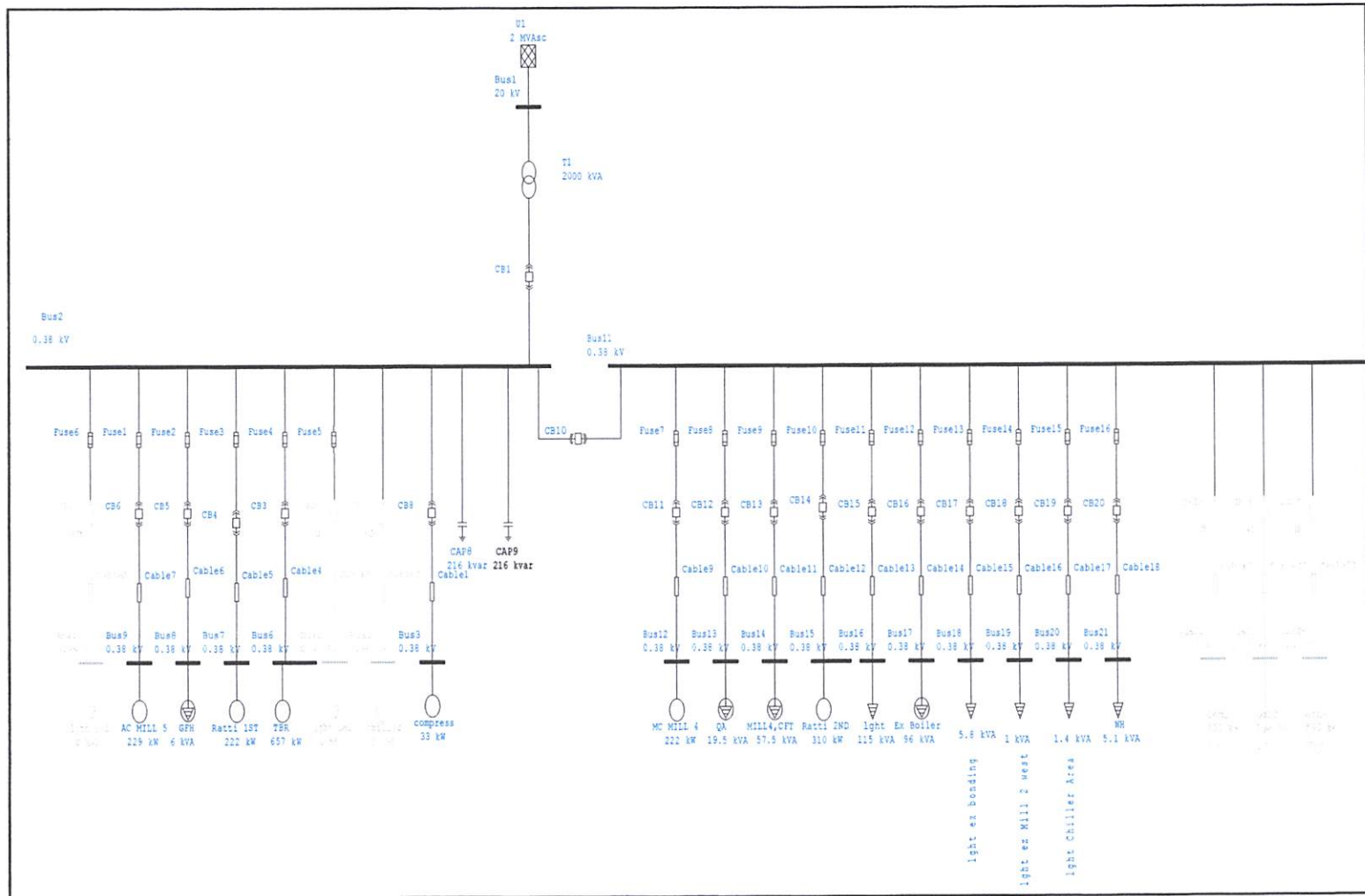
BAB IV

HASIL DAN ANALISA HASIL

4.1. *Single Line* PT. Coats Rejo Indonesia

PT. Coats Rejo Indonesia mempunyai sumber dari PLN dengan kapasitas sebesar 20 kV, PT. Coats Rejo Indonesia mempunyai faktor daya 0,88, walaupun telah terpasang kapasitor sebesar 432 kVar, akan tetapi kapasitasnya belum cukup atau memadai untuk menaikkan nilai faktor daya, yang diinginkan karena daya yang dibutuhkan PT. Coats Rejo Indonesia sangat besar untuk menghasilkan produksi benang yang baik. Salah satu cara yang ditempuh adalah dengan penempatan atau menambah besarnya kapasitas kapasitor.

Analisa dilakukan dengan penempatan kapasitor yaitu secara terdistribusi dan terpusat untuk bisa menaikkan faktor daya yang diinginkan, selain penempatan kapasitor analisa juga dilakukan dengan penambahan kapasitas kapasitor untuk lebih menghasilkan nilai faktor daya yang lebih baik.



Gambar 4.1. Single Line PT. Coats Rejo Indonesia

4.2. Solusi Perbaikan Faktor Daya dengan ETAP *Power Station* 4.7.4

ETAP *Power Station* 4.7.4 merupakan program untuk menganalisa kondisi transien suatu sistem kelistrikan. ETAP *Power Station* memungkinkan antar muka secara grafis dan komputasi yang sempurna dan secara langsung kita dapat menggambar *single line diagram*. Program ini didesain berdasarkan tiga konsep, yaitu:

- **Operasi Nyata Secara Virtual (*Virtual Reality Operation*)**

Pengoperasian program mirip dengan pengoperasian listrik secara nyata. Seperti ketika menutup atau membuka CB, membuat suatu elemen keluar dari rangkaian, mengganti status operasi motor dan lain sebagainya. ETAP *Power Station* memiliki konsep-konsep baru dalam menentukan koordinasi peralatan pengaman secara langsung dari *single line diagram*.

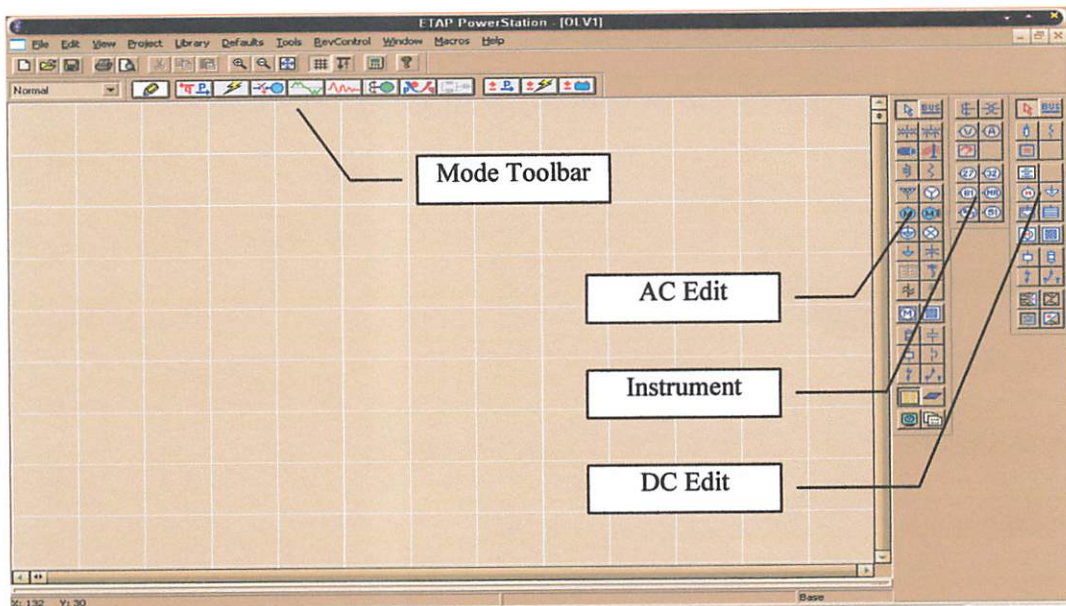
- **Data Gabungan Total (*Total Integration of Data*)**

ETAP *Power Station* menggabungkan konsep elektrik, logika, mekanik dan fisik dari suatu elemen sistem dalam database yang sama. Sebagai contoh: sebuah kabel, tidak hanya terdiri dari data sifat-sifat listrik dan dimensi fisik, tetapi juga informasi yang mengindikasikan jalur yang dilalui. Gabungan data-data ini menentukan konsistensi sistem secara keseluruhan dan menghindarkan dari pemasukan data yang berulang-ulang untuk element yang sama.

- **Kesederhanaan Dalam Memasukkan Data**

ETAP *Power Station* menggunakan data lengkap dan setiap peralatan listrik yang kadang hanya membutuhkan sama jenis pemasukan data. Data editor dapat mempercepat proses memasukkan data dengan membutuhkan data minimum.

Standar yang digunakan ETAP *Power Station* versi 4.7.4 ada dua yaitu IEEE JEC. Hal ini berdasarkan kenyataan bahwa dalam sistem tenaga di dunia terbagi dalam dua satuan umum. Dalam gambar 4.2. terdapat *toolbar AC Edit*, *DC Edit* dan *Instrument* yang merupakan kumpulan dari alat-alat ukur. *AC Edit* digunakan untuk menggambar jaringan AC, *DC Edit* digunakan untuk menggambar rangkaian DC. Dimana setiap kelompok *tools* tersebut terdapat bus, kabel, CB, fuse, beban dan lain sebagainya. Mode *Toolbar* digunakan untuk me-runing program. Analisa yang dapat dilakukan antara lain adalah analisa aliran daya, hubung singkat, motor *starting*, harmonisa, stabilitas transient, koordinasi relay dan lain sebagainya. Komponen diletakkan pada modul dengan cara *click* kiri sekali pada salah satu *tool* yang diinginkan, lalu diletakkan pada modul dengan *click* kiri. Kemudian melakukan pengisian data dengan cara *double click* salah satu peralatan yang ada di modul yang telah dipilih untuk pengisian data parameter maupun keterangan secara lengkap.



Gambar 4.2. Tampilan Modul Utam

4.3. Aliran Daya

Tabel 4.1. Hasil *Load Flow* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

LOAD FLOW REPORT														
Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Static Load				
ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
Bus1	20	100	0	2.1	1.12	0	0	0	0	Bus2	2.1	1.12	68	88.2
Bus2	0.38	95.485	-3.9	0	0	0	0	0	-0.39	Bus3	0.04	0.03	72	80
										Bus6	0.72	0.44	1345	85.1
										Bus7	0.24	0.18	479	80.1
										Bus8	0.01	0	9	85
										Bus9	0.25	0.15	466	85.1
										Bus1	-2.07	-0.93	3615	91.2
										Bus11	0.82	0.52	1543	84.6
Bus3	0.38	95.462	-3.9	0	0	0.04	0.03	0	0	Bus2	-0.04	-0.03	72	80
Bus6	0.38	93.364	-3.8	0	0	0.7	0.44	0	0	Bus2	-0.7	-0.44	1345	85
Bus7	0.38	94.582	-3.8	0	0	0.24	0.18	0	0	Bus2	-0.24	-0.18	479	80
Bus8	0.38	95.466	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.01	0	9	85
Bus9	0.38	94.465	-3.8	0	0	0.25	0.15	0	0	Bus2	-0.25	-0.15	466	85
Bus11	0.38	95.485	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus12	0.24	0.16	457	84.1
										Bus13	0.02	0.01	30	88
										Bus14	0.05	0.03	90	85
										Bus15	0.34	0.21	629	85.1
										Bus16	0.08	0.06	166	80
										Bus17	0.08	0.04	150	88
										Bus18	0	0	8	80.1
										Bus19	0	0	1	0
										Bus20	0	0	1	0
										Bus21	0	0	7	80.1
										Bus2	-0.82	-0.52	1543	84.6
Bus12	0.38	94.346	-3.8	0	0	0.24	0.15	0	0	Bus11	-0.24	-0.15	457	84
Bus13	0.38	95.372	-3.9	0	0	0.01	0.01	0	0	Bus11	-0.02	-0.01	30	88
Bus14	0.38	95.27	-3.9	0	0	0.04	0.02	0.01	0.01	Bus11	-0.05	-0.03	90	85
Bus15	0.38	94.476	-3.8	0	0	0.33	0.21	0	0	Bus11	-0.33	-0.21	629	85
Bus16	0.38	95.409	-3.9	0	0	0	0	0.08	0.06	Bus11	-0.08	-0.06	166	80
Bus17	0.38	95.192	-3.9	0	0	0.07	0.04	0.02	0.01	Bus11	-0.08	-0.04	150	88
Bus18	0.38	95.46	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	8	80
Bus19	0.38	95.476	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	1	0
Bus20	0.38	95.471	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	1	0
Bus21	0.38	95.443	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	7	80

Tabel 4.2. Hasil *Brach Losses* Menggunakan ETAP Power Station Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp
Bus1	20	2.099	1.122	2.379	88.2	68.69
Bus2	0.38	2.072	1.326	2.46	84.2	3914.3
Bus3	0.38	0.036	0.027	0.046	80	72.48
Bus6	0.38	0.703	0.435	0.827	85	1345.1
Bus7	0.38	0.239	0.179	0.299	80	479.58
Bus8	0.38	0.001	0.001	0.001	85	1.74
Bus9	0.38	0.246	0.153	0.29	85	466.08
Bus11	0.38	0.82	0.518	0.97	84.6	1543.4
Bus12	0.38	0.239	0.154	0.284	84	457.89
Bus13	0.38	0.017	0.009	0.019	88	30.5
Bus14	0.38	0.048	0.03	0.056	85	90.01
Bus15	0.38	0.333	0.206	0.392	85	629.85
Bus16	0.38	0.084	0.063	0.105	80	166.7
Bus17	0.38	0.083	0.045	0.094	88	150.35
Bus18	0.38	0.004	0.003	0.005	80	8.41
Bus19	0.38	0.001	0.001	0.001	80	1.46
Bus20	0.38	0.001	0.001	0.001	80	1.99
Bus21	0.38	0.004	0.003	0.005	80	7.37

Tabel 4.3. Hasil *Bus Loading* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

BRANCH LOSSES Summary Report									
CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	Vd % Drop
T1	2.099	1.122	-2.072	-0.932	26.6	189.2	100	95.5	4.52
Cable1	0.036	0.027	-0.036	-0.027	0	0	95.5	95.5	0.02
Cable4	0.72	0.444	-0.703	-0.435	17	8.2	95.5	93.4	2.12
Cable5	0.241	0.18	-0.239	-0.179	2.6	1.3	95.5	94.6	0.9
Cable6	0.005	0.003	-0.005	-0.003	0	0	95.5	95.5	0.02
Cable7	0.249	0.154	-0.246	-0.153	2.8	1.4	95.5	94.5	1.02
Cable9	0.242	0.156	-0.239	-0.154	3.1	1.5	95.5	94.3	1.14
Cable10	0.017	0.009	-0.017	-0.009	0	0	95.5	95.4	0.11
Cable11	0.048	0.03	-0.048	-0.03	0.1	0.1	95.5	95.3	0.22
Cable12	0.337	0.208	-0.333	-0.206	3.8	1.8	95.5	94.5	1.01
Cable13	0.084	0.063	-0.084	-0.063	0.1	0	95.5	95.4	0.08
Cable14	0.083	0.045	-0.083	-0.045	0.2	0.1	95.5	95.2	0.29
Cable15	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0	0	95.5	95.5	0.02
Cable16	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0	0	95.5	95.5	0.01
Cable17	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0	0	95.5	95.5	0.01
Cable18	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0	0	95.5	95.4	0.04
					56.5	203.5			

Sistem Kelistrikan PT. Coats Rejo Indonesia disuplai dari PLN sebesar 20 kV. Berdasarkan tabel 4.3 dapat disimpulkan bahwa kualitas daya pada sistem ini kurang baik, terpasangnya kapasitor dengan daya total sebesar 432 Kvar masih terjadi rugi daya reaktif sebesar 203,5 kVar sehingga hanya mampu memberikan perbaikan $\cos \phi$ menjadi 0,88 ini disebabkan karena suplai Var dari kapsitor-kapasitor yang terpasang tidak merata karena terpisahkan oleh bus maupun saluran (kabel) yang juga menimbulkan *drop voltage*. Faktor daya tersebut merupakan nilai rata-rata dari bus sistem sehingga pada bus-bus lain memungkinkan terdapat nilai faktor daya yang buruk. Ini terjadi karena pada bus tersebut terhubung beban-beban induktif dengan kapasitas yang besar yang

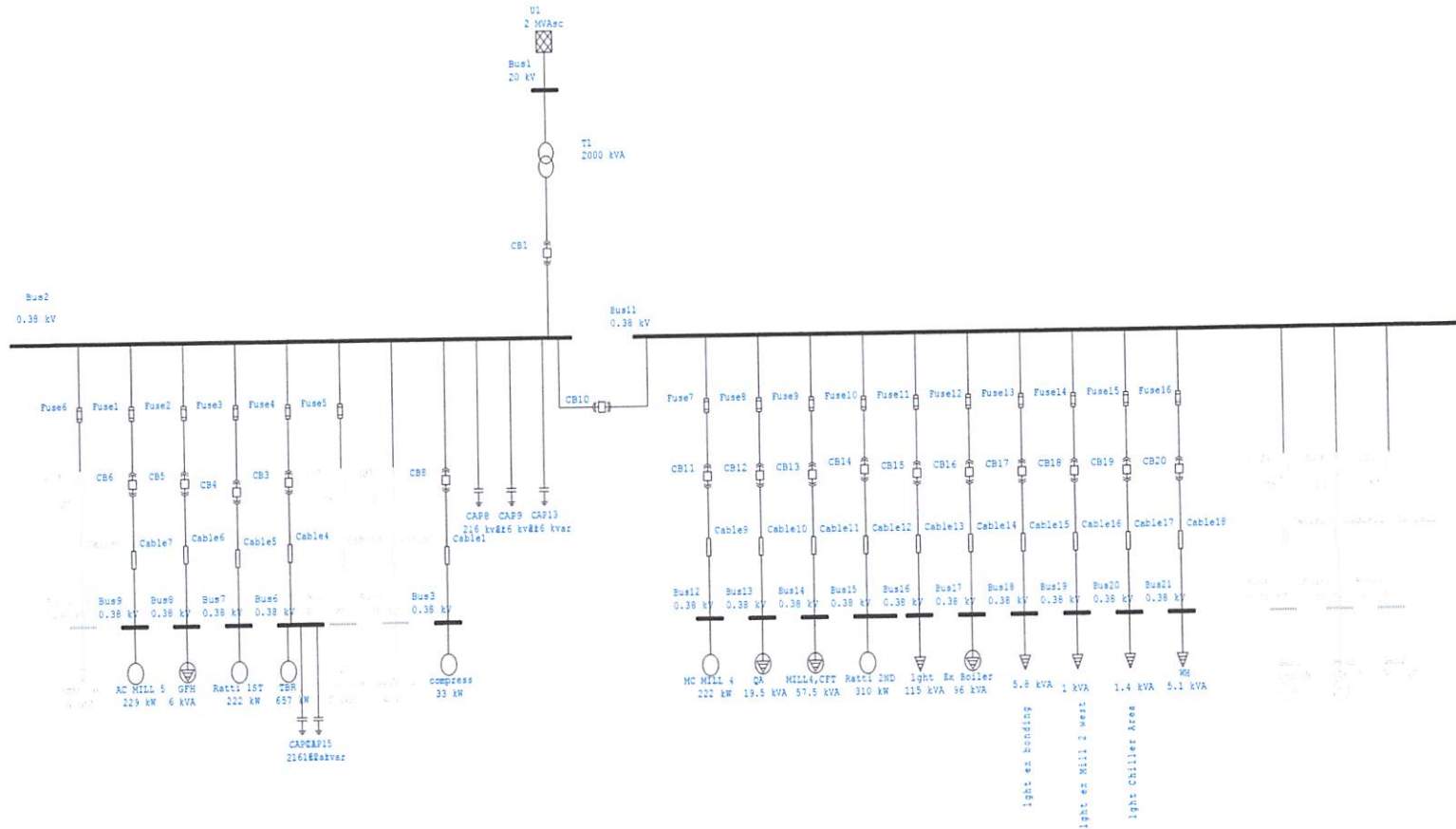
berpeluang sangat besar pula memperburuk nilai faktor daya sistem. Selain itu rugi daya reaktif yang terjadi juga ditambah oleh distorsi harmonik oleh beban-beban seperti motor induksi, komponen-komponen *power elektronik* yang ada dalam transformator maupun harmonik yang di timbulkan oleh alat-alat kompensasi itu sendiri.

Pada PT. Coats Rejo Indonesia penempatan kapasitornya secara terpusat. Oleh sebab itu dilakukan analisis dengan hanya penempatan kapasitor dengan *Software Etap Power Station*, ternyata hasilnya tidak maksimal. Maka solusinya yaitu dengan cara penambahan dan penempatan kapasitor baru.

Tabel 4.4. Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan ETAP Power Station Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND					
	MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	2.099	1.122	2.379	88.2	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	2.099	1.122	2.379	88.2	Lagging
Total Motor Load:	1.916	1.223	2.273	84.29	Lagging
Total Static Load:	0.122	-0.308			
Apparent Losses:	0.061	0.206			
System Mismatch:	0	0			
Number of Iterations:	3				

4.4 Single Line PT. Coats Rejo Indonesia Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor



Gambar 4.3. Single Line PT. Coats Rejo Indonesia Baru

Dengan penempatan dan penambahan kapasitor yang baru akan memberikan hasil yang lebih baik. Hal ini dapat dilihat antara lain pada peningkatan nilai faktor daya, penurunan *losses* daya reaktif, daya (MVA) yang dibutuhkan cenderung mengalami penurunan. Ini menunjukkan kondisi sistem yang lebih baik, artinya penghematan daya yang diserap maka sistem memiliki daya tersimpan sehingga secara ekonomis terjadi penghematan biaya operasional dan secara teknis akan membawa dampak yang baik pada peralatan-peralatan yang ada dalam sistem.

Pada tabel 4.8 dapat kita lihat juga bahwa dengan penempatan kapasitor yang baru atau penambahan kompensasi kapasitor ini menyebabkan faktor daya pada setiap bus mengalami perbaikan. Dengan kompensasi daya reaktif (Var) sebesar 594 kVar rata-rata faktor daya pada sistem menjadi lagging ini disebabkan karena penempatan kapasitor yang tepat dan jumlah pemasangan kompensasi (Var) yang tepat pada sistem sehingga secara merata dapat mengkompensasi ke beberapa bus maupun feeder-feeder yang berada di dekat lokasi pemasangan kapasitor tersebut.

Walaupun secara umum kondisi bus mengalami perbaikan, pada beberapa bus terdapat nilai faktor daya di bawah standard (≤ 0.85) ini disebabkan pada bus-bus tersebut terpasang motor-motor induksi dan peralatan-peralatan lain dengan kapasitas yang besar dan jarak yang jauh dari lokasi pemasangan kapasitor tetapi sebelum penambahan kapasitor terdistribusi jumlah bus dengan faktor daya yang buruk lebih banyak jika dibandingkan dengan setelah penambahan kapasitor.

Tabel 4.5. Hasil *Load Flow* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru

LOAD FLOW REPORT														
Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				
	ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp
Bus1	20	100	0	2.09	0.52	0	0	0	0	Bus2	2.09	0.52	62	97.1
Bus2	0.38	97.513	-4	0	0	0	0	0	-0.62	Bus3	0.04	0.03	70	80
										Bus6	0.71	0.09	1122	99.1
										Bus7	0.24	0.18	469	80.1
										Bus8	0.01	0	9	85
										Bus9	0.25	0.15	456	85.1
										Bus1	-2.07	-0.36	3276	98.5
										Bus11	0.83	0.52	1520	84.5
Bus3	0.38	97.491	-4	0	0	0.04	0.03	0	0	Bus2	-0.04	-0.03	70	80
Bus6	0.38	95.824	-4.3	0	0	0.7	0.44	0	-0.35	Bus2	-0.7	-0.09	1122	99.2
Bus7	0.38	96.63	-3.9	0	0	0.24	0.18	0	0	Bus2	-0.24	-0.18	469	80
Bus8	0.38	97.495	-4	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.01	0	9	85
Bus9	0.38	96.515	-3.9	0	0	0.25	0.15	0	0	Bus2	-0.25	-0.15	456	85
Bus11	0.38	97.513	-4	0	0	0	0	0	0	Bus12	0.24	0.16	448	84.1
										Bus13	0.02	0.01	30	88
										Bus14	0.05	0.03	88	85
										Bus15	0.34	0.21	616	85.1
										Bus16	0.09	0.07	170	80
										Bus17	0.08	0.05	148	88
										Bus18	0	0	8	80.1
										Bus19	0	0	1	0
										Bus20	0	0	2	80.6
										Bus21	0	0	7	80.1
										Bus2	-0.83	-0.52	1520	84.5
Bus12	0.38	96.399	-3.9	0	0	0.24	0.15	0	0	Bus11	-0.24	-0.15	448	84
Bus13	0.38	97.402	-4	0	0	0.01	0.01	0	0	Bus11	-0.02	-0.01	30	88
Bus14	0.38	97.301	-4	0	0	0.04	0.02	0.01	0.01	Bus11	-0.05	-0.03	88	85
Bus15	0.38	96.525	-3.9	0	0	0.33	0.21	0	0	Bus11	-0.33	-0.21	616	85
Bus16	0.38	97.436	-4	0	0	0	0	0.09	0.07	Bus11	-0.09	-0.07	170	80
Bus17	0.38	97.225	-4	0	0	0.07	0.04	0.02	0.01	Bus11	-0.08	-0.05	148	88
Bus18	0.38	97.488	-4	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	8	80
Bus19	0.38	97.504	-4	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	1	0
Bus20	0.38	97.499	-4	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	2	80
Bus21	0.38	97.47	-4	0	0	0	0	0	0	Bus11	0	0	7	80

Tabel 4.6. Hasil *Branch Losses* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru

CKT / Branch ID	BRANCH LOSSES Summary Report				% Bus Voltage				
	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		From	To	vd % Drop
	MW	Mvar	MW	Mvar	KW	Kvar			
T1	2.093	0.519	-2.071	-0.364	21.9	155.5	100	97.5	2.49
Cable1	0.036	0.027	-0.036	-0.027	0	0	97.5	97.5	0.02
Cable4	0.714	0.094	-0.703	-0.088	11.9	5.7	97.5	95.8	1.69
Cables	0.241	0.18	-0.239	-0.179	2.5	1.2	97.5	96.6	0.88
Cable6	0.005	0.003	-0.005	-0.003	0	0	97.5	97.5	0.02
Cable7	0.249	0.154	-0.246	-0.153	2.7	1.3	97.5	96.5	1
Cable9	0.242	0.156	-0.239	-0.154	3	1.4	97.5	96.4	1.11
Cable10	0.017	0.009	-0.017	-0.009	0	0	97.5	97.4	0.11
Cable11	0.048	0.03	-0.048	-0.03	0.1	0	97.5	97.3	0.21
Cable12	0.337	0.208	-0.333	-0.206	3.6	1.7	97.5	96.5	0.99
Cable13	0.087	0.066	-0.087	-0.066	0.1	0	97.5	97.4	0.08
Cable14	0.084	0.045	-0.084	-0.045	0.2	0.1	97.5	97.2	0.29
Cable15	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0	0	97.5	97.5	0.03
Cable16	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0	0	97.5	97.5	0.01
Cable17	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0	0	97.5	97.5	0.01
Cable18	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0	0	97.5	97.5	0.04
					46	167			

Tabel 4.7. Hasil *Bus Loading* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp
Bus1	20	2.093	0.519	2.157	97.1	62.26
Bus2	0.38	2.071	0.98	2.292	90.4	3570.5
Bus3	0.38	0.036	0.027	0.046	80	70.97
Bus6	0.38	0.703	0.435	0.827	85	1310.6
Bus7	0.38	0.239	0.179	0.299	80	469.42
Bus8	0.38	0.001	0.001	0.001	85	1.78
Bus9	0.38	0.246	0.153	0.29	85	456.18
Bus11	0.38	0.825	0.521	0.976	84.5	1520.7
Bus12	0.38	0.239	0.154	0.284	84	448.14
Bus13	0.38	0.017	0.009	0.019	88	30.11
Bus14	0.38	0.048	0.03	0.057	85	88.83
Bus15	0.38	0.333	0.206	0.392	85	616.47
Bus16	0.38	0.087	0.066	0.109	80	170.24
Bus17	0.38	0.084	0.045	0.095	88	148.38
Bus18	0.38	0.004	0.003	0.006	80	8.59
Bus19	0.38	0.001	0.001	0.001	80	1.49
Bus20	0.38	0.001	0.001	0.001	80	2.03
Bus21	0.38	0.004	0.003	0.005	80	7.52

Tabel 4.8. Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND					
	MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	2.093	0.519	2.157	97.06	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	2.093	0.519	2.157	97.06	Lagging
Total Motor Load:	1.916	1.223	2.273	84.29	Lagging
Total Static Load:	0.127	-0.873			
Apparent Losses:	0.05	0.17			
System Mismatch:	0	0			
Number of Iterations:	3				

4.5. Validasi

Perhitungan dan simulasi dengan program ETAP *Power Station* telah dilakukan pada sistem kelistrikan PT. Coats Rejo Indonesia, berdasarkan hasil perbandingan nilai referensi dan hasil perhitungan program maka ETAP *Power Station* dapat melakukan perhitungan dengan sempurna ini dapat dilihat pada report yang menunjukkan kecenderungan hampir sama dengan nilai referensi. Hal ini dapat di lihat pada tegangan, $\cos \phi$ dan aliran daya.

4.6. Hasil dan Analisa Hasil Perbandingan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru.

Untuk mengetahui hasil perbandingan kompensasi penempatan kapasitor awal dengan kompensasi penempatan dan penambahan kapasitor baru, dari kedua metode penempatan ini dapat dibandingkan. Dari tabel dibawah ini, dapat disimpulkan bahwa setelah penempatan dan penambahan kapasitor memberikan hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan hasil sebelum penempatan/ penambahan kapasitor. Dengan penambahan kapasitor sebesar 594 kVar sebagai kompensator daya reaktif.

Tabel 4.9. Perbandingan Rugi-rugi Daya Aktif Dan Daya Reaktif Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasito Baru

Perbandingan Losses Daya Aktif Dan Daya Reaktif				
CKT / Branch	Kompensasi I		Kompensasi II	
	Losses		Losses	
ID	kW	Kvar	kW	Kvar
T1	26.6	189.2	21.9	155.5
Cable1	0	0	0	0
Cable4	17	8.2	11.9	5.7
Cable5	2.6	1.3	2.5	1.2
Cable6	0	0	0	0
Cable7	2.8	1.4	2.7	1.3
Cable9	3.1	1.5	3	1.4
Cable10	0	0	0	0
Cable11	0.1	0.1	0.1	0
Cable12	3.8	1.8	3.6	1.7
Cable13	0.1	0	0.1	0
Cable14	0.2	0.1	0.2	0.1
Cable15	0	0	0	0
Cable16	0	0	0	0
Cable17	0	0	0	0
Cable18	0	0	0	0
	56.5	203.5	46	167

Tabel 4.10. Perbandingan Losses Tegangan Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru

Perbandingan Losses Tegangan						
CKT / Branch	Kompensasi I			Kompensasi II		
	% Bus Voltage			% Bus Voltage		
ID	From	To	Vd % Drop	From	To	vd % Drop
T1	100	95.5	4.52	100	97.5	2.49
Cable1	95.5	95.5	0.02	97.5	97.5	0.02
Cable4	95.5	93.4	2.12	97.5	95.8	1.69
Cable5	95.5	94.6	0.9	97.5	96.6	0.88
Cable6	95.5	95.5	0.02	97.5	97.5	0.02
Cable7	95.5	94.5	1.02	97.5	96.5	1
Cable9	95.5	94.3	1.14	97.5	96.4	1.11
Cable10	95.5	95.4	0.11	97.5	97.4	0.11
Cable11	95.5	95.3	0.22	97.5	97.3	0.21
Cable12	95.5	94.5	1.01	97.5	96.5	0.99
Cable13	95.5	95.4	0.08	97.5	97.4	0.08
Cable14	95.5	95.2	0.29	97.5	97.2	0.29
Cable15	95.5	95.5	0.02	97.5	97.5	0.03
Cable16	95.5	95.5	0.01	97.5	97.5	0.01
Cable17	95.5	95.5	0.01	97.5	97.5	0.01
Cable18	95.5	95.4	0.04	97.5	97.5	0.04

Tabel 4.11. Perbandingan Cos ϕ dan Aliran Daya Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND										
	Kompensasi I					Kompensasi II				
	MW	Mvar	MVA	% PF		MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	2.099	1.122	2.379	88.2	Lagging	2.093	0.519	2.157	97.06	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	2.099	1.122	2.379	88.2	Lagging	2.093	0.519	2.157	97.06	Lagging
Total Motor Load:	1.916	1.223	2.273	84.29	Lagging	1.916	1.223	2.273	84.29	Lagging
Total Static Load:	0.122	-0.308				0.127	-0.873			
Apparent Losses:	0.061	0.206				0.05	0.17			
System Mismatch:	0	0				0	0			
Number of Iterations:	3					3				

Dari tabel di atas dapat kita lihat bahwa dengan adanya kompensasi daya reaktif dari kapasitor, maka akan meningkatkan faktor daya. Sehingga mengakibatkan penurunan konsumsi daya reaktif dan penurunan daya semu terlihat bahwa dengan penambahan dan penempatan kapasitor yang tepat menunjukkan yang lebih baik jika dibandingkan dengan sebelumnya.

Sistem kelistrikan PT. Coats Rejo Indonesia disuplai dari PLN sebesar 20 kV. Berdasarkan tabel 4.8 dapat disimpulkan bahwa kualitas daya pada sistem ini kurang baik, terpasangnya kapasitor dengan daya total sebesar 1026 kVar masih terjadi rugi daya reaktif sebesar 167 kVar sehingga hanya mampu memberikan perbaikan $\cos \phi$ menjadi 0,97 ini disebabkan karena suplai Var dari kapsitor-kapasitor yang terpasang tidak merata karena terpisahkan oleh bus maupun saluran (kabel) yang juga menimbulkan *drop voltage*. Faktor daya tersebut merupakan nilai rata-rata dari bus sistem sehingga pada bus-bus lain memungkinkan terdapat nilai faktor daya yang buruk. Ini terjadi karena pada bus tersebut terhubung beban-beban induktif dengan kapasitas yang besar yang berpeluang sangat besar pula memperburuk nilai faktor daya sistem. Selain itu rugi daya reaktif yang terjadi juga ditambah oleh distorsi harmonik oleh beban-beban seperti motor induksi, komponen-komponen *power elektronik* yang ada dalam transformator maupun harmonik yang di timbulkan oleh alat-alat kompensasi itu sendiri. Dengan *Load Flow Analysis* dalam ETAP *Power Station*, besar kandungan daya reaktif bisa menjadi indikasi bahwa ada distorsi harmonik di dalamnya, tetapi dengan menggunakan kompensasi kapasitor ini tidak begitu memberikan kontribusi yang berarti dalam hal mereduksi distorsi harmonik. Akan

lebih baik jika digunakan harmonik filter. Tetapi kedua cara mengatasi permasalahan faktor daya ini memiliki kelebihan masing-masing. Jika menggunakan kapasitor biaya relatif lebih murah, pengerjaan instalasi lebih mudah, sedangkan dengan menggunakan harmonik filter membutuhkan biaya yang lebih mahal dan pengerjaan instalasi yang lebih rumit tetapi memiliki satu kelebihan mampu mereduksi distorsi harmonik.

4.7. Perbandingan Aliran Daya Sebelum Penempatan dengan Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor

Untuk mengetahui hasil kompensasi yang lebih baik maka hasil dari kedua metode penempatan ini dapat dibandingkan. Dari tabel 4.9. dan 4.10, dapat disimpulkan bahwa setelah penempatan dan penambahan kapasitor memberikan hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan hasil sebelum penempatan/ penambahan kapasitor. Dengan penambahan kapasitor sebesar 594 kVar sebagai kompensator daya reaktif, maka:

- **Daya Aktif**

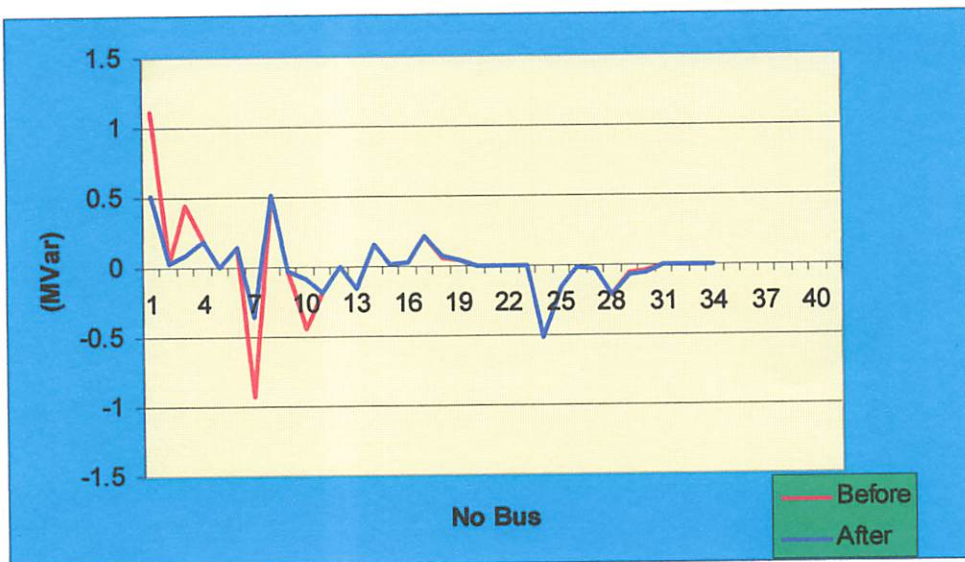
Secara keseluruhan dapat diamati ditabel 4.11. Perbandingan sebelum dan setelah kompensasi penempatan dan penambahan kapasitor. Aliran daya aktif pada setiap bus dengan kedua macam kompensasi mengalami penurunan.

$$\begin{aligned}\text{Penurunan Daya Aktif} &= 2,099 \text{ MW} - 2,093 \text{ MW} \\ &= 0,006 \text{ MW} \\ &= 6 \text{ kW}\end{aligned}$$

- **Daya Reaktif**

$$\begin{aligned} \text{Penurunan Daya Reaktif} &= 1,122 \text{ MVar} - 0,519 \text{ MVar} \\ &= 0,603 \text{ MVar} \\ &= 603 \text{ kVar} \end{aligned}$$

Dengan pemasangan dan penambahan kapasitor maka diperoleh kompensasi daya reaktif sebesar 0,603 MVar = 603 kVar, besar kompensasi ini sedikit lebih rendah jika dibandingkan dengan kompensasi harmonik filter ini menunjukkan bahwa kapasitor tidak dapat mereduksi daya reaktif yang di timbulkan dalam orde yang berbeda pada saat sistem terdistorsi harmonik sedangkan pada harmonik filter kapasitor dalam rangkaiannya dapat di *setting* untuk mereduksi harmonik pada tiap-tiap orde. Untuk mengamati perbedaan kompensasi kedua metode di bawah ini ditampilkan grafik-grafik daya aktif pada bus-bus.

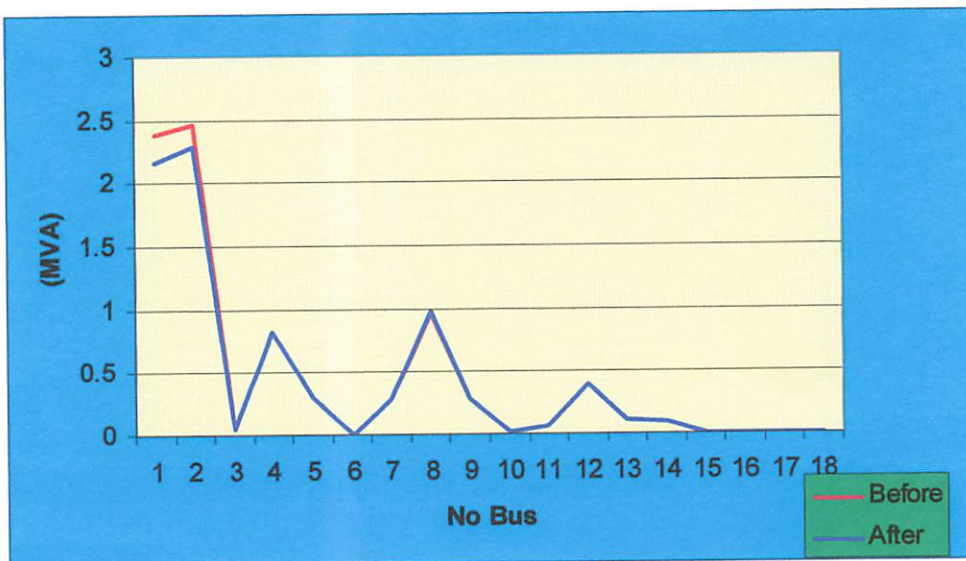


Grafik 4.1. Perbandingan Aliran Daya Reaktif Sebelum dan Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor

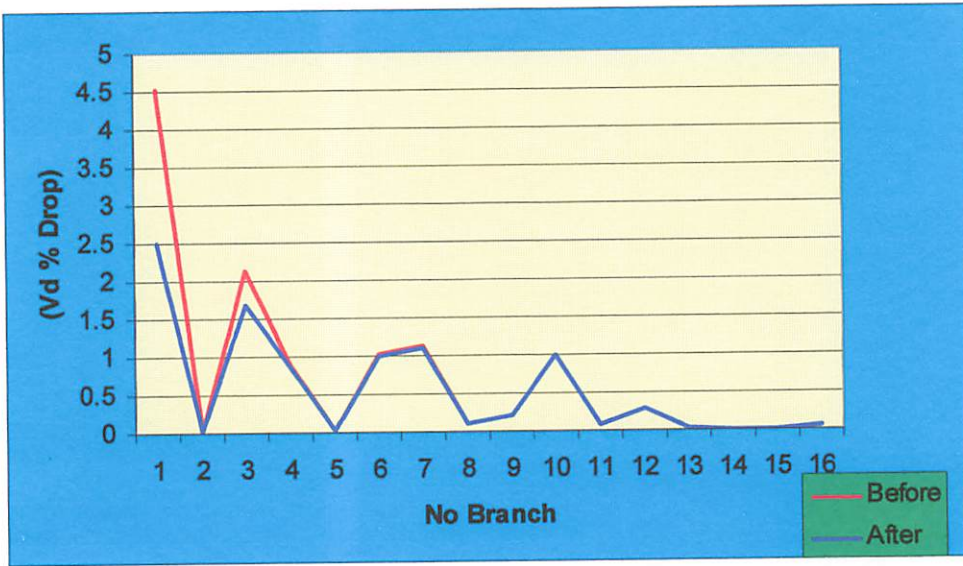
- **Daya Semu**

$$\begin{aligned} \text{Kenaikan Daya Semu (MVA)} &= 2,379 \text{ MVA} - 2,157 \text{ MVA} \\ &= 0,222 \text{ MVA} \\ &= 222 \text{ kVA} \end{aligned}$$

Pemasangan kapasitor sebagai kompensator daya reaktif akan menyebabkan daya reaktif yang diserap oleh beban dari sumber akan berkurang dan pengurangan daya reaktif ini menyebabkan daya total (MVA) yang diserap beban dari sumber juga akan berkurang sehingga sejumlah kenaikan daya (MVA) dapat digunakan untuk menanggung beban lagi. Berdasarkan hasil perhitungan dan simulasi maka daya total yang berhasil diturunkan adalah sebesar 0,222 MVA = 222 kVA. Dari tabel di atas dapat kita lihat bahwa dengan adanya kompensasi daya reaktif dari Kapasitor, maka akan meningkatkan faktor daya. Sehingga mengakibatkan penurunan konsumsi daya reaktif dan peningkatan daya aktif.



Grafik 4.2. Perbandingan Daya Semu Sebelum dan Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor



Grafik 4.3. Perbandingan Branch Losses Sebelum Dan Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor

$$\begin{aligned} \text{Penurunan Losses (MW)} &= 56.5 \text{ kW} - 46 \text{ kW} \\ &= 7.5 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Penurunan Losses (KVar)} &= 203.5 \text{ kVar} - 167 \text{ kVar} \\ &= 36.5 \text{ kVar} \end{aligned}$$

• **Faktor Daya**

Dengan penambahan kompensasi kapasitor sebesar 594 KVar maka koreksi faktor daya dari $\cos \phi$ 0,88 menjadi 0,97. Hal ini membuat sistem menjadi lebih baik karena dapat mengurangi konsumsi daya reaktif dan daya semu. Untuk melihat perbandingan kondisi sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor dapat dilihat pada gambar di bawah ini :



Grafik 4.4. Perbandingan Faktor Daya Sebelum Dan Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Dari hasil analisa kompensasi penempatan kapasitor terpusat, terdistribusi dan penambahan kapasitas kapasitor untuk perbaikan faktor daya pada sistem kelistrikan di PT. Coats Rejo Indonesia, dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Peningkatan faktor daya dari 0,88 menjadi 0,97 membutuhkan kapasitor dengan kapasitas daya sebesar 594 kVar.
2. Peningkatan faktor daya dari 0,88 menjadi 0,97 menyebabkan daya reaktif menurun dari 1,122 MVar menjadi 0,519 MVar. Dan terjadi penurunan daya semu dari 2,379 MVA menjadi 2,157 MVA.
3. Dengan menggunakan kompensasi penempatan kompensasi kapasitor terpusat, terdistribusi dan penambahan kapasitor dengan kapasitas total 1026 kVar sistem masih memiliki daya tersimpan sebesar $0,222 \text{ MVA} = 222 \text{ kVA}$.

5.2. Saran

Jika ingin dilakukan perluasan jaringan yang kemungkinan akan terjadi penambahan beban dalam jumlah besar, maka perlu terlebih dahulu dilakukan analisa *load flow* agar sistem dapat tetap dipertahankan dalam kondisi stabil, penyaluran daya aktif dan reaktif yang optimal dan faktor daya yang baik.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Almanda, Deni.” *Peranan Kapasitor Dalam Penggunaan Energi Listrik*”, Elektro Indonesia, nomor30, Tahun VI, 2000
<http://www.elektroindonesia.com/elektro/ener30a.html>.
- [2]. Basri, Hasan, *Sistem Distribusi Daya Listrik* (Jakarta : ISTN, 1997).
- [3]. Djiteng, Marsudi, *Operasi Sistem Tenaga Listrik* (Jakarta : ISTN, 1990).
- [4]. Elgerd, OI, “*Electric Energy System Theory an Introduction*”, Tata Mc Graw-Hill, New Delhi, 1071.
- [5]. Turan Gonen,” *Electric Power Distribution System Engineering*”, Mc Graw- Hill, 1986.
- [6]. Saadat, Hadi. “*Power System Analysis*”, Singapore: McGraw Hill Inc, 1999, p.20.
- [7]. William D. Stevensen. JR “ *Analisis Sistem Tenaga Listrik*”, Edisi Ke-4. Erlangga.

LAMPIRAN

ИЗДАНИЕ





BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama : Nanang Wijayanto
NIM : 0212067
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : ANASLISA PERBAIKAN FAKTOR
DAYA UNTUK MEMINIMALISASI
RUGI-RUGI DAYA MENGGUNAKAN
SOFTWARE ETAP POWER STATION
PADA PT.COATS REJO INDONESIA

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

Hari : Senin
Tanggal : 17 Maret 2008
Dengan Nilai : 74,2 (B+) *BY*

Panitia Ujian :

Ketua Majelis Penguji,



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

Sekretaris Majelis Penguji,

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

Anggota Penguji :

Peguji Pertama,

(Ir. Teguh Herbasuki, MT)
NIP. Y 103 890 0209

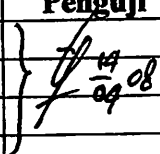
Peguji Kedua,

(Ir. Widodo Puji M, MT)
NIP. Y 102 8700 171



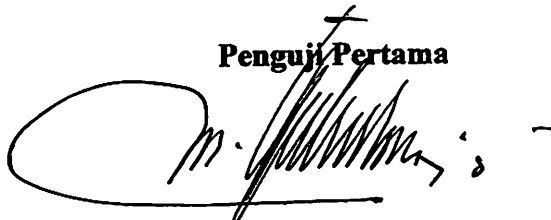
FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI

Nama : NANANG WIJAYANTO
NIM : 02.12.067
Masa Bimbingan : 16 Januari 2008 sampai 16 Juni 2008
Judul Skripsi : ANALISA PERBAIKAN FAKTOR DAYA UNTUK
MEMINIMALISASI RUGI-RUGI DAYA
MENGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION
PADA PT. COATS REJO INDONESIA

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Penguji
1.		Tujuan diperbaiki	}  19/09/08
2.		Kata-kata tugas akhir	
3.		Teori perbaikan faktor daya (hal 27 & 28)	
4.		Teori gambar 4.1 Single line (hal 46)	

Disetujui :

Penguji Pertama



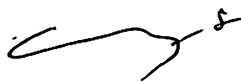
(Ir. Teguh Herbasuki, MT)

NIP. Y 103 890 0209

Mengetahui,

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II



(Ir. H. Choirul Saleh, MT)

NIP. Y 101 8800 190



(Ir. H. Taufik Hidayat, MT)

NIP. Y 101 8700 015



Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak Ir. **Choirul Saleh, MT**
Dosen Insitut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Nanang Wijayanto
Nim : 02.12.067
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

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

**“ANALISA PERBAIKAN FAKTOR DAYA UNTUK
MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA MENGGUNAKAN
SOFTWARE ETAP POWER STATION PADA PT. COATS REJO
INDONESIA”**

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

Malang, 12 Desember 2007

Hormat kami,

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip.P. 1039500274

Nanang Wijayanto

*) coret yang tidak perlu



Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak Ir. Taufik Hidayat, MT
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Nanang Wijayanto
Nim : 02.12.067
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

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

**“ANALISA PERBAIKAN FAKTOR DAYA UNTUK
MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA MENGGUNAKAN
SOFTWARE ETAP POWER STATION PADA PT. COATS REJO
INDONESIA”**

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

Malang, 12 Desember 2007

Hormat kami,

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

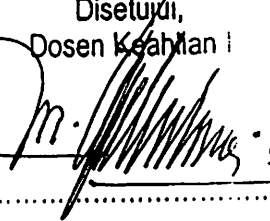

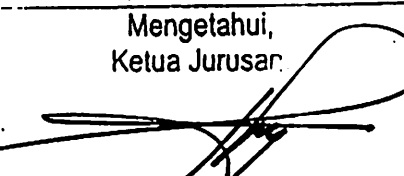

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip.P. 1039500274

Nanang Wijayanto

*) coret yang tidak perlu

BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

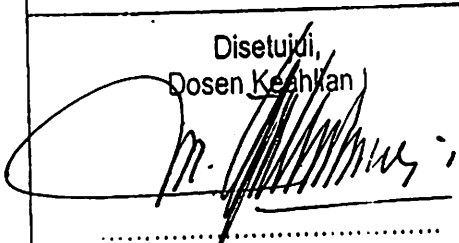
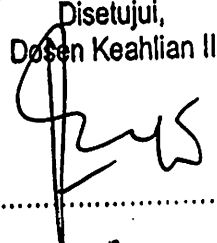

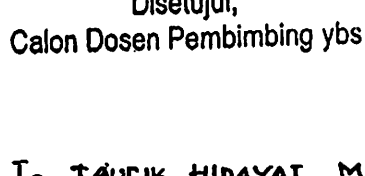
1.	Nama Mahasiswa: <u>Nanang Wijayanto</u>	Nim: <u>0212067</u>
2.	Keterangan Pelaksanaan	Tanggal <u>16-01-2008</u>
		Waktu Tempat Ruang:
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)	
	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri	e. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<u>ANALISA ... Perbaikan ... Faktor ... Daya ... Untuk ...</u> <u>Meminimalisasi Rugi - Rugi Daya Menggunakan</u> <u>software ETAP (POWER STATION) Pada</u> <u>PT. COATS REJO INDOMESIA</u>
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian
6.	Catatan:	
	Catatan:	
	Persetujuan Judul Skripsi	
7.	Disetujui, Dosen Keahlian I 	Disetujui, Dosen Keahlian II 
	Mengetahui, Ketua Jurusan  Ir. F. Yudi Limpraptono, MT NIP. P. 1039500274	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs  Ir. Choirul Saleh, MT NIP. Y 1018800190

Perhatian:

1. Keterangan: *) Coret yang tidak perlu
 **) dilingkari a, b, c, atau g sesuai bidang keahlian

BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Spesialisasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

Nama Mahasiswa: <u>Nanang Wijayanto</u>		Nim: <u>0212067</u>	
Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat
Pelaksanaan	<u>16-01-2008</u>		Ruang:
Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)			
(a) Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri		e. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya	
Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<u>Analisa Perbaikan Faktor Daya Untuk Meminimalisasi Rugi-Rugi Daya Menggunakan Software ETAP (POWER STATION) Pada PT. COATS PEO INDONESIA</u>		
Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian		
Catatan:		
Catatan:		
Persetujuan Judul Skripsi			
Disetujui, Dosen Keahlian I 		Disetujui, Dosen Keahlian II 	
Mengetahui, Ketua Jurusan 		Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs 	
<u>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</u> NIP. P. 1039500274		<u>Ir. TAUEIK HIDAYAT, MT</u> NIP. Y 10187 00015	

Perhatian:

- Keterangan: *) Coret yang tidak perlu
 **) dilingkari a, b, c, atau g sesuai bidang keahlian



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

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

RSERO) MALANG
AGA 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

Malang, 1 Februari 2008

Nomor : ITN-070/I.TA/2/2008
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. **H. CHOIRUL SALEH, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi
untuk Mahasiswa:

Nama : NANANG WIJAYANTO
Nim : 0212067
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/l selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai
tanggal:

16 Januari 2008 s/d 16 Juni 2008

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan
Teknik Elektro-S1

Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami sampaikan
terima kasih.



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

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

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



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

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

PERKUMPULAN PENGELOLA
PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI
NASIONAL MALANG

Kampus I : J.. 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

Malang, 1 Februari 2008

Nomor : ITN-069/I.TA/2/2008
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. **H. TAUFIK HIDAYAT, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi
untuk Mahasiswa:

Nama : NANANG WIJAYANTO
Nim : 0212067
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai
tanggal:

16 Januari 2008 s/d 16 Juni 2008

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan
Teknik Elektro-S1
Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami sampaikan
terima kasih.



Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : NANANG WIJAYANTO
 Nim : 02.12.067
 Masa Bimbingan : 16 JANUARI 2008 s/d 16 JULI 2008
 Judul Skripsi : ANALISA PERBAIKAN FAKTOR DAYA UNTUK MEMINIMALISASI RUGI - RUGI DAYA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION PADA PT. COATS REJO INDONESIA

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	8/1/08	Ace Bab I. Perbaikan	CS.
2.		cupas belahang.	
3.	15/1/08	Bab II. perbaikan ferris	CS.
4.		penyungga.	
5.	3/2/08	Ace Bab III.	CS.
6.	21/2/08	Cibelum. menambahkan Kapasitor 74 pada bus & cable busbar.	
7.		Menambah & pasang kapasitor 1/2 ohm pada busbar mobil.	CS.
8.		dan menghitung bagaimana? (lagirika pada busbar).	
9.		Ace Seminar	CS.
10.			

Malang 2008.
 Dosen Pembimbing I,

Ir. Choirul Saleh, MT
 Nip.Y. 1018700015

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design
Load Diversity Factor: None

Buses:	Swing	Generator	Load	Total					
	1	0	17	18					
Branches:	XFMR2		XFMR3		Reactor		Line/Cable	Impedance	Tie PD
	Total	1		0	0		15	0	
		17							

Solution: Newton-Raphson Method
No. of Iteration: 99

Solution: 0.000100

Frequency: 50.00
Metric

Name: coe_nham
Path: \\Kunamoto\coe_nham\Untitled.lfl

BUS Input Data

Bus	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
	Swing	20.000	100.0	0.0					0.000	-0.216		
	Load	0.380	100.0	0.0								
	Load	0.380	100.0	0.0			0.036	0.027				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.703	0.435	0.000	-0.216		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.239	0.179				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.004	0.003	0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.246	0.153				
	Load	0.380	100.0	0.0								
	Load	0.380	100.0	0.0			0.239	0.154				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.014	0.007	0.003	0.002		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.039	0.024	0.010	0.006		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.333	0.206				
	Load	0.380	100.0	0.0					0.092	0.069		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.068	0.036	0.017	0.009		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.005	0.003		
	Load	0.380	100.0	0.0								
	Load	0.380	100.0	0.0					0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.004	0.003		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.004	0.003		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.134	-0.337		
						0.000	0.000	1.920	1.226			

Number of Buses: 18

LINE / CABLE Input Data

Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°)	R	X	Y
Cable1	IMCUN3	400	22.0	3	75	0.061042	0.071000	0.0001687
Cable4	IMCUN4	150	62.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable5	IMCUN4	150	75.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable6	IMCUN4	150	78.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable7	IMCUN4	150	86.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable9	IMCUN4	150	98.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable10	IMCUN4	150	144.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable11	IMCUN4	150	94.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable12	IMCUN4	150	63.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable13	IMCUN4	150	18.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable14	IMCUN4	185	90.0	3	75	0.122083	0.073000	0.0001442
Cable15	IMCUN4	150	117.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable16	IMCUN4	150	231.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable17	IMCUN4	150	278.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442
Cable18	IMCUN4	150	228.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

MVA	Prim. kV	Rating Sec. kV	% Z	X/R	Z Variation +5%	Z Variation -5%	% Tol.	% Tap Setting Prim.	% Tap Setting Sec.	Adjusted % Z	Phase Shift Type	Angle
2.000	20.000	0.380	6.750	7.1	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq.	0.0

BRANCH CONNECTIONS

CKT/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	2W XFMR	Bus1	Bus2	47.07	334.20	337.50	
	Cable	Bus2	Bus3	31.00	36.06	47.55	0.0000016
	Cable	Bus2	Bus6	217.04	104.48	240.88	0.0000039
	Cable	Bus2	Bus7	262.55	126.39	291.39	0.0000047
	Cable	Bus2	Bus8	273.05	131.44	303.04	0.0000049
	Cable	Bus2	Bus9	301.06	144.92	334.12	0.0000054
	Cable	Bus11	Bus12	343.07	165.14	380.75	0.0000061
	Cable	Bus11	Bus13	504.10	242.66	559.46	0.0000090
	Cable	Bus11	Bus14	329.07	158.40	365.21	0.0000059
	Cable	Bus11	Bus15	220.54	106.16	244.77	0.0000039
	Cable	Bus11	Bus16	63.01	30.33	69.93	0.0000011
	Cable	Bus11	Bus17	253.64	151.66	295.52	0.0000056
	Cable	Bus11	Bus18	409.58	197.16	454.57	0.0000073
	Cable	Bus11	Bus19	808.66	389.27	897.47	0.0000144
	Cable	Bus11	Bus20	973.19	468.47	1080.08	0.0000174
	Cable	Bus11	Bus21	798.16	384.21	885.82	0.0000142
	Tie Breakr	Bus2	Bus11				

EQUIPMENT CABLE Input Data

Equipment Cable T (°)	ID C)	Equipment R	Type	Library	ohms / 1000 m per Conductor	O/L Size L(m)
			X	Y	R (ohm) Heater	

LOAD FLOW REPORT

kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
20.000	100.000	0.0	2.10	1.13	0	0	0	0	Bus2	2.10	1.13	68	88.1		
0.380	95.464	-3.9	0	0	0	0	0.00	-0.20	Bus3	0.04	0.03	72	80.0		
									Bus6	0.72	0.25	1209	94.3		
									Bus7	0.24	0.18	479	80.1		
									Bus8	0.01	0.00	9	85.0		
									Bus9	0.25	0.15	466	85.1		
									Bus1	-2.07	-0.94	3615	91.1		
									Bus11	0.82	0.52	1543	84.6		
0.380	95.442	-3.9	0	0	0.04	0.03	0	0	Bus2	-0.04	-0.03	72	80.0		
0.380	93.559	-4.0	0	0	0.70	0.44	0.00	-0.19	Bus2	-0.70	-0.25	1209	94.4		
0.380	94.561	-3.8	0	0	0.24	0.18	0	0	Bus2	-0.24	-0.18	479	80.0		
0.380	95.445	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.01	0.00	9	85.0		
0.380	94.445	-3.8	0	0	0.25	0.15	0	0	Bus2	-0.25	-0.15	466	85.0		
0.380	95.464	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus12	0.24	0.16	457	84.1		
									Bus13	0.02	0.01	30	88.0		
									Bus14	0.05	0.03	90	85.0		
									Bus15	0.34	0.21	629	85.1		
									Bus16	0.08	0.06	166	80.0		
									Bus17	0.08	0.04	150	88.0		
									Bus18	0.00	0.00	8	80.1		
									Bus19	0.00	0.00	1	0.0		
									Bus20	0.00	0.00	1	0.0		
									Bus21	0.00	0.00	7	80.1		
									Bus2	-0.82	-0.52	1543	84.6		
0.380	94.325	-3.8	0	0	0.24	0.15	0	0	Bus11	-0.24	-0.15	457	84.0		
0.380	95.352	-3.9	0	0	0.01	0.01	0.00	0.00	Bus11	-0.02	-0.01	30	88.0		
0.380	95.249	-3.9	0	0	0.04	0.02	0.01	0.01	Bus11	-0.05	-0.03	90	85.0		
0.380	94.455	-3.8	0	0	0.33	0.21	0	0	Bus11	-0.33	-0.21	629	85.0		
0.380	95.389	-3.9	0	0	0	0	0.08	0.06	Bus11	-0.08	-0.06	166	80.0		
0.380	95.172	-3.9	0	0	0.07	0.04	0.02	0.01	Bus11	-0.08	-0.04	150	88.0		
0.380	95.439	-3.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	8	80.0		
0.380	95.456	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0.00	0.00	1	0.0		
0.380	95.450	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0.00	0.00	1	0.0		
0.380	95.422	-3.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	7	80.0		

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

EQUIPMENT CABLE Input Data

Equipment Cable T(°	ID C)	Equipment R	Type Libraryohms / 1000 m per Conductor				O/L
			X	Y	R (ohm)	Heater	Size L(m)

LOAD FLOW REPORT

kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
20.000	100.000	0.0	2.10	1.13	0	0	0	0	Bus2	2.10	1.13	68	88.1		
0.380	95.464	-3.9	0	0	0	0	0.00	-0.20	Bus3	0.04	0.03	72	80.0		
									Bus6	0.72	0.25	1209	94.3		
									Bus7	0.24	0.18	479	80.1		
									Bus8	0.01	0.00	9	85.0		
									Bus9	0.25	0.15	466	85.1		
									Bus1	-2.07	-0.94	3615	91.1		
									Bus11	0.82	0.52	1543	84.6		
									Bus2	-0.04	-0.03	72	80.0		
0.380	95.442	-3.9	0	0	0.04	0.03	0	0	Bus2	-0.70	-0.25	1209	94.4		
0.380	93.559	-4.0	0	0	0.70	0.44	0.00	-0.19	Bus2	-0.24	-0.18	479	80.0		
0.380	94.561	-3.8	0	0	0.24	0.18	0	0	Bus2	-0.01	0.00	9	85.0		
0.380	95.445	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.25	-0.15	466	85.0		
0.380	94.445	-3.8	0	0	0.25	0.15	0	0	Bus2	0.24	0.16	457	84.1		
0.380	95.464	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus12	0.02	0.01	30	88.0		
									Bus13	0.05	0.03	90	85.0		
									Bus14	0.34	0.21	629	85.1		
									Bus15	0.08	0.06	166	80.0		
									Bus16	0.08	0.04	150	88.0		
									Bus17	0.00	0.00	8	80.1		
									Bus18	0.00	0.00	1	0.0		
									Bus19	0.00	0.00	1	0.0		
									Bus20	0.00	0.00	7	80.1		
									Bus21	0.00	0.00	1543	84.6		
									Bus2	-0.82	-0.52	457	84.0		
0.380	94.325	-3.8	0	0	0.24	0.15	0	0	Bus11	-0.24	-0.15	30	88.0		
0.380	95.352	-3.9	0	0	0.01	0.01	0.00	0.00	Bus11	-0.02	-0.01	90	85.0		
0.380	95.249	-3.9	0	0	0.04	0.02	0.01	0.01	Bus11	-0.05	-0.03	629	85.0		
0.380	94.455	-3.8	0	0	0.33	0.21	0	0	Bus11	-0.33	-0.21	166	80.0		
0.380	95.389	-3.9	0	0	0	0	0.08	0.06	Bus11	-0.08	-0.06	150	88.0		
0.380	95.172	-3.9	0	0	0.07	0.04	0.02	0.01	Bus11	-0.08	-0.04	8	80.0		
0.380	95.439	-3.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	1	0.0		
0.380	95.456	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0.00	0.00	1	0.0		
0.380	95.450	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0.00	0.00	7	80.0		
0.380	95.422	-3.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	7	80.0		

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

BUS LOADING Summary Report

ID	Bus	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
						MVA	% PF		
Bus1	20.000			2.093	1.128	2.380	88.1	68.69	
Bus2	0.380			2.069	1.135	2.360	87.7	3755.60	
Bus3	0.380			0.036	0.027	0.046	80.0	72.50	
Bus6	0.380			0.703	0.435	0.827	85.0	1342.33	
Bus7	0.380			0.239	0.179	0.299	80.0	479.68	
Bus8	0.380			0.001	0.001	0.001	85.0	1.74	
Bus9	0.380			0.246	0.153	0.290	85.0	466.18	
Bus11	0.380			0.820	0.518	0.970	84.6	1543.62	
Bus12	0.380			0.239	0.154	0.284	84.0	457.99	
Bus13	0.380			0.017	0.009	0.019	88.0	30.51	
Bus14	0.380			0.048	0.030	0.056	85.0	90.02	
Bus15	0.380			0.333	0.206	0.392	85.0	629.99	
Bus16	0.380			0.084	0.063	0.105	80.0	166.67	
Bus17	0.380			0.083	0.045	0.094	88.0	150.37	
Bus18	0.380			0.004	0.003	0.005	80.0	8.41	
Bus19	0.380			0.001	0.001	0.001	80.0	1.46	
Bus20	0.380			0.001	0.001	0.001	80.0	1.99	
Bus21	0.380			0.004	0.003	0.005	80.0	7.37	

BRANCH LOADING Summary Report

Transformer

CKT / Branch

Cable & Reactor

Ampacity
Loading
Capability
Loading (input) Loading (output)

ID
Type
(Amp)
Amp
%
(MVA)
MVA
%
MVA
%

2.000 2.380 119.0 2.272 113.6

T1 Transformer
Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop	in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To		
T1	2.093	1.128	-2.069	-0.939	26.7	189.2	100.0	95.5	4.54	
Cable1	0.036	0.027	-0.036	-0.027	0.0	0.0	95.5	95.4	0.02	
Cable4	0.716	0.253	-0.703	-0.246	13.7	6.6	95.5	93.6	1.91	
Cable5	0.241	0.180	-0.239	-0.179	2.6	1.3	95.5	94.6	0.90	
Cable6	0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	95.5	95.4	0.02	
Cable7	0.249	0.154	-0.246	-0.153	2.8	1.4	95.5	94.4	1.02	
Cable9	0.242	0.156	-0.239	-0.154	3.1	1.5	95.5	94.3	1.14	
Cable10	0.017	0.009	-0.017	-0.009	0.0	0.0	95.5	95.4	0.11	
Cable11	0.048	0.030	-0.048	-0.030	0.1	0.1	95.5	95.2	0.22	
Cable12	0.337	0.208	-0.333	-0.206	3.8	1.8	95.5	94.5	1.01	
Cable13	0.084	0.063	-0.084	-0.063	0.1	0.0	95.5	95.4	0.08	
Cable14	0.083	0.045	-0.083	-0.045	0.2	0.1	95.5	95.2	0.29	
Cable15	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	95.5	95.4	0.02	
Cable16	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	95.5	95.5	0.01	
Cable17	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	95.5	95.5	0.01	
Cable18	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	95.5	95.4	0.04	

53.2 202.0

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

Equipment Cable ID	Connected Load Type	Losses		% Voltage		Vd % Drop	Vst in Vmag	% for	Motor
		kW	kvar	Bus	Load				

Alert Summary Report
% Alert Settings

Loading Marginal

Critical

Bus

- Cable
- Reactor
- Generator
- Transformer
- Protective Device

Bus Voltage

OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	97.0

Generator Excitation

- OverExcited (Q Max.)
- UnderExcited (Q Min.)

Critical

Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus12	Bus	0.380	kV	0.358	94.3	UnderVoltage
Bus15	Bus	0.380	kV	0.359	94.5	UnderVoltage
Bus6	Bus	0.380	kV	0.356	93.6	UnderVoltage
Bus7	Bus	0.380	kV	0.359	94.6	UnderVoltage
Bus9	Bus	0.380	kV	0.359	94.4	UnderVoltage

Marginal

Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus11	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus13	Bus	0.380	kV	0.362	95.4	UnderVoltage
Bus14	Bus	0.380	kV	0.362	95.2	UnderVoltage
Bus16	Bus	0.380	kV	0.362	95.4	UnderVoltage
Bus17	Bus	0.380	kV	0.362	95.2	UnderVoltage
Bus18	Bus	0.380	kV	0.363	95.4	UnderVoltage
Bus19	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus2	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus20	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus21	Bus	0.380	kV	0.363	95.4	UnderVoltage
Bus3	Bus	0.380	kV	0.363	95.4	UnderVoltage
Bus8	Bus	0.380	kV	0.363	95.4	UnderVoltage

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	2.093	1.128	2.380	88.05 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	2.093	1.128	2.380	88.05 Lagging
Total Motor Load:	1.916	1.223	2.273	84.29 Lagging
Total Static Load:	0.122	-0.300		
Apparent Losses:	0.057	0.204		
System Mismatch:	0.000	0.000		
Number of Iterations:	3			

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design
 Load Diversity Factor: None

Buses:	<u>Swing</u> 1	<u>Generator</u> 0	<u>Load</u> 17	<u>Total</u> 18							
Branches:	<u>XFMR2</u> <u>Total</u>	1 17	<u>XFMR3</u>	0	<u>Reactor</u>	0	<u>Line/Cable</u>	15	<u>Impedance</u>	0	<u>Tie PD</u>

Solution: Newton-Raphson Method
 No. of Iteration: 99

of Solution: 0.000100

frequency: 50.00
 em: Metric

filename: coe_nham
 filename: \\Kunamoto\coe_nham\Untitled.lfl

BUS Input Data

Bus ID	Bus Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
	Swing	20.000	100.0	0.0								
	Load	0.380	100.0	0.0					0.000	-0.432		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.036	0.027				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.703	0.435				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.239	0.179				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.004	0.003	0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.246	0.153				
	Load	0.380	100.0	0.0								
	Load	0.380	100.0	0.0			0.239	0.154				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.014	0.007	0.003	0.002		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.039	0.024	0.010	0.006		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.333	0.206				
	Load	0.380	100.0	0.0					0.092	0.069		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.068	0.036	0.017	0.009		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.005	0.003		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.004	0.003		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.004	0.003		
Number of Buses: 18							0.000	0.000	1.920	1.226	0.134	-0.337

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable ID	Library	Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)								
		Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	C (°C)	R	X	Y	
Cable1	IMCUN3	400	22.0	3	75	0.061042	0.071000	0.0001687		
Cable4	IMCUN4	150	62.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable5	IMCUN4	150	75.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable6	IMCUN4	150	78.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable7	IMCUN4	150	86.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable9	IMCUN4	150	98.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable10	IMCUN4	150	144.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable11	IMCUN4	150	94.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable12	IMCUN4	150	63.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable13	IMCUN4	150	18.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable14	IMCUN4	185	90.0	3	75	0.122083	0.073000	0.0001442		
Cable15	IMCUN4	150	117.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable16	IMCUN4	150	231.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable17	IMCUN4	150	278.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		
Cable18	IMCUN4	150	228.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442		

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

MVA	Prim. kV	Rating Sec. kV	% Z	X/R	Z Variation			% Tap Setting		Adjusted % Z	Phase Shift	
					+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.		Type	Angle
2.000	20.000	0.380	6.750	7.1	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq.	0.0

BRANCH CONNECTIONS

CKT/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	2W XFMR	Bus1	Bus2	47.07	334.20	337.50	
	Cable	Bus2	Bus3	31.00	36.06	47.55	0.0000016
	Cable	Bus2	Bus6	217.04	104.48	240.88	0.0000039
	Cable	Bus2	Bus7	262.55	126.39	291.39	0.0000047
	Cable	Bus2	Bus8	273.05	131.44	303.04	0.0000049
	Cable	Bus2	Bus9	301.06	144.92	334.12	0.0000054
	Cable	Bus11	Bus12	343.07	165.14	380.75	0.0000061
	Cable	Bus11	Bus13	504.10	242.66	559.46	0.0000090
	Cable	Bus11	Bus14	329.07	158.40	365.21	0.0000059
	Cable	Bus11	Bus15	220.54	106.16	244.77	0.0000039
	Cable	Bus11	Bus16	63.01	30.33	69.93	0.0000011
	Cable	Bus11	Bus17	253.64	151.66	295.52	0.0000056
	Cable	Bus11	Bus18	409.58	197.16	454.57	0.0000073
	Cable	Bus11	Bus19	808.66	389.27	897.47	0.0000144
	Cable	Bus11	Bus20	973.19	468.47	1080.08	0.0000174
	Cable	Bus11	Bus21	798.16	384.21	885.82	0.0000142
	Tie Breakr	Bus2	Bus11				

EQUIPMENT CABLE Input Data

Equipment Cable T (°)	ID C)	Equipment R	Type Library ohms / 1000 m per Conductor				O/L
			X	Y	R (ohm)	Heater	Size L(m)

LOAD FLOW REPORT

Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
20.000	100.000	0.0	2.10	1.12	0	0	0	0	Bus2	2.10	1.12	68	88.2		
0.380	95.485	-3.9	0	0	0	0	0.00	-0.39	Bus3	0.04	0.03	72	80.0		
									Bus6	0.72	0.44	1345	85.1		
									Bus7	0.24	0.18	479	80.1		
									Bus8	0.01	0.00	9	85.0		
									Bus9	0.25	0.15	466	85.1		
									Bus1	-2.07	-0.93	3615	91.2		
									Bus11	0.82	0.52	1543	84.6		
0.380	95.462	-3.9	0	0	0.04	0.03	0	0	Bus2	-0.04	-0.03	72	80.0		
0.380	93.364	-3.8	0	0	0.70	0.44	0	0	Bus2	-0.70	-0.44	1345	85.0		
0.380	94.582	-3.8	0	0	0.24	0.18	0	0	Bus2	-0.24	-0.18	479	80.0		
0.380	95.466	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.01	0.00	9	85.0		
0.380	94.465	-3.8	0	0	0.25	0.15	0	0	Bus2	-0.25	-0.15	466	85.0		
0.380	95.485	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus12	0.24	0.16	457	84.1		
									Bus13	0.02	0.01	30	88.0		
									Bus14	0.05	0.03	90	85.0		
									Bus15	0.34	0.21	629	85.1		
									Bus16	0.08	0.06	166	80.0		
									Bus17	0.08	0.04	150	88.0		
									Bus18	0.00	0.00	8	80.1		
									Bus19	0.00	0.00	1	0.0		
									Bus20	0.00	0.00	1	0.0		
									Bus21	0.00	0.00	7	80.1		
									Bus2	-0.82	-0.52	1543	84.6		
0.380	94.346	-3.8	0	0	0.24	0.15	0	0	Bus11	-0.24	-0.15	457	84.0		
0.380	95.372	-3.9	0	0	0.01	0.01	0.00	0.00	Bus11	-0.02	-0.01	30	88.0		
0.380	95.270	-3.9	0	0	0.04	0.02	0.01	0.01	Bus11	-0.05	-0.03	90	85.0		
0.380	94.476	-3.8	0	0	0.33	0.21	0	0	Bus11	-0.33	-0.21	629	85.0		
0.380	95.409	-3.9	0	0	0	0	0.08	0.06	Bus11	-0.08	-0.06	166	80.0		
0.380	95.192	-3.9	0	0	0.07	0.04	0.02	0.01	Bus11	-0.08	-0.04	150	88.0		
0.380	95.460	-3.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	8	80.0		
0.380	95.476	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0.00	0.00	1	0.0		
0.380	95.471	-3.9	0	0	0	0	0	0	Bus11	0.00	0.00	1	0.0		
0.380	95.443	-3.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	7	80.0		

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

BUS LOADING Summary Report

ID	Bus	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
						MVA	% PF		
Bus1		20.000		2.099	1.122	2.379	88.2	68.69	
Bus2		0.380		2.072	1.326	2.460	84.2	3914.29	
Bus3		0.380		0.036	0.027	0.046	80.0	72.48	
Bus6		0.380		0.703	0.435	0.827	85.0	1345.13	
Bus7		0.380		0.239	0.179	0.299	80.0	479.58	
Bus8		0.380		0.001	0.001	0.001	85.0	1.74	
Bus9		0.380		0.246	0.153	0.290	85.0	466.08	
Bus11		0.380		0.820	0.518	0.970	84.6	1543.39	
Bus12		0.380		0.239	0.154	0.284	84.0	457.89	
Bus13		0.380		0.017	0.009	0.019	88.0	30.50	
Bus14		0.380		0.048	0.030	0.056	85.0	90.01	
Bus15		0.380		0.333	0.206	0.392	85.0	629.85	
Bus16		0.380		0.084	0.063	0.105	80.0	166.70	
Bus17		0.380		0.083	0.045	0.094	88.0	150.35	
Bus18		0.380		0.004	0.003	0.005	80.0	8.41	
Bus19		0.380		0.001	0.001	0.001	80.0	1.46	
Bus20		0.380		0.001	0.001	0.001	80.0	1.99	
Bus21		0.380		0.004	0.003	0.005	80.0	7.37	

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch	Cable & Reactor	Transformer	Transformer	
			2.000	2.379
ID	Ampacity	119.0	2.272	113.6
Type	Loading			
(Amp)	Capability			
Amp	Loading (input) Loading (output)			
%				
(MVA)				
MVA				
%				
MVA				
%				

Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop	in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To		
T1	2.099	1.122	-2.072	-0.932	26.6	189.2	100.0	95.5	4.52	
Cable1	0.036	0.027	-0.036	-0.027	0.0	0.0	95.5	95.5	0.02	
Cable4	0.720	0.444	-0.703	-0.435	17.0	8.2	95.5	93.4	2.12	
Cable5	0.241	0.180	-0.239	-0.179	2.6	1.3	95.5	94.6	0.90	
Cable6	0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	95.5	95.5	0.02	
Cable7	0.249	0.154	-0.246	-0.153	2.8	1.4	95.5	94.5	1.02	
Cable9	0.242	0.156	-0.239	-0.154	3.1	1.5	95.5	94.3	1.14	
Cable10	0.017	0.009	-0.017	-0.009	0.0	0.0	95.5	95.4	0.11	
Cable11	0.048	0.030	-0.048	-0.030	0.1	0.1	95.5	95.3	0.22	
Cable12	0.337	0.208	-0.333	-0.206	3.8	1.8	95.5	94.5	1.01	
Cable13	0.084	0.063	-0.084	-0.063	0.1	0.0	95.5	95.4	0.08	
Cable14	0.083	0.045	-0.083	-0.045	0.2	0.1	95.5	95.2	0.29	
Cable15	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	95.5	95.5	0.02	
Cable16	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	95.5	95.5	0.01	
Cable17	0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	95.5	95.5	0.01	
Cable18	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	95.5	95.4	0.04	
					56.5	203.5				

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

Equipment Cable ID	Connected Load Type	Losses		% Voltage		Vd % Drop	Vst in Vmag	% for	Motor
		kW	kvar	Bus	Load				

Alert Summary Report
% Alert Settings

Loading Marginal

Critical

Bus

Cable
Reactor
Generator
Transformer
Protective Device

Bus Voltage

OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	97.0

Generator Excitation

OverExcited (Q Max.)
UnderExcited (Q Min.)

Critical

Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus12	Bus	0.380	kV	0.359	94.3	UnderVoltage
Bus15	Bus	0.380	kV	0.359	94.5	UnderVoltage
Bus6	Bus	0.380	kV	0.355	93.4	UnderVoltage
Bus7	Bus	0.380	kV	0.359	94.6	UnderVoltage
Bus9	Bus	0.380	kV	0.359	94.5	UnderVoltage

Marginal

Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus11	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus13	Bus	0.380	kV	0.362	95.4	UnderVoltage
Bus14	Bus	0.380	kV	0.362	95.3	UnderVoltage
Bus16	Bus	0.380	kV	0.363	95.4	UnderVoltage
Bus17	Bus	0.380	kV	0.362	95.2	UnderVoltage
Bus18	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus19	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus2	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus20	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus21	Bus	0.380	kV	0.363	95.4	UnderVoltage
Bus3	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage
Bus8	Bus	0.380	kV	0.363	95.5	UnderVoltage

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	2.099	1.122	2.379	88.20 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	2.099	1.122	2.379	88.20 Lagging
Total Motor Load:	1.916	1.223	2.273	84.29 Lagging
Total Static Load:	0.122	-0.308		
Apparent Losses:	0.061	0.206		
System Mismatch:	0.000	0.000		
Number of Iterations:	3			

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design
Load Diversity Factor: None

Types:	Swing	Generator	Load	Total							
	1	0	17	18							
Branches:	<u>XFMR2</u>	1	<u>XFMR3</u>	0	<u>Reactor</u>	0	<u>Line/Cable</u>	15	<u>Impedance</u>	0	<u>Tie PD</u>
	<u>Total</u>	17									

Method: Newton-Raphson Method
No. of Iteration: 99

Resolution: 0.000100

Accuracy: 50.00
Metric

Filename: coe_nham
Path: C:\ETAP 400\PowerStation\coe_nham\Untitled.lfl

BUS Input Data

Bus	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
	Swing	20.000	100.0	0.0								
	Load	0.380	100.0	0.0					0.000	-0.648		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.036	0.027				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.703	0.435	0.000	-0.378		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.239	0.179				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.004	0.003	0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.246	0.153				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.239	0.154				
	Load	0.380	100.0	0.0			0.014	0.007	0.003	0.002		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.039	0.024	0.010	0.006		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.333	0.206				
	Load	0.380	100.0	0.0					0.092	0.069		
	Load	0.380	100.0	0.0			0.068	0.036	0.017	0.009		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.005	0.003		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.001	0.001		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.004	0.003		
	Load	0.380	100.0	0.0					0.134	-0.931		
Total of Buses: 18							0.000	0.000	1.920	1.226	0.134	-0.931

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable ID	Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)						R	X	Y
	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°)	C)			
Cable1	IMCUN3	400	22.0	3	75	0.061042	0.071000	0.0001687	
Cable4	IMCUN4	150	62.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable5	IMCUN4	150	75.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable6	IMCUN4	150	78.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable7	IMCUN4	150	86.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable9	IMCUN4	150	98.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable10	IMCUN4	150	144.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable11	IMCUN4	150	94.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable12	IMCUN4	150	63.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable13	IMCUN4	150	18.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable14	IMCUN4	185	90.0	3	75	0.122083	0.073000	0.0001442	
Cable15	IMCUN4	150	117.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable16	IMCUN4	150	231.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable17	IMCUN4	150	278.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	
Cable18	IMCUN4	150	228.0	3	75	0.151650	0.073000	0.0001442	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

MVA	Prim. kV	Rating Sec. kV	% Z	X/R	Z Variation			% Tap Setting		Adjusted % Z	Phase Shift	
					+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.		Type	Angle
2.000	20.000	0.380	6.750	7.1	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq.	0.0

BRANCH CONNECTIONS

CKT/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	2W XFMR	Bus1	Bus2	47.07	334.20	337.50	
	Cable	Bus2	Bus3	31.00	36.06	47.55	0.0000016
	Cable	Bus2	Bus6	217.04	104.48	240.88	0.0000039
	Cable	Bus2	Bus7	262.55	126.39	291.39	0.0000047
	Cable	Bus2	Bus8	273.05	131.44	303.04	0.0000049
	Cable	Bus2	Bus9	301.06	144.92	334.12	0.0000054
	Cable	Bus11	Bus12	343.07	165.14	380.75	0.0000061
	Cable	Bus11	Bus13	504.10	242.66	559.46	0.0000090
	Cable	Bus11	Bus14	329.07	158.40	365.21	0.0000059
	Cable	Bus11	Bus15	220.54	106.16	244.77	0.0000039
	Cable	Bus11	Bus16	63.01	30.33	69.93	0.0000011
	Cable	Bus11	Bus17	253.64	151.66	295.52	0.0000056
	Cable	Bus11	Bus18	409.58	197.16	454.57	0.0000073
	Cable	Bus11	Bus19	808.66	389.27	897.47	0.0000144
	Cable	Bus11	Bus20	973.19	468.47	1080.08	0.0000174
	Cable	Bus11	Bus21	798.16	384.21	885.82	0.0000142
	Tie Breakr	Bus2	Bus11				

EQUIPMENT CABLE Input Data

Type Libraryohms / 1000 m per Conductor O/L
 X Y R (ohm) Heater Size L(m)

Equipment Cable T (° C) ID Equipment R

LOAD FLOW REPORT

kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow			XFMR % Tap
	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	
20.000	100.000	0.0	2.09	0.52	0	0	0	0	Bus2	2.09	0.52	62	97.1
0.380	97.513	-4.0	0	0	0	0	0.00	-0.62	Bus3	0.04	0.03	70	80.0
									Bus6	0.71	0.09	1122	99.1
									Bus7	0.24	0.18	469	80.1
									Bus8	0.01	0.00	9	85.0
									Bus9	0.25	0.15	456	85.1
									Bus1	-2.07	-0.36	3276	98.5
									Bus11	0.83	0.52	1520	84.5
0.380	97.491	-4.0	0	0	0.04	0.03	0	0	Bus2	-0.04	-0.03	70	80.0
0.380	95.824	-4.3	0	0	0.70	0.44	0.00	-0.35	Bus2	-0.70	-0.09	1122	99.2
0.380	96.630	-3.9	0	0	0.24	0.18	0	0	Bus2	-0.24	-0.18	469	80.0
0.380	97.495	-4.0	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.01	0.00	9	85.0
0.380	96.515	-3.9	0	0	0.25	0.15	0	0	Bus2	-0.25	-0.15	456	85.0
0.380	97.513	-4.0	0	0	0	0	0	0	Bus12	0.24	0.16	448	84.1
									Bus13	0.02	0.01	30	88.0
									Bus14	0.05	0.03	88	85.0
									Bus15	0.34	0.21	616	85.1
									Bus16	0.09	0.07	170	80.0
									Bus17	0.08	0.05	148	88.0
									Bus18	0.00	0.00	8	80.1
									Bus19	0.00	0.00	1	0.0
									Bus20	0.00	0.00	2	80.6
									Bus21	0.00	0.00	7	80.1
									Bus2	-0.83	-0.52	1520	84.5
0.380	96.399	-3.9	0	0	0.24	0.15	0	0	Bus11	-0.24	-0.15	448	84.0
0.380	97.402	-4.0	0	0	0.01	0.01	0.00	0.00	Bus11	-0.02	-0.01	30	88.0
0.380	97.301	-4.0	0	0	0.04	0.02	0.01	0.01	Bus11	-0.05	-0.03	88	85.0
0.380	96.525	-3.9	0	0	0.33	0.21	0	0	Bus11	-0.33	-0.21	616	85.0
0.380	97.436	-4.0	0	0	0	0	0.09	0.07	Bus11	-0.09	-0.07	170	80.0
0.380	97.225	-4.0	0	0	0.07	0.04	0.02	0.01	Bus11	-0.08	-0.05	148	88.0
0.380	97.488	-4.0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	8	80.0
0.380	97.504	-4.0	0	0	0	0	0	0	Bus11	0.00	0.00	1	0.0
0.380	97.499	-4.0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	2	80.0
0.380	97.470	-4.0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus11	0.00	0.00	7	80.0

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

BUS LOADING Summary Report

ID	Bus	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
						MVA	% PF		
Bus1		20.000		2.093	0.519	2.157	97.1	62.26	
Bus2		0.380		2.071	0.980	2.292	90.4	3570.49	
Bus3		0.380		0.036	0.027	0.046	80.0	70.97	
Bus6		0.380		0.703	0.435	0.827	85.0	1310.60	
Bus7		0.380		0.239	0.179	0.299	80.0	469.42	
Bus8		0.380		0.001	0.001	0.001	85.0	1.78	
Bus9		0.380		0.246	0.153	0.290	85.0	456.18	
Bus11		0.380		0.825	0.521	0.976	84.5	1520.66	
Bus12		0.380		0.239	0.154	0.284	84.0	448.14	
Bus13		0.380		0.017	0.009	0.019	88.0	30.11	
Bus14		0.380		0.048	0.030	0.057	85.0	88.83	
Bus15		0.380		0.333	0.206	0.392	85.0	616.47	
Bus16		0.380		0.087	0.066	0.109	80.0	170.24	
Bus17		0.380		0.084	0.045	0.095	88.0	148.38	
Bus18		0.380		0.004	0.003	0.006	80.0	8.59	
Bus19		0.380		0.001	0.001	0.001	80.0	1.49	
Bus20		0.380		0.001	0.001	0.001	80.0	2.03	
Bus21		0.380		0.004	0.003	0.005	80.0	7.52	

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch	ID	Type	Amp	%	(MVA)	MVA	%	MVA	%	Transformer	
										2.000	2.157

indicates a branch with operating load exceeding the branch capability

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch	ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop	in Vmag
		MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To		
TI		2.093	0.519	-2.071	-0.364	21.9	155.5	100.0	97.5	2.49	
Cable1		0.036	0.027	-0.036	-0.027	0.0	0.0	97.5	97.5	0.02	
Cable4		0.714	0.094	-0.703	-0.088	11.9	5.7	97.5	95.8	1.69	
Cable5		0.241	0.180	-0.239	-0.179	2.5	1.2	97.5	96.6	0.88	
Cable6		0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	97.5	97.5	0.02	
Cable7		0.249	0.154	-0.246	-0.153	2.7	1.3	97.5	96.5	1.00	
Cable9		0.242	0.156	-0.239	-0.154	3.0	1.4	97.5	96.4	1.11	
Cable10		0.017	0.009	-0.017	-0.009	0.0	0.0	97.5	97.4	0.11	
Cable11		0.048	0.030	-0.048	-0.030	0.1	0.0	97.5	97.3	0.21	
Cable12		0.337	0.208	-0.333	-0.206	3.6	1.7	97.5	96.5	0.99	
Cable13		0.087	0.066	-0.087	-0.066	0.1	0.0	97.5	97.4	0.08	
Cable14		0.084	0.045	-0.084	-0.045	0.2	0.1	97.5	97.2	0.29	
Cable15		0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	97.5	97.5	0.03	
Cable16		0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	97.5	97.5	0.01	
Cable17		0.001	0.001	-0.001	-0.001	0.0	0.0	97.5	97.5	0.01	
Cable18		0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	97.5	97.5	0.04	

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

Equipment Cable ID	Connected Load Type	Losses		% Voltage		Vd % Drop	Vst in Vmag	% for	Motor
		kW	kvar	Bus	Load				

Alert Summary Report
% Alert Settings

Loading
Marginal

Critical

- Bus
- Cable
- Reactor
- Generator
- Transformer
- Protective Device

Bus Voltage

OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	97.0

Generator Excitation

- OverExcited (Q Max.)
- UnderExcited (Q Min.)

Marginal

Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus12	Bus	0.380	kV	0.366	96.4	UnderVoltage
Bus15	Bus	0.380	kV	0.367	96.5	UnderVoltage
Bus6	Bus	0.380	kV	0.364	95.8	UnderVoltage
Bus7	Bus	0.380	kV	0.367	96.6	UnderVoltage
Bus9	Bus	0.380	kV	0.367	96.5	UnderVoltage

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	2.093	0.519	2.157	97.06 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	2.093	0.519	2.157	97.06 Lagging
Total Motor Load:	1.916	1.223	2.273	84.29 Lagging
Total Static Load:	0.127	-0.873		
Apparent Losses:	0.050	0.170		
System Mismatch:	0.000	0.000		
Number of Iterations:	3			