

SKRIPSI

**ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN *HARMONIC FILTER* UNTUK
MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION (VTHD)* PADA
GARDU TRAFU TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE*
ETAP POWER STATION DI PT. PLN (PERSERO) APJ MALANG**

Disusun Oleh :

**JOANICO DA COSTA LEMOS
02.12.098**

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

MARET 2008

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIC FILTER UNTUK
MEREDUKSI VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION (VTHD) PADA
GARDU TRAFU TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP
POWER STATION DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG**

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

Joanico Da Costa Lemos

02.12.098

Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)
NIP. Y. 101 8800 189

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

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1



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

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

MARET 2008



ABSTRAKSI

ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK FILTER UNTUK MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION* (VTHD) PADA GARDU TRAFU TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG

Joanico Da Costa Lemos
Yusuf Ismail Nakhoda
Choirul Salch

Dengan kemajuan teknologi informasi maka *computer* dan *printer* semakin banyak digunakan dirumah tinggal. Disisi lain, krisis energi menjadi pemicu meningkatnya penggunaan lampu hemat energi (LHE). *Komputer, printer & LHE* merupakan beban non linear yang menjadi penyebab munculnya harmonisa yang dapat mengganggu sistim distribusi listrik termasuk Trafo Tiang (TT).

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan analisa terhadap keefektifan filter harmonisa dalam mereduksi komponen harmonisa pada (TT) sistem tiga fasa. Efektifitas filter pasif akan dipengaruhi oleh VAR Rating dan faktor kualitas dari induktansinya. Dengan menggunakan VAR Rating minimal dari filter pasif maka VTHD dapat diturunkan sehingga memenuhi standar $\leq 5\%$.

Dengan melakukan simulasi maka dapat diketahui bahwa pada TT Sebelum kompensasi pemasangan *harmonic filter*, terdapat tegangan harmonisa yang dapat meningkatkan rugi-rugi pada TT. Setelah di analisa, diperoleh VTHD rata-rata (6.28 %). Dan setelah pemasangan *harmonic filter* dengan penggunaan Var rating dan faktor kualitas sebesar 80,71 akan mereduksi VTHD sampai dibawah rata-rata 3,77%

Kata Kunci : *Trafo tiang, Harmonic filter*

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadirat 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 dalam penyusunan 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. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku Dosen Pembimbing.
4. Bapak Ir. H. Choirul Saleh, MT, selaku Dosen Pembimbing
5. Orang Tua Tercinta yang selalu memberikan semangat, motivasi serta do'a.
6. *Josh* Putraku Tercinta yang menjadi semangat hidupku dan ayat-ayat do'a Ibunya Tercinta.
7. Teman-temanku yang telah memberikan bantuan, motivasi dan do'a.
8. 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, / 2008

Penulis

DAFTAR ISI

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

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	3
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metode Penelitian.....	4
1.6. Sistematika Penulisan.....	5

BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik.....	7
2.1.1. Sistem Distribusi Primer (JTM).....	8
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (JTR).....	8
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik.....	9

2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial.....	9
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon.....	10
2.2.1.2. Sistem Radial Dengan <i>Tie</i> dan <i>Switch</i> Pemisah	10
2.2.1.3. Sistem Radial Dengan Pembagi <i>Phasa Area</i>	11
2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat	12
2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (<i>Loop</i>)	13
2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	13
2.3. Transformator.....	14
2.3.1. Macam-Macam Transformator.....	15
2.3.1.1. Transformator Daya.....	15
2.3.1.2. Transformator Pengukuran	15
2.3.2. Prinsip Kerja Transformator.....	16
2.3.3. Transformator Tanpa Beban.....	19
2.3.4. Transformator Berbeban	20
2.3.5. Rangkaian Ekuivalen Transformator	22
2.3.6. Menentukan Parameter Transformator	24
2.3.6.1. Pengukuran Beban Nol	24
2.3.6.2. Pengukuran Hubung Singkat	24
2.3.7. Sistem Per Unit.....	25
2.3.8. Rugi Dan Efisien Transformator	26
2.3.8.1. Rugi Pada Transformator.....	26
2.3.8.2. Efisiensi Transformator.....	27
2.3.9. Hubungan Lilitan Transformator Tiga Fasa.....	27

2.3.9.1. Hubungan Delta.....	28
2.3.9.2. Hubungan Bintang.....	29
2.4. Daya Dalam Sistem Tenaga	30
2.4.1. Daya Nyata (<i>Real Power</i>).....	30
2.4.2. Daya Reaktif (<i>Reactive Power</i>)	30
2.4.3. Daya Semu (<i>Apparent Power</i>).....	31
2.5. Faktor Daya	31

BAB III TEORI DASAR HARMONISA

3.1. Pengertian Harmonisa.....	33
3.2. Sumber Harmonisa	35
3.2.1. Konverter	35
3.2.2. Tanur Busur Listrik (<i>Electric Arc Furnace</i>).....	35
3.2.3. Transformator	36
3.2.4. Mesin-Mesin Berputar	36
3.3. Pengaruh Harmonisa Pada Komponen Peralatan Listrik.....	37
3.3.1. Pengaruh Harmonisa Pada Transformator.....	37
3.3.2. Pengaruh Harmonisa Pada Konduktor.	37
3.3.3. Pengaruh Harmonisa Pada Circuit Breaker	38
3.4. Pengaruh Harmonisa Pada Faktor Daya	38
3.5. Pengaruh Harmonisa Pada Sistem Tegangan.....	40
3.6. Standar Harmonisa	41
3.7. Indeks Harmonisa.....	42

3.7.1. <i>Individual Harmonic Distortion</i> (THD)	42
3.7.2. <i>Total Harmonic Distortion</i> (THD)	42
3.8. Faktor Distorsi Harmonic (<i>Distortion Harmonic Faktor</i>)	43
3.9. Teori Perhitungan <i>Load Loos</i> (P_{LL}) Dan Analisa Arus	
Hubung Singkat	44
3.9.1. Teori Perhitungan Load Loos (P_{LL}) Trafo	44
3.9.2. Analisa Perhitungan Arus Hubung Singkat	44
3.10. Filter Harmonisa	45
3.10.1. Tipe Filter	45
3.10.2. Jenis-Jenis <i>Filter Pasive</i>	47
3.10.3. <i>Single-Tuned Filter</i>	49
3.10.4. <i>Double-Tuned Filter</i>	51
3.10.5. <i>High Pass Filter</i>	52
3.11. Penentuan Orde Harmonisa	54
3.12. Analisa Aliran Daya	58
3.12.1. Algoritma Perhitungan Aliran Daya dengan Metode	
Newton Rhapson	61
3.13. Algoritma Pemecahan Masalah	64

BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL

4.1. Sumber Daya Energi Listrik Untuk Daerah Kota Malang	66
4.1.1. Keadaan Awal Trafo Tiang Daya 100 kVA	67
4.1.2. Menentukan Parameter Trafo	68

4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan	70
4.2.1. Data Saluran Sistem Tenaga Listrik Pada Transformator (T0352) Jl.Bunul/Ngujil (Puskopad) Malang	70
4.2.2. Data Pembebanan Sistem Tenaga Listrik Pada Trafo Tiang Daya 100 kVA (T0352) Jl.Bunul/Ngujil (Puskopad) Malang	71
4.3. Solusi Perbaikan Kualitas Daya dengan <i>ETAP</i>	72
4.4. Aliran Daya	74
4.4.1. Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	74
4.5. Validasi	97
4.6. Hasil Perhitungan dari Simulasi dengan Kompensasi Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	98

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan.....	108
5.2. Saran.....	108

DAFTAR PUSTAKA	109
-----------------------------	------------

LAMPIRAN.....	110
----------------------	------------

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Jaringan Distribusi Tegangan Menengah , Tegangan Rendah dan Sambungan Rumah ke Pelanggan	7
Gambar 2.2. Sistem Jaringan Distribusi Radial	9
Gambar 2.3. Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Tie</i> Dan <i>Switch</i> Pemisah.....	11
Gambar 2.4. Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Phasa Area</i>	12
Gambar 2.5. Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat	12
Gambar 2.6. Sistem Jaringan Distribusi <i>Loop</i>	13
Gambar 2.7. Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	13
Gambar 2.8. Transformator Tiga Fasa	15
Gambar 2.9. Transformator Satu Fasa	15
Gambar 2.10. Rangkaian Persamaan Hukum Ampere dan Hukum Faraday	17
Gambar 2.11. Transformator Tanpa Beban a.....	19
Gambar 2.12. Transformator Tanpa Beban b.....	19
Gambar 2.13. Transformator Berbeban	19
Gambar 2.14. Rangkaian Ekuivalen Transformator a,b,c.....	23
Gambar 2.15. Rangkaian Pengukuran Beban Nol	24
Gambar 2.16. Rangkaian Pengukuran Hubung Singkat.....	25
Gambar 2.17. Hubungan Delta Transformator Tiga Fasa.....	28
Gambar 2.18. Hubungan Bintang Transformator Tiga Fasa.....	29
Gambar 2.8. Fasor Arus Pada Rangkaian AC.....	32

Gambar 2.9. Fasor Daya Pada Rangkaian AC	32
Gambar 3.1a. Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar.....	33
Gambar 3.1b. Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar Dan Frekuensi Harmonisa	34
Gambar3.1c. Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisnya	34
Gambar 3.2. Perbandingan Sinyal Listrik Sinusoidal Terhadap Sinyal Listrik Berharmonisa.....	39
Gambar 3.3. Rangkaian Distribusi yang Sederhana.....	40
Gambar 3.4. Pemasangan Filter Harmonisa.....	45
Gambar 3.5. Benuk Fisik <i>Harmonic Filter Active</i>	46
Gambar 3.6. Benuk Fisik <i>Harmonic Filter Pasive</i>	46
Gambar 3.7. Jenis-Jenis Filter Pasif yang Umum.	47
Gambar 3.8. (a) Rangkaian Filter Penalaan Tunggal, (b) Grafik Impedansi Filter Terhadap Frekuensi	50
Gambar 3.9. Rangkaian Filter Penalaan Ganda, ...	52
(a) Transformasi dari dua buah filter penalaan tunggal, ...	52
(b) Filter penalaan tunggal, (c) Filter penalaan ganda yang ditala pada orde lima dan Tujuh.....	42
Gambar 3.10. High Pass filter Orde satu (b) Orde dua (c) Orde tiga (d) Type C	53
Gambar 3.11. Rangkaian Ekuivalen Jaringan Sistem Tenaga Listrik	55
Gambar 3.12. Rangkaian Pengganti Untuk $n > 1$	55

Gambar 3.13. Elemen Tak Linier Sebagai Sumber Arus Harmonisa	56
Gambar 3.14. <i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson	63
Gambar 3.15. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah	65
Gambar 4.1. <i>Single Line Diagram</i> GI Polehan Dan Penyulanganya	67
Gambar 4.2. <i>Single Line Diagram</i> Trafo Tiang Daya 100 kVA	69
Gambar 4.3. Tampilan Modul Utama	73
Gambar 4.4. <i>Single Line Diagram</i> Trafo Tiang Daya 100 kVA yang Baru	86
Gambar 4.5. Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisa Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	106
Gambar 4.6. Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisnya Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	107

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1. Perbandingan Daya Aktif Sebelum dan Setelah Pemasangan	
<i>Harmonic Fiter</i>	100
Grafik 4.2. Perbandingan Daya Reaktif Sebelum dan Setelah Pemasangan	
<i>Harmonic Fiter</i>	101
Grafik 4.3. Perbandingan Faktor Daya Sebelum dan Setelah Pemasangan	
<i>Harmonic Fiter</i>	101
Grafik 4.4. Perbandingan VIHD (<i>Individual Harmonic Distorsion</i>)	
Sebelum dan Setelah Pemasangan <i>Harmonic Fiter</i>	103
Grafik 4.5. Perbandingan VTHD (<i>Total Harmonic Distorsion</i>)	
Sebelum dan Setelah Pemasangan <i>Harmonic Fiter</i>	105

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Voltage Distortion Limits	41
Tabel 3.2. Standar untuk arus harmonisa	41
Tabel 3.3. Orde Harmonisa Berdasarkan Urutan	57
Tabel 4.1. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor (Main_Base 2 di Sistem Tegangan 0.38 kV.	70
Tabel 4.2. Pembagian Beban Pada Trafo Tiang Daya 100 kVA	71
Tabel 4.3. Load Flow Report Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	74
Tabel 4.4. Branch Losses Summary Report Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	75
Tabel 4.5. Bus Loading Summary Report Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	76
Tabel 4.6. Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage) Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	77
Tabel 4.7. Harmonic Current (% of Fundamenta Current) Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	78
Tabel 4.8. Persentase Harmonic Current (Contents in 1 MVA Base) Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	79

Tabel 4.9. VIHD (<i>Individual Harmonic Distorsion</i>) Report Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	82
Tabel 4.10.VTHD (<i>Total Harmonic Distorsion</i>) Report Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	83
Tabel 4.11. <i>Summary Of Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter	84
Tabel 4.12. <i>Load Flow Report</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter	89
Tabel 4.13. <i>Brach Losses Report</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter.	90
Tabel 4.14. <i>Bus Loading Summary Report</i> Menggunakan ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmoni Filter	91
Tabel 4.15. <i>Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter	92
Tabel 4.16. <i>Harmonic Current (% of Fundamenta Current)</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter	93
Tabel 4.17. <i>Persentase Harmonic Current (Contents in 1 MVA Base)</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah	

Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	94
Tabel 4.18.VIHD (<i>Individual Harmonic Distorsion</i>) <i>Report</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	95
Tabel 4.19.VTHD (<i>Total Harmonic Distorsion</i>) <i>Report</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	96
Tabel 4.20. <i>Summary Of Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	97
Tabel 4.21. Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Reaktif Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Dan Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	100
Tabel 4.22. Perbandingan VIHD (<i>Individual Harmonic Distorsion</i>) Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Dan Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	102
Tabel 4.23. Perbandingan VTHD (<i>Total Harmonic Distorsion</i>) Menggunakan Software ETAP Power Station Sebelum Dan Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	104

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Suplai listrik dari PLN secara normal mempunyai bentuk sinyal yang mendekati sinusoidal murni dan *power factor* 0.85. Namun pada kenyataannya pada gardu trafo tiang daya 100 kVA yang berlokasi di jalan Bunul/Ngujil (Puskopat) area pelayanan dan jaringan malang, diketahui bahwa *power factor*nya menurun atau dibawah standar PLN. Akibatnya adalah PLN mengalami kerugian suplai daya listrik.

Diketahui bahwasannya Pertumbuhan listrik dari suatu Negara adalah dua kali dari pertumbuhan ekonominya, maka daya beli masyarakat terhadap sumber daya energi listrik juga meningkat. Meningkatnya daya beli masyarakat terhadap sumber daya energi listrik ini ditandai dengan semakin banyaknya peralatan-peralatan elektronika yang mengandung beban-beban non linear yang dapat menyebabkan timbulnya harmonisa. Penyebab munculnya harmonisa yang diakibatkan oleh peralatan atau komponen listrik yang mengandung beban-beban non linear yang dapat mengganggu sistem distribusi tenaga listrik ialah peralatan elektronika yang didalamnya banyak terdapat komponen semi konduktor antara lain seperti komputer, printer, lampu *fluorescent* yang menggunakan *elektronik ballast*, mesin fotokopi, kendali kecepatan motor, motor induksi, *batere charger*, *proses eletroplating*, dan lain-lain. Peralatan ini dirancang untuk menggunakan arus listrik secara hemat dan efisien karena arus listrik hanya dapat melalui

komponen semikonduktornya selama periode pengaturan dan parameter dalam peralatan elektronika yang telah ditentukan. Adanya harmonisa ini menyebabkan timbulnya gelombang arus dan tegangan menjadi cacat sehingga tidak sinusoidal lagi. Phenomena ini akan menimbulkan gangguan beban tidak linear satu fasa. Hal diatas banyak terjadi pada distribusi yang memasok pada areal perkantoran / komersial.

Harmonisa mempunyai pengaruh pada sistem distribusi tenaga listrik. Salah satu komponen dalam sistem distribusi tenaga listrik adalah transformator. Sebagai penyebab timbulnya Pengaruh harmonisa pada transformator adalah bertambahnya rugi-rugi beban (P_{LL}), rugi $I^2 R$ dan rugi *Eddy current*.

Sebagai salah satu solusi alternatif untuk meningkatkan kualitas daya pada sistem distribusi tenaga listrik (Trafo Tiang) maka diperlukan pemasangan *Hamonic Filter* sebagai kompensasi yang fungsinya adalah untuk mereduksi atau meminimalisir *Voltage Total Harmonic Distortion* (VTHD) hingga batas ketentuan atau standar *Total Harmonic Distortion* (THD).

1.2. Perumusan masalah

1. Apakah harmonisa dapat menyebabkan naiknya rugi – rugi daya?
2. Bagaimana keadaan harmonisa pada trafo tiang daya 100 kVA di PT. PLN (Persero) APJ Malang sebelum pemasangan *harmonic filter* dan sesudah pemasangan?
3. Apakah pemasangan *harmonic filter* dapat menaikkan faktor daya?

1.3. Tujuan

Tujuan dari penelitian dengan menggunakan *software ETAP Power Station* adalah untuk mengetahui seberapa besar harmonisa yang di hasilkan oleh sistem pada Gardu Trafo Tiang daya 100 kVA dan seberapa besar harmonisa tersebut dapat di reduksi atau diminimalisir dengan cara pemasangan *harmonic filter* hingga dapat memenuhi ketentuan standar THD (*Total Harmonic Distortion*) $\leq 5 \%$.

1.4. Batasan Masalah

Pengaruh harmonisa yang terjadi pada Gardu Trafo Tiang Daya 100 kVA di PT. PLN (Persero) APJ Malang, dan permasalahannya di batasi pada :

1. Simulasi dari rangkaian *single line diagram* pada Gardu Trafo Tiang Daya 100 kVA pada PT. PLN (Persero) APJ Malang. Untuk menganalisa seberapa besar harmonisa yang terjadi pada sistem.
2. Analisa dilakukan dengan menganggap sistem dalam keadaan normal dan hanya sebatas pengkajian beban yang telah ada.
3. Analisa tidak membahas timbulnya getaran mekanis pada panel listrik yang merupakan getaran resonansi mekanis akibat harmonik arus frekuensi tinggi.
4. Analisa dilakukan hanya membahas tentang THD tegangan
5. Analisa tidak membahas masalah ekonomi.

1.5. Metodologi Penelitian

A. Studi Literatur

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

- Studi tentang harmonisa (definisi, sumber, pengaruh dan standar)
- Studi tentang *Harmonic Filter*

B. Pengumpulan Data.

Data-data yang diperlukan antara lain :

- *Single line* pada Trafo Tiang Daya 100 kVA di PT. PLN (Persero) APJ Malang
- *Power grid* dan *transformator* pada Trafo Tiang Daya 100 kVA di PT. PLN (Persero) APJ Malang
- Pembebanan pada Trafo Tiang Daya 100 kVA di PT. PLN (Persero) APJ Malang
- Kabel yang digunakan pada Trafo Tiang Daya 100 kVA di PT. PLN (Persero) APJ Malang

C. Pemodelan

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

D. Analisa Data

Menganalisa data-data yang telah dikumpulkan lalu membandingkan harmonisa sebelum pemasangan *harmonic filter* dan sesudah pemasangan *harmonic filter*.

E. Pembahasan

Memahas analisa data tersebut lalu membandingkan harmonisa sebelum pemasangan *harmonic filter* dan sesudah pemasangan *harmonic filter*.

F. Kcsimpulan

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, pembatasan masalah, metode penelitian yang digunakan, serta sistematika penulisan.

BAB II : SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

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

BAB III : TEORI DASAR HARMONISA

Pada bab ini akan dibahas masalah harmonisa, sumber harmonisa, pengaruh harmonisa, indek harmonisa, filter harmonisa, serta komponen harmonisa.

BAB IV : HASIL DAN ANALISA HASIL

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

BAB V : PENUTUP

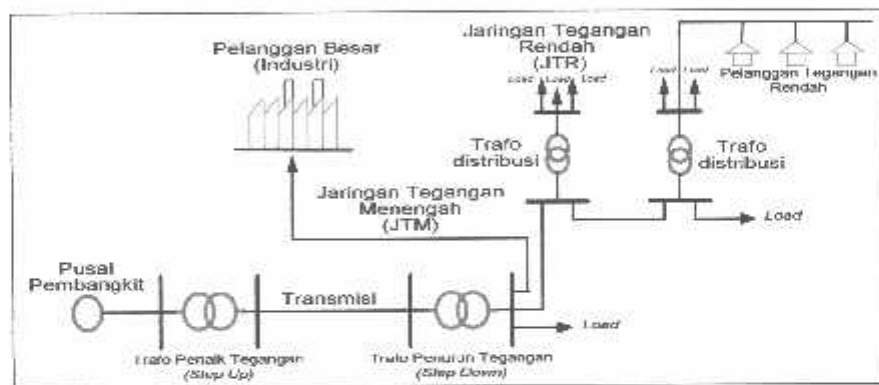
Merupakan bab terakhir yang memuat intisari dari hasil pembahasan, yang berisikan kesimpulan dan saran yang dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk pengembangan penulisan selanjutnya.

BAB II

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik^[2]

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



Gambar 2.

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

Jaringan setelah keluar dari G.I (Gardu Induk) 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 sistem 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 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 Jaringan 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.

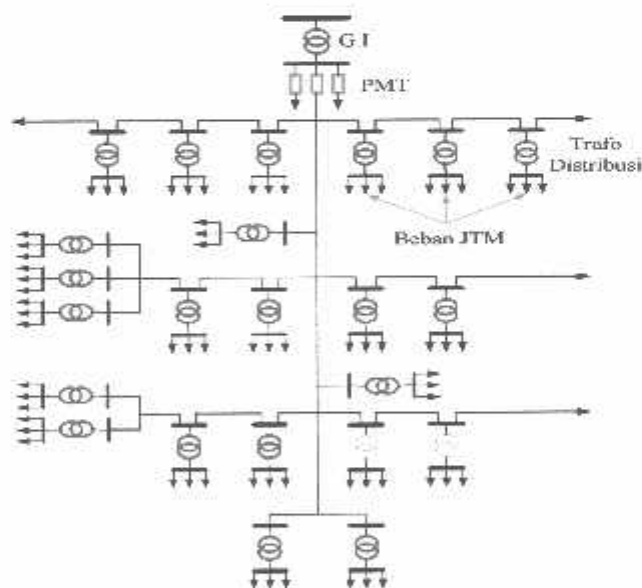
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik^[2]

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^[2]

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.

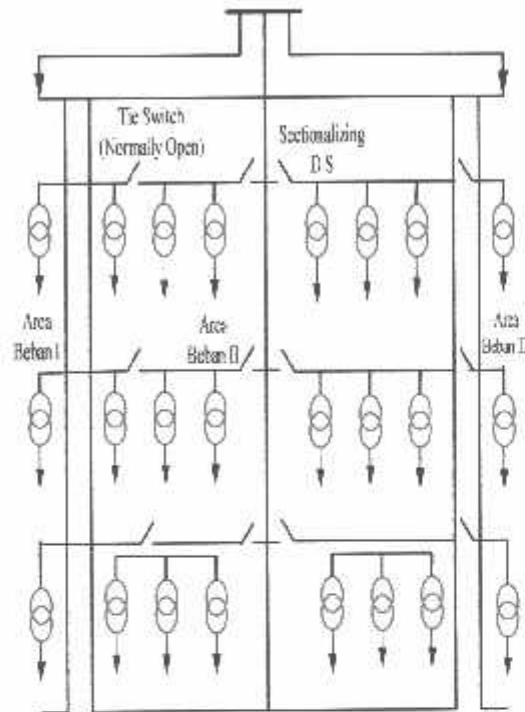
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon

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*

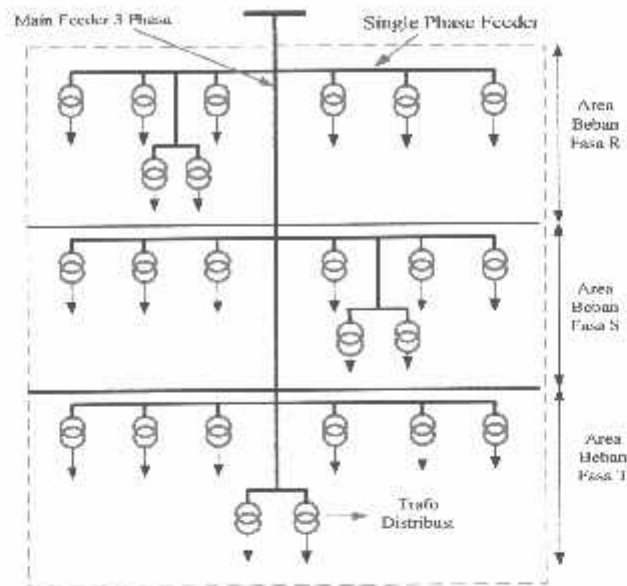
tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang tidak terganggu. Sistem radial dengan *Tie* dan *Switch* pemisah dapat dilihat pada gambar 2.3.



Gambar 2.3.
Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah ^[2]

2.2.1.3. Sistem Radial dengan Pembagian *Phasa Area*

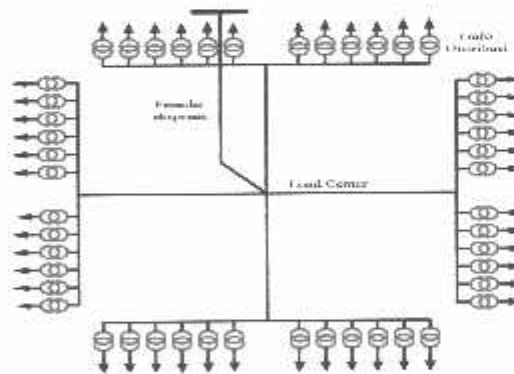
Pada bentuk ini masing-masing fasa dari jaringan bertugas untuk melayani daerah beban yang berlainan. Bentuk ini akan dapat menimbulkan kondisi sistem tiga fasa yang tidak seimbang (simetris), bila digunakan pada daerah beban yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Contoh dari sistem jaringan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



Gambar 2.4.
Jaringan Distribusi Radial Dengan Fasa Area^[2]

2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat

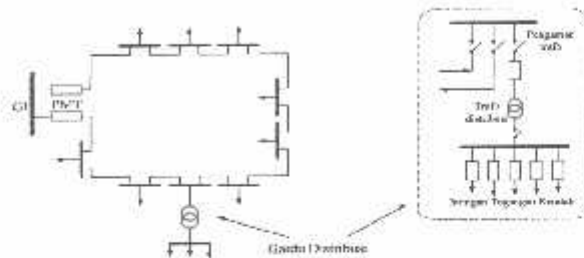
Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban, dan dari titik pusat beban ini dikirim ke beban menggunakan *back feeder* secara radial seperti terlihat pada gambar 2.5.



Gambar 2.5.
Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat^[2]

2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (*Loop*)

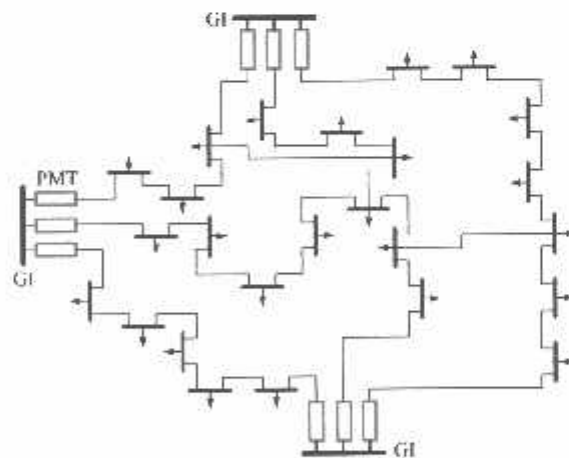
Sistem ini disebut jaringan distribusi *loop* karena saluran primer yang menyalurkan daya sepanjang daerah beban yang dilayani membentuk suatu rangkaian *loop*, seperti terlihat pada gambar 2.6.



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]

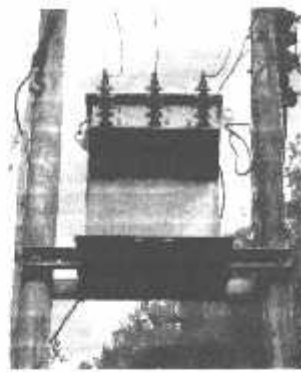
2.3. Transformator ^[8]

Transformator adalah alat listrik yang dapat memindahkan, mengubah dan menyalurkan daya listrik dari satu atau lebih rangkaian listrik ke rangkaian listrik yang lain tanpa mengubah frekuensi melalui suatu gangguan magnetik dan berdasarkan prinsip induksi elektromagnetik. Penggunaan transformator dalam sistem tenaga listrik memungkinkan terpilihnya tegangan yang sesuai untuk tiap-tiap kegunaan. Misalnya kebutuhan akan tegangan tinggi dalam pengiriman daya listrik jarak jauh. Dalam bidang tenaga listrik pemakaian Transformator dikelompokkan menjadi ^[8]

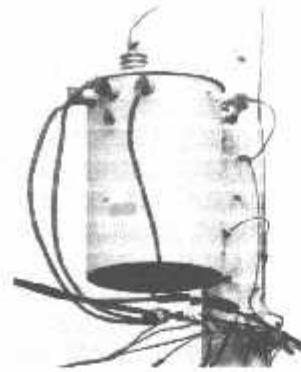
1. Transformator daya
2. Transformator distribusi
3. Transformator pengukuran yang terdiri atas transformator arus dan transformator tegangan

Transformator dapat dikategorikan dalam peralatan listrik statis yang merupakan media peralatan penyaluran energi listrik. Dalam penyaluran energi listrik yang cukup besar memerlukan suatu transformator yang mempunyai kapasitas penyaluran yang cukup besar dan mempunyai bentuk dan penggunaan yang sederhana, andal dan efisien. Transformator tersebut biasanya disebut Transformator Daya. Penggunaan transformator daya jika ditinjau dari penggunaan yang dimiliki dapat dibagi menjadi dua yaitu :

- a. Transformator satu phasa
- b. Transformator tiga phasa



Gambar 2.8 ^[9]
Transformator Tiga Fasa



Gambar 2.9 ^[9]
Transformator Satu Fasa

2.3.1. Macam-Macam Transformator ^[8]

2.3.1.1. Transformator Daya

Transformator Daya adalah peralatan tenaga listrik yang berfungsi untuk mentransformasikan tenaga listrik atau daya dari tegangan tinggi ke tegangan rendah melalui gandingan magnet yang berupa inti besi berdasarkan prinsip induksi elektromagnetik. Pada sistem jaringan distribusi trafo daya ini terdapat pada gardu distribusi sehingga juga dinamakan trafo distribusi dimana menurunkan tegangan menengah 20 kV tegangan rendah 220V /380V dan sebagian besar mempunyai kapasitas 50 sampai 200 kVA.

2.3.1.2. Transformator Pengukuran ^[8]

Dalam penggunaannya pada jaringan sistem distribusi tenaga listrik transformator pengukuran dapat dikelompokkan menjadi dua yaitu :

1. Transformator arus

Transformator arus mempunyai bentuk belitan dengan inti magnet yang mempunyai bentuk rangkaiannya sama dengan transformator daya. Perbedaan yang penting dari keduanya adalah jumlah belitan, baik sisi primer maupun sisi sekunder.

2. Transformator Tegangan

Transformator tegangan juga disebut sebagai *voltage* transformator yang merupakan transformator kecil dengan struktur dan pemasangan seperti Transformator daya. Transformator tegangan terisolasi dengan baik untuk dapat tegangan lebih karena tegangan impulse dengan level yang sama dengan harga isolasi yang dipakai peralatan penghubung dan pembagi pada gardu induk.

2.3.2. prinsip Kerja Transformator ^[8]

Kerja transformator yang bekerja berdasarkan induksi elektromagnetik, menghendaki adanya gandengan antara rangkaian-rangkaian primer dan sekunder. Gandengan magnet ini berupa inti besi tempat melakukan fluks bersama.

Hubungan antara arus listrik dengan medan magnet dinyatakan oleh hukum Ampere. Hukum Ampere bersama dengan persamaan lain membentuk persamaan Maxwell, yang menyatakan bahwa integral keliling kuat medan magnet berbanding lurus dengan besar arus listrik yang terkurung oleh integral keliling itu. Dalam bentuk persamaan, hukum ampere yaitu ^[8]

$$\oint_S IdA = \oint Hdl \dots\dots\dots(2.1)$$

Dimana : I = Kerapatan arus (ampere/ m^2)

H = Kuat medan (ampere turn/m)

dA = Unsur luas

dl = Unsur panjang

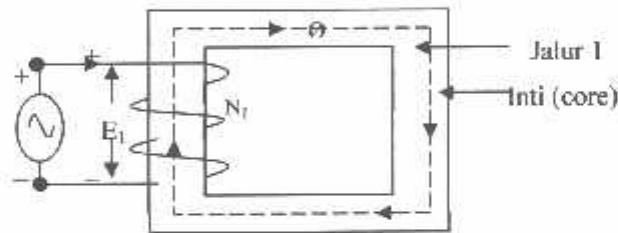
Untuk rangkaian sederhana pada gambar 2-3, persamaan Hukum Ampere diatas menjadi ^[8]

$$NI = \oint H \dots\dots\dots(2.2)$$

Dimana : N = Jumlah Lilitan

I = Arus Listrik (ampere)

l = Panjang Jalur



Gambar 2-10

Rangkaian persamaan Hukum Ampere Dan Hukum Faraday ^[8]

Amper – Turn dikenal sebagai gaya gerak listrik dan dinyatakan dengan F .
kuat medan H menghasilkan garis fluks yang kerapatannya adalah ^[8]:

$$B = \mu.H \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana :

B = kerapatan fluks (weber / m^2)

μ = permabilitas bahan

Sedangkan besar fluks dalam weber dinyatakan dengan ^[8] :

$$\Phi = \int B dA(2.4)$$

Dimana :

Φ = fluks (weber)

dA = unsure luas

apabila medan magnet berubah-ubah terhadap waktu, maka akan dibangkitkan medan listrik yang hubungannya dinyatakan oleh Hukum Faraday. Hukum Faraday ini menyatakan bahwa suatu tegangan dapat diimbaskan ke suatu tempat kumparan yang mengandung fluks magnet yang berubah menurut waktu, tanpa memandang sumber fluksnya. Dalam bentuk persamaan yaitu ^[8] :

$$E dl = \frac{d}{dt} \int B dA(2.5)$$

Dimana :

E = kuat medan listrik (Volt/m)

Pada gambar 2 – 3, medan yang berubah-ubah pada inti menghasilkan gaya gerak listrik pada ujung kumpatan ^[8] :

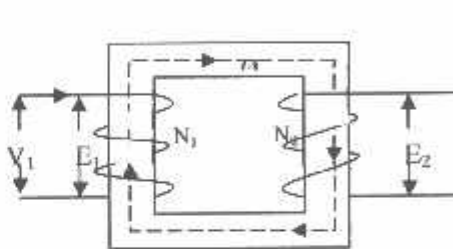
$$e = - N . \frac{d\phi}{dt} = \frac{d\lambda}{dt}(2.6)$$

$e = N . \phi$ merupakan “ flukslinkkage “ , dan ϕ menyatakan harga fluks yang berubah-ubah terhadap waktu.

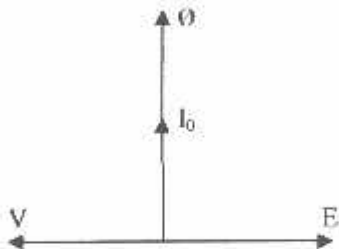
2.3.3. Transformator Tanpa Beban ^[8] :

Bila kumparan primer suatu transformator dihubungkan dengan sumber tegangan V_1 yang sinusoidal, maka akan mengalir arus primer I_0 yang sinusodal dan dengan menganggap belitan N_1 reaktif murni, I_0 akan tertinggal 90^0 dari V_1 . Arus primer I_0 menimbulkan fluks (ϕ) yang sefasa juga berbentuk sinusoida.

$$\phi = \phi_{maks} \sin_{\omega t} \dots\dots\dots(2.7)$$



Gambar 2-11.
Transformator Tanpa Beban



Gambar 2-12.
Transformator Tanpa Beban

Flukd yang sinusoida ini akan menghasilkan tegangan induksi e_1 (Hukum Faraday)

$$e_1 = - N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt} \dots\dots\dots(2.8)$$

$$e_1 = - N_1 \cdot \frac{d_{maks} \sin \omega t}{dt}$$

$$= - N_1 \cdot \omega \cdot \phi_{maks} \cos \omega t \text{ (tertinggal } 90^0 \text{ dari } \phi \text{) } \dots\dots\dots(2.9)$$

Harga efektifnya

$$E_1 = \frac{N_1 2\pi \cdot f \cdot \phi_{maks}}{\sqrt{2}} = 4,4 \cdot N_1 \cdot f \cdot \phi_{maks} \dots\dots\dots(2.10)$$

Pada rangkaian sekunder, fluks (ϕ) bersama tadi menimbulkan

$$e_2 = -N_2 \cdot \frac{d\phi}{dt}$$

$$e_2 = -N_2 \cdot \omega \cdot \phi_{maks} \cos \omega t \dots\dots\dots(2.11)$$

$$E_2 = 4,44 \cdot N_2 \cdot f \cdot \phi_{maks} \dots\dots\dots(2.12)$$

Sehingga :

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Dengan mengabaikan rugi tahanan dan adanya fluks bocor ,

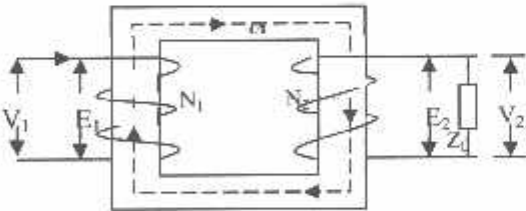
$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \dots\dots\dots(2.13)$$

a = perbandingan transformasi

Dalam hal ini tegangan induksi E₁ mempunyai kebesaran yang sama tetapi berlawanan arah dengan tegangan sumber V₁.

2.3.4. Transformator Berbeban ^[8]

Apabila kumparan sekunder dihubungi dengan beban Z_L, I₂ mengalir pada kumparan sekunder, dimana $I_2 = \frac{V_2}{V_L}$ dengan θ faktor beban kerja.



Gambar 2-13. Transformator Berbeban ^[8]

Arus I_2 ini akan menimbulkan gaya gerak magnet (*ggm*) $N_2 I_2$ yang cenderung menentang fluks (ϕ) bersama yang telah ada akibat arus pemagnetan I_M . Agar fluks bersama itu tidak berubah nilainya pada kumparan primer harus mengalir arus I_2 , sehingga keseluruhan arus menjadi ^[8] :

$$I_1 = I_0 + I_2 \dots\dots\dots(2.14)$$

Bila rugi besi diabaikan (*lc* diabaikan) maka $I_0 = I_M$

$$I_1 = I_M + I_2 \dots\dots\dots(2.15)$$

Untuk menjaga agar fluks tetap tidak berubah sebesar *ggm* yang dihasilkan oleh pemagnetan I_M saja, berlaku hubungan ^[8] :

$$\begin{aligned} N_1 I_M &= N_1 I_1 + N_2 I_2 \\ N_1 I_M &= N_1 (I_M + I_2) - N_2 I_2 \dots\dots\dots(2.16) \end{aligned}$$

Sehingga

$$N_1 I_2 = N_2 I_2 \dots\dots\dots(2.17)$$

Karena nilai I_M dianggap kecil maka $I_2 = I_2$

Jadi :

$$N_1 I_2 = N_2 I_2$$

Atau :

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \dots\dots\dots(2.18)$$

2.3.5. Rangkaian Ekvivalen Transformator^[8]

Dalam model rangkaian (rangkaian ekivalen) yang dipakai untuk menganalisis kerja suatu transformator, adanya fluks bocor ϕ_1 dan ϕ_2 ditunjukkan juga sebagai X_1 dan X_2 . sedangkan rugi tahanan yang ditunjukkan dengan R_1 dan R_2 . dengan demikian model rangkaian dapat dituliskan seperti pada gambar 2-14. dari model rangkaian pada gambar 2-14a diperoleh persamaan sebagai berikut^[8] :

$$V_1 = E_1 + I_1 R_1 + I_1 X_1 \dots\dots\dots(2.19)$$

$$E_2 = V_2 + I_2 R_2 + I_2 X_2 \dots\dots\dots(2.20)$$

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = a. / E_1 = aE_2 \dots\dots\dots(2.21)$$

Sehingga :

$$E_1 = a(I_1 Z_L) + I_2 R_2 + I_2 X_2 \dots\dots\dots(2.22)$$

Karena :

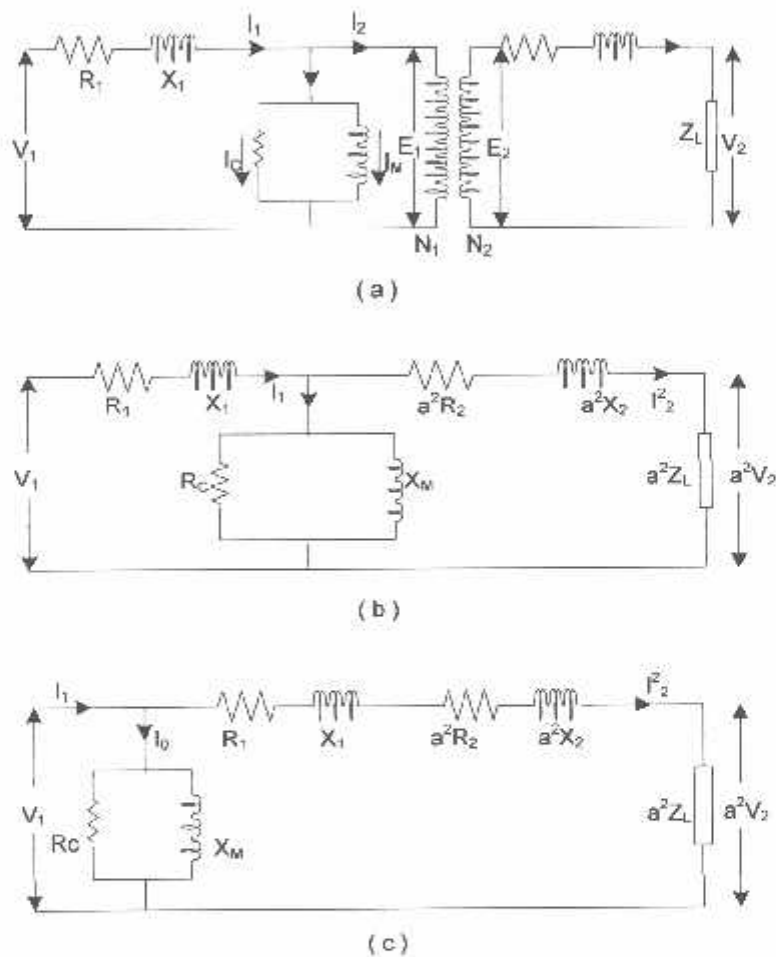
$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{1}{a} \text{ atau } I_2 = aI_1$$

Maka:

$$E_1 = a^2 I_2 Z_L + a^2 I_2 R_2 + a^2 I_2 X_2 \dots\dots\dots(2.23)$$

$$\text{Dan } V_1 = a^2 I_2 Z_L + a^2 I_2 R_2 + a^2 I_2 X_2 + I_1 R_1 + I_1 X_1 \dots\dots\dots(2.24)$$

Persamaan terakhir mengandung pengertian, apabila parameter rangkaian sekunder dinyatakan dalam harga rangkaian primer harganya perlu dikalikan dengan rangkaian sekunder maka harganya dibagi dengan factor a^2 , sekarang model rangkaian seperti pada gambar 2-14.b. untuk memudahkan analisis (perhitungan), model rangkaian tersebut diubah menjadi rangkaian seperti pada gambar 2-14.c. berikut :



Gambar 2 – 14.
Rangkaian Ekuivalen Transformator

2.3.6. Menentukan Parameter Transformator^[8]

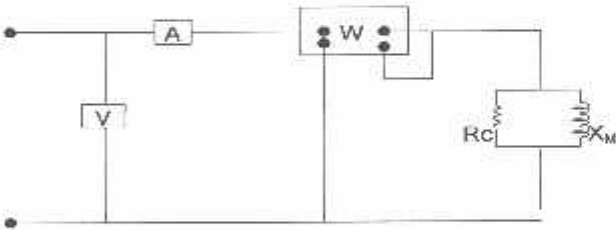
Parameter transformator yang terdapat pada model rangkaian (Rangkaian Ekvivalen) R_C , X_M , R_{ek} , X_{ek} , dapat ditentukan besarnya dengan dua macam pengukuran (*test*) berikut :

2.3.6.1. Pengukuran Beban Nol

Dalam keadaan tanpa beban bila kumparan primer dihubungkan dengan sumber tegangan V_1 , seperti telah diterangkan terlebih dahulu maka hanya I_0 yang mengalir. Dari pengukuran daya yang masuk (P_1), Arus I_0 dan tegangan V_1 akan diperoleh harga :

$$R_C = \frac{V_1^2}{P_1} \dots\dots\dots(2.25)$$

$$Z_0 = \frac{V_1}{I_0} = \frac{RX_M X_M}{R_C + jX_M} \dots\dots\dots(2.26)$$



Gambar 2-15. Rangkaian Pengukuran Beban Nol^[8]

2.3.6.2. Pengukuran Hubungan Singkat

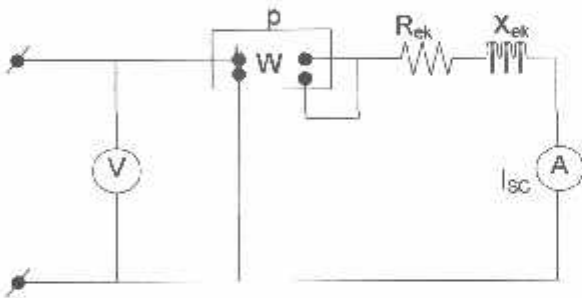
Hubungan singkat berarti impedansi Z_L diperkecil menjadi nol, sehingga hanya impedansi $Z_{ek} = R_{ek} + jX_{ek}$ yang membatasi arus. Karena harga R_{ek} dan X_{ek} ini relatife kecil, harus dijaga agar tegangan yang masuk (V_{ts}) cukup kecil

sehingga arus yang dihasilkan tidak melebihi arus nominal. Harga I_0 akan relatif kecil dibandingkan dengan arus nominal, sehingga pada pengukuran ini dapat diabaikan. Dengan mengukur tegangan V_{hs} , arus I_{hs} , dan daya P_{hs} , akan dapat dihitung parameter ^[8] :

$$R_{ek} = \frac{P_{hs}}{(I_{hs})^2} \dots\dots\dots(2.27)$$

$$Z_{ek} = \frac{V_{hs}}{I_{hs}} = R_{ek} + jX_{ek} \dots\dots\dots(2.28)$$

$$X = \sqrt{Z_{ek}^2 - R_{ek}^2} \dots\dots\dots(2.29)$$



Gambar 2 - 16 Rangkaian Pengukuran Hubung Singkat ^[8]

2.3.7. Sistem Per Unit ^[8]

Menyatakan besar rugi reaktansi suatu mesin listrik dengan besaran tertentu, misalnya volt, tidak dapat memberikan gambaran jelas tentang besarnya rugi reaktansi tersebut.tetapi dengan menyatakan rugi rcaktansi mesin tersebut misalnya 0,08 sistem per unit, berarti rugi reaktansi adalah 8 % harga tegangan nominal mesin, dan dengan demikian diperoleh gambaran yang lebih jelas.

Disamping itu pada persoalan sistem kerja yang kompleks, dimana banyak digunakan trafo dengan tingkat harga tegangan berbeda-beda, sistem per unit dirasakan sekali manfaatnya. Adapun besarnya harga per unit adalah ^[8]:

$$\text{Harga perunit (Pu)} = \frac{\text{Harga asli}}{\text{Harga dasar (base)}} \dots\dots\dots(2.30)$$

Biasanya megavoltamper dasar (MVAbase) dan tegangan dasar (Vbase) adalah kuantitas yang dipilih untuk menentukan dasar atau referensi. Dengan kedua harga tersebut, harga dasar yang lainnya dapat ditentukan sebagai berikut ^[8]:

$$\text{Arus dasar (amper)} = \frac{\text{Daya dasar (kVA)}}{\text{Tegangan dasar (kV)}} \dots\dots\dots(2.31)$$

$$\text{Im pedansi dasar (ohm)} = \frac{(\text{Tegangan dasar kV})^2}{\text{Daya dasar x MVA dasar}} \dots\dots\dots(2.32)$$

Sedangkan harga per unit dari masing-masing besaran adalah ^[8]:

$$\text{Arus perunit} = \frac{\text{Arus asli (ampere)}}{\text{Arus dasar (ampere)}} \dots\dots\dots(2.33)$$

$$\text{Im pedansi perunit} = \frac{\text{Impedansi asli (ampere)}}{\text{Impedansi dasar (ampere)}} \dots\dots\dots(2.34)$$

2.3.8. Rugi dan Effisiensi Transformator ^[8]

2.3.8.1. Rugi Pada Transformator

Rugi pada transformator meliputi :

1. Rugi tembaga (Pcu)

Rugi yang disebabkan arus beban mengalir pada kawat tembaga , dapat ditulis: $P_{cu} = I^2 \cdot R$ watt.....(2.24)

Karena arus beban berubah-ubah, rugi tembaga juga tidak tetap tergantung pada beban.

2. Rugi inti besi (P_i)

Rugi inti besi terdiri atas :

1) Rugi histeresis (P_h), yaitu rugi yang disebabkan fluks bolak-balik

Pada inti besi, dapat ditulis :

$$P_h = K_h \cdot f \cdot B_{maks}^{1.6} \text{ watt} \dots\dots\dots(2.25)$$

K_h = Konstanta histeresis

B_{maks} = fluks maksimum (weber)

2) Rugi arus eddy yaitu rugi yang disebabkan arus pusar pada inti besi

$$P_{EC} = K_{EC}^2 \cdot f^2 \cdot B_{maks} \dots\dots\dots(2.26)$$

K_{EC} = Konstanta

Jadi, rugi inti besi (P_i) adalah :

$$P_i = P_h + P_{EC} \dots\dots\dots(2.27)$$

2.3.8.2. Effisiensi Transformator

Effisiensi transformator adalah adalah perbandingan antara daya keluaran dan daya masukan. Effisiensi dinyatakan sebagai :

$$\eta = \frac{\text{daya keluar}}{\text{daya masuk}} = \frac{\text{daya keluar}}{\text{daya keluar} + \sum \text{rugi}} = 1 - \frac{\sum \text{rugi}}{\text{daya masuk}} \dots\dots\dots(2.28)$$

2.3.9. Hubungan Lilitan Transformator Tiga Fasa ^[8]

Transformator tiga fasa banyak digunakan karena pertimbangan ekonomi, ini disebabkan pemakaian inti besi pada tranformator tiga fasa jauh lebih sedikit dibandingkan pemakaian tiga buah transformator fasa tunggal.

Setiap sisi primer atau sisi sekunder transformator tiga fasa dapat dihubungkan menurut tiga cara yaitu ^[8] :

1. Hubungan delta
2. Hubungan bintang
3. Hubungan zig-zag

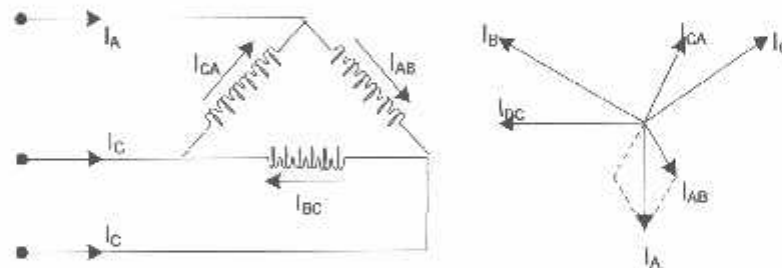
2.3.9.1. Hubungan Delta

Tegangan transformator tiga fasa dengan kumparan yang dihubungkan secara delta, yaitu :

$$I_A = I_{AB} - I_{CA} \dots\dots\dots(2.29)$$

$$I_B = I_{BC} - I_{AB} \dots\dots\dots(2.30)$$

$$I_C = I_{CA} - I_{BC} \dots\dots\dots(2.31)$$



Gambar 2-17. Hubungan Delta Transformator Tiga Fasa ^[8]

Dari gambar 2-17. I_A (arus jala-jala) adalah $\sqrt{3} \cdot I_{AB}$ (arus fasa) dan tegangan jala-jala dalam hubungan delta sama dengan tegangan fasanya. Dalam hubungan delta berlaku rumus ^[8] :

$$V_{\Delta} = V_P \cdot I_P = 3 \cdot V_L \left(\frac{I_L}{\sqrt{3}} \right) I_L = \sqrt{3} V_L \cdot I_L \dots\dots\dots(2.32)$$

2.3.9.2. Hubungan Bintang

Arus transformator tiga fasa dengan kumparan yang dihubungkan secara bintang, yaitu : I_A, I_B, I_C , masing-masing berbeda fasa 120^0

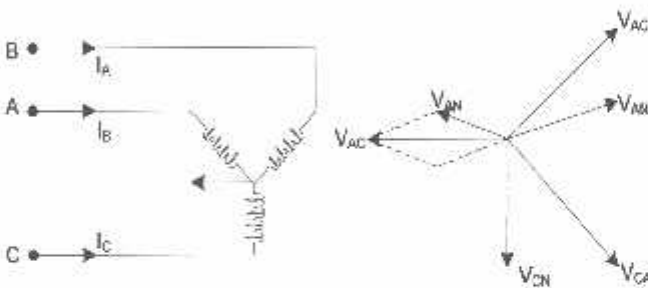
Ukuran beban yang simbang^[8] :

$$I_N = I_A + I_B + I_C = 0 \dots\dots\dots(2.33)$$

$$V_{AB} = V_{AN} + V_{BN} = V_{AN} - V_{BN} \dots\dots\dots(2.34)$$

$$V_{AB} = V_{BN} - V_{CN} \dots\dots\dots(2.35)$$

$$V_{AB} = V_{CN} - V_{AN} \dots\dots\dots(2.36)$$



Gambar 2-17. Hubungan Bintang Transformator Tiga Fasa^[8]

Dari gambar 2-17. Diketahui bahwa untuk hubungan bintang berlaku hubungan^[8] :

$$V_{AB} = \sqrt{3} V_{AN}, \text{ atau } V_L = \sqrt{3} V_p \dots\dots\dots(2.37)$$

$$I_p = I_L$$

Jadi V.A. hubung Bintang = $3 V_p I_p = 3 \left(\frac{V_L}{\sqrt{3}} \right) I_L = \sqrt{3} V_L I_L$

2.4. 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 :

2.4.1. Daya Nyata (*Real Power*)

Daya nyata dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya nyata untuk beban 3 fasa seimbang

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

2.4.2. Daya Reaktif (*Reactive Power*)

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

Daya reaktif dinyatakan dalam persamaan :

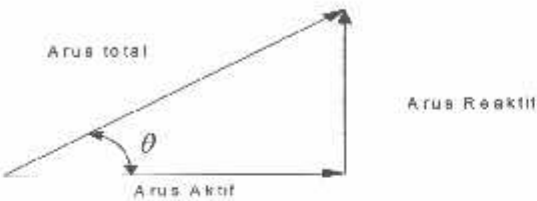
$Q = |V| |I| \sin \theta$ (2.3)

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

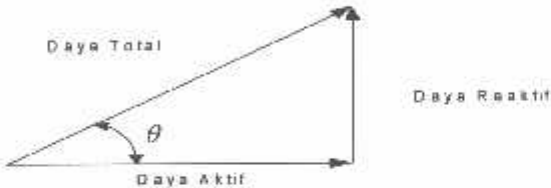
$Q = \sqrt{3} \left| V_{\text{jala-jala}} \right| \left| I_{\text{jala-jala}} \right| \sin \theta$ (2.4)

Pada suatu tegangan V, daya aktif, daya reaktif dan daya total adalah sebanding dengan arus dan dinyatakan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Daya Total}(VA) &= \sqrt{(\text{daya aktif})^2 + (\text{daya reaktif})^2} \\
 VI &= \sqrt{(VI \cos \theta)^2 + (VI \sin \theta)^2} \dots\dots\dots(2.8)
 \end{aligned}$$



Gambar 2.18. Fasor arus pada rangkaian ac ^[6]



Gambar 2.19. Fasor daya pada rangkaian ac ^[6]

Dalam penghitungan daya, faktor daya memegang peranan yang sangat penting. Faktor daya merupakan ukuran kualitas daya yang dikirim dari sumber menuju beban. Faktor daya bervariasi antara 0 sampai dengan 1. Faktor daya yang baik adalah yang nilainya mendekati satu.

Secara umum faktor daya dirumuskan sebagai berikut

$$\text{Faktor daya} = \frac{\text{Daya rata - rata}}{(\text{Tegangan rms})(\text{arus rms})} \dots\dots\dots (2.9)$$

atau bisa dirumuskan sebagaimana perumusan berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Faktor daya (PF)} &= (\cos \theta) \text{ cosinus sudut antara daya aktif dan daya total} \\
 \text{Faktor daya} &= (\text{daya aktif/daya total}) = \text{kW/kV} \dots\dots\dots(210)
 \end{aligned}$$

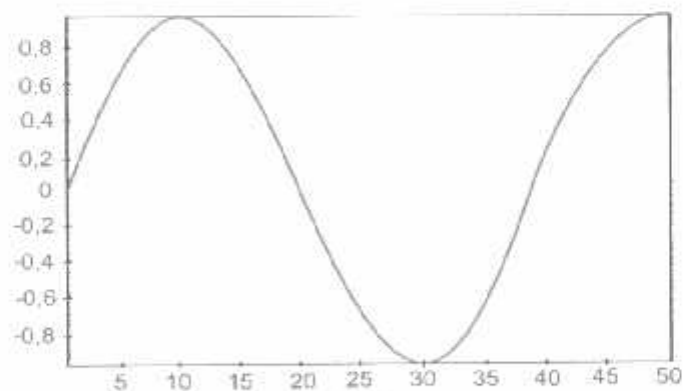
BAB III

TEORI DASAR HARMONISA

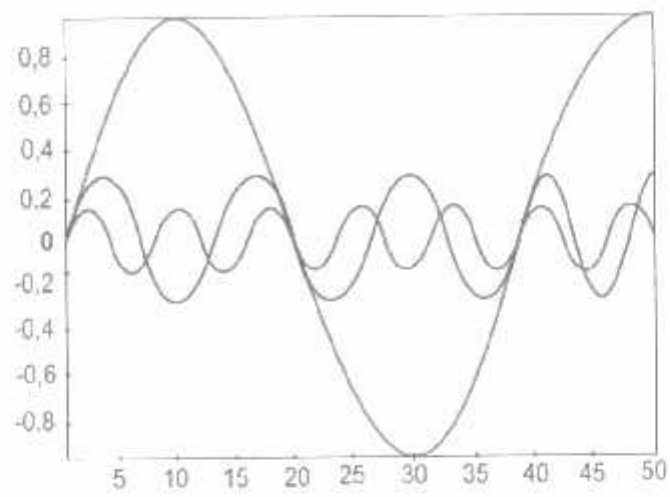
3.1. Pengertian Harmonisa ^[4]

Harmonisa adalah gangguan yang terjadi pada sistem distribusi tenaga listrik akibat terjadinya distorsi gelombang arus dan tegangan. Pada dasarnya, harmonisa adalah gejala pembentukan gelombang-gelombang dengan frekuensi berbeda yang merupakan perkalian bilangan bulat dengan frekuensi dasarnya.

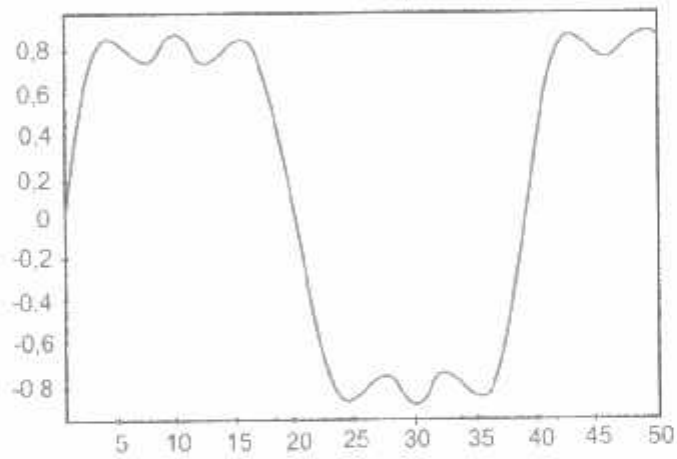
Hal ini disebut frekuensi harmonik yang timbul pada bentuk gelombang aslinya seperti pada gambar 3.1a sedangkan bilangan bulat pengali frekuensi dasar disebut angka urutan harmonik. Misalnya, frekuensi dasar suatu sistem tenaga listrik adalah 50 Hz, maka harmonik keduanya adalah gelombang dengan frekuensi sebesar 100 Hz, harmonik ketiga adalah gelombang dengan frekuensi sebesar 150 Hz dan seterusnya. Gelombang-gelombang ini kemudian menumpang pada gelombang aslinya seperti pada gambar 3.1b sehingga terbentuk gelombang cacat yang merupakan jumlah resultan antara gelombang murni sesaat dengan gelombang harmonisa seperti tampak pada gambar 3.1c.



Gambar 3.1a.
Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar ^[4]



Gambar 3.1b.
Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar
Dan Frekuensi Harmonisa ^[4]



Gambar 3.1c.
Bentuk Gelombang Resultan
dari Frekuensi Dasar dan Harmonisanya ^[4]

3.2. Sumber Harmonisa ^[4]

3.2.1. Konverter

Kebanyakan beban yang menimbulkan cacat gelombang (*deforming loads*) adalah beban-beban yang mengandung konverter (*static converter*). Beberapa contoh yang umum antara lain :

- a. Lampu *flourescent*, dimmer.
- b. Komputer.
- c. Perangkat elektronik untuk rumah tangga (TV, *microwave*, pemanas).
- d. *Variable speed drive* (VSD).
- e. *Charger* baterai.
- f. *Uninterruptible Power Supply* (UPS).

3.2.2. Tanur Busur Listrik (*Electric Arc Furnace*) ^[4]

Tanur busur listrik berfungsi untuk melebur biji besi dalam industri logam. Tanur busur listrik adalah elemen beban yang tidak linier dan inilah yang menyebabkan timbulnya arus harmonisa yang cukup besar pada jaringan yang terhubung dengan tanur busur listrik.

Penggunaan tanur busur listrik sering kali menimbulkan gangguan terhadap jaringan. Gangguan tersebut antara lain :

- a. Distorsi harmonisa.
- b. Kedip tegangan (*flicker*).
- c. Guncangan frekuensi.
- d. Ketidakseimbangan tegangan.

Busur listrik yang terjadi selama tanur busur listrik beroperasi hampir selalu tidak dalam keadaan stabil. Hal ini disebabkan oleh pengaruh perubahan elektroda, interaksi gaya elektromagnetik busur dan pengaruh riak permukaan biji yang telah melebur.

3.2.3. Transformator

Saturable devices, seperti transformator dan peralatan elektromagnetik lainnya dengan inti besi (*steel*), termasuk juga motor-motor (mesin-mesin berputar) juga termasuk sumber harmonisa. Harmonisa dibangkitkan oleh karakteristik magnetisasi besi yang non-linier.

Distorsi bentuk gelombang terutama disebabkan oleh harmonisa ketiga. Untuk menjaga tegangan suplai agar berbentuk sinusoidal diperlukan jalur khusus untuk arus harmonisa ketiga dan biasanya didapat dengan menggunakan belitan hubungan delta. Untuk alasan ekonomis, transformator biasanya dirancang dengan memakai bahan inti yang memiliki sifat-sifat magnetis yang baik.

3.2.4. Mesin-Mesin Berputar

Generator sinkron dan motor induksi secara umum menghasilkan sejumlah harmonisa. Pada generator sinkron, harmonisa disebabkan oleh kejenuhan dan distribusi fluks yang tidak sinusoidal. Sehingga terbangkit emf yang tidak sinusoidal yang akan menghasilkan arus harmonisa bila dibebani.

3.3. Pengaruh Harmonisa Pada Komponen Peralatan Listrik

Harmonisa yang lebih banyak disebabkan karena adanya beban yang non linier ini membuat gangguan yang cukup besar kepada peralatan distribusi listrik. Beberapa komponen yang terpengaruhi oleh harmonisa, antara lain:

3.3.1. Transformator

Pada transformator, yang mengalami kerugian daya adalah pada kumparan primer, kumparan sekundernya dan inti besi (*ferromagnetic losses*). Telah diketahui bahwa arus harmonisa menambah kerugian daya pada penghantar yang berhentuk panas. Dan pada transformator berlaku sistem penginduksian, dimana bila arus berharmonisa mengalir, maka fluks magnetik pada kumparan transformator akan menghasilkan rugi-rugi histerisis dan *Eddy Current*. Rugi histerisis besarnya proporsional dengan harga frekuensinya dan rugi *Eddy Current*-nya proporsional dengan kuadrat frekuensinya. Gabungan dari rugi-rugi tembaga dan inti besi akan menyebabkan transformator menjadi *overheating*. Dan pada akhirnya panas tersebut akan menurunkan kekuatan isolasi.

3.3.2. Konduktor

Konduktor merupakan media yang dipakai untuk mentransferkan energi listrik. Arus harmonisa dapat menyebabkan rugi-rugi pada kawat penghantar bertambah. Hal ini dikarenakan pada konduktor terdapat impedansi hambatan, yang meningkatkan arus. Arus harmonisa yang mengalir tersebutlah yang menyebabkan panas. Panas tersebut semakin lama akan mengurangi daya

hantarnya. Sehingga pada akhirnya dapat meningkatkan rugi-rugi daya dan menurunkan efisiensi.

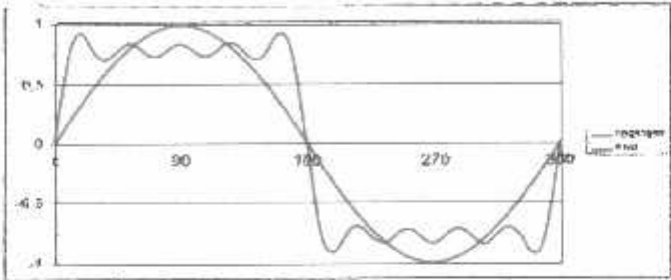
3.3.3. Circuit breaker

Pada *circuit breaker* konvensional menggunakan panas untuk membuat kawat didalam *circuit breaker* tersebut menjadi panas dan pada akhirnya akan putus. Arus harmonisa yang melewati *circuit breaker* tersebut masih dapat diamankan oleh *circuit breaker* yang konvensional ini. Hal ini dikarenakan panas yang terjadi karena arus harmonisa tersebut sama dengan panas yang timbul pada peralatan yang diproteksi tersebut. Namun sebagai sarana penyediaan koordinasi pengamanan yang lebih baik, telah dikembangkan peralatan *circuit breaker* yang lebih baik. Dimana *circuit breaker* tersebut dioperasikan secara elektronik sehingga mampu mendeteksi level arus yang secara otomatis akan memutus arus apabila arus *rms* terlalu tinggi.

3.4. Pengaruh Harmonisa Pada Faktor Daya^[4]

Arus harmonisa membuat peningkatan total arus *rmsnya*. Karena mempengaruhi harga arus total *rmsnya*, maka secara otomatis juga akan mempengaruhi faktor dayanya juga. Hal ini dikarenakan daya total dengan daya nyata itu terdapat selisih sudut antara tegangan dan arusnya. Pada daya total tidak terjadi pergeseran sudut antara tegangan dan arusnya. Tetapi untuk daya nyata, terdapat beda sudut yang dibuat oleh tegangan dan arus.

Misalkan ada beban yang menyebabkan bentuk gelombang arusnya tidak sinusoidal yang seperti terlihat pada gambar 3.2, tetapi untuk tegangannya masih berbentuk sinusoidal dan tidak terdapat beda fasa.



Gambar 3.2.
Perbandingan Sinyal Listrik Sinusoidal Terhadap Sinyal Listrik Berharmonisa⁽⁴⁾

Maka bentuk faktor daya tegangan dengan arus dapat dicari dengan rumus :

$$Fp_{total} = \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms}} \dots\dots\dots(3.1)$$

$$= \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms} \sqrt{1 + \left(\frac{THD.f}{100\%}\right)^2}} \dots\dots\dots(3.2)$$

$$= \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms}} \times \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD.f}{100\%}\right)^2}} \dots\dots\dots(3.3)$$

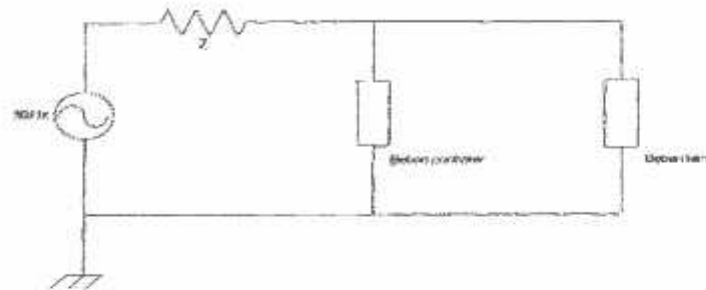
Dari persamaan 3.4, faktor daya total dapat dibedakan menjadi 2 komponen. Komponen pertama yang disebut dengan “Pergeseran Faktor Daya” (disp) dan yang kedua disebut dengan “Distorsi Faktor Daya” (dist).

$$Fp_{disp} = \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms}} \dots\dots\dots(3.4)$$

$$Fp_{dist} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD.f}{100\%}\right)^2}} \dots\dots\dots(3.5)$$

3.5. Pengaruh Harmonisa Pada Sistem Tegangan^[4]

Peralatan yang diterapkan pada sistem tenaga listrik, seperti contoh yang dapat dilihat pada gambar di bawah ini:



Gambar 3.3.

Rangkaian Distribusi yang Sederhana^[2]

Sebuah suplai energi listrik yang disalurkan ke beberapa beban yang terhubung paralel melalui kawat penghantar (*Transmission Lines*) yang mengandung impedansi sebesar Z . Apabila ada arus harmonisa yang melalui impedansi Z dan sumber, akan menimbulkan tegangan harmonisa yang besar, amplitudo tegangannya akan semakin meningkat disertai juga dengan peningkatan frekuensinya. Karena terdapat impedansi hambatan saluran, maka terdapat selisih tegangan yang dapat secara signifikan terdistorsi oleh beban, bisa berasal dari beban nonlinier yang terbagi kecil-kecil. Dimana arus akan timbul pada saat tegangan suplai mencapai titik maksimum saja. Hal ini akan menyebabkan turunnya tegangan yang melewati impedansi Z dan akan menjadi lebih besar pula apabila tegangan pada sumber mencapai titik maksimum. Sehingga tegangan yang dikirimkan pada akhirnya akan menjadi turun.

3.6. Standar Harmonisa ^[12]

Standar harmonisa yang digunakan adalah standar *IEEE 519*. Ada dua kriteria yang digunakan untuk mengevaluasi distorsi harmonisa. Yang pertama adalah batasan harmonisa arus, dan yang kedua adalah batasan harmonisa tegangan. Untuk standard harmonisa arus, ditentukan oleh rasio *ISC/IL*.

VTHD adalah persentase jumlah total tegangan yang terdistorsi oleh harmonisa terhadap frekuensi fundamentalnya, dan % ITHD adalah persentase jumlah total arus yang terdistorsi oleh harmonisa terhadap frekuensi fundamentalnya.

Untuk tegangan, standard harmonisanya ditentukan oleh tegangan sistem yang dipakai seperti pada tabel 3.1.

Tabel 3.1. *Voltage Distortion Limits* ^[12]

Voltage at PCC	Individual voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3,0	5,0
69 kV – 161 kV	1,5	1,5
161 kV	1,0	2,5

Sedangkan untuk arus, standard harmonisanya ditentukan oleh Max short circuit current dan Max load current seperti pada tabel 3.2.

Tabel 3.2. Standar untuk arus harmonisa ^[12]

I_{sc}/I_L	Orde Harmonisa Dalam % terhadap I_L				
	<11	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 \leq h$
<20*	5.0	2.0	1.5	0.6	0.3
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4

I_{sc} adalah arus hubung singkat pada *Point of Common Coupling*, sedangkan I_L adalah arus beban fundamental nominal. Sedangkan untuk tegangan, standard harmonisa ditentukan oleh tegangan sistem yang dipakai seperti pada tabel 2.

Dimana:

I_{sc} = *Max short circuit current at PCC (Point of Common Coupling)*

I_L = *Maxload current (Fundamental Frequency) at FCC*

3.7. Indeks Harmonisa ^[13]

Dalam analisa harmonisa terdapat beberapa indeks yang penting untuk menggambarkan efek dan harmonisa pada komponen sistem tenaga.

3.7.1. *Individual Harmonic Distirsion (IHD)* ^[13]

Individual harmonic distorsion (IHD) adalah rasio antara nilai *rms* dari harmonisa indifidual dan nilai *rms* dari *fundamental*.

3.7.2 *Total Harmonic Distortion (THD)* ^[13]

Total Harmonic Distortion adalah rasio antara nilai *rms* dari komponen harmonisa dan nilai *rms* fundamental, biasanya dinyatakan dalam bentuk persen. Indeks ini digunakan untuk mengukur deviasi bentuk gelombang periodik yang mengandung harmonisa dari gelombang sinus sempurna. Pada saat terjadi gelombang sinus sempurna, nilai THD adalah nol. Hubungan antara THD dengan IHD dapat dilihat dari persamaan berikut :

Indeks yang umum digunakan adalah:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^h V_n^2}}{V_1} \dots\dots\dots(3.6)$$

dimana:

V_n = komponen harmonisa

V_1 = komponen fundamental

h = komponen harmonisa maksimum yang diamati

3.8. Faktor Distorsi Harmonik (*Distortion Harmonic Faktor*)^[5]

Faktor distorsi harmonik atau total harmonic distortion (THD) didefinisikan sebagai perbandingan dari akar kuadrat rata-rata komponen harmonik terhadap nilai harmonik dasarnya. Dalam bentuk persamaannya dapat ditulis sebagai berikut.^[8]

$$DF = THD = \frac{\sqrt{\text{Jumlah kuadrat amplitudo semua harmonik}}}{\text{amplitudo harmonik dasar}} \dots\dots\dots(3.7)$$

Faktor distorsi dibagi menjadi dua bagian^[5]

1. Faktor distorsi tegangan (*VDF*)

$$VDF = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h=h_{max}} V_h^2}{V_1^2}} \dots\dots\dots(3.8)$$

2. Faktor distorsi arus (*CDF*)

$$CDF = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h=h_{max}} I_h^2}{I_1^2}} \dots\dots\dots(3.9)$$

3.9. Teori Perhitungan *Load Loos* (P_{LL}) dan Analisa Arus Hubung Singkat

3.9.1. Teori Perhitungan *Load Loos* (P_{LL})Trafo

Untuk menghitung *load loss* trafo dalam per unit, dapat dicari dengan rumus sebagai berikut.^[5]

$$P_{LL} = \sum I_h^2 + \left(\sum I_h^2 x h^2 \right) P_{EC-R} \text{ (q.u)} \dots\dots\dots (3.10)$$

Dimana : P_{EC-R} = factor daya *eddy current loss*

h = angka harmonisa

I_h = arus harmonisa

$\sum I_h^2$ = merupakan komponen rugi $I^2 R$ dalam p.u, sedangkan $\left(\sum I_h^2 x h^2 \right) P_{EC-R}$ merupakan *eddy current loss* dalam (P.u)^[5]

Untuk mencari faktor *eddy Current Loss* dapat dilihat pada tabel 3. ^[5]

Type	MVA	Voltage	% P_{EC-R}
Dry	≤ 1		3-8
	≥ 1.5	5 kV HV	12-20
	≤ 1.5	15 kV HV	9-15
Oil-Filled	≤ 2.5	480 VLV	1
	2.5 to 5	480 VLV	1-5
	> 5	480 VLV	9-15

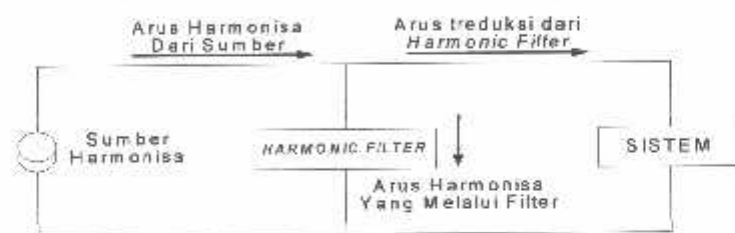
3.9.2. Analisa Perhitungan Arus Hubung Singkat

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3}xV} \dots\dots\dots (3.10.1)$$

$$I_{SC} = \frac{kVAx100}{\%Zx\sqrt{3}xV} \dots\dots\dots (3.10.2)$$

3.10. Filter Harmonisa^[10]

Tujuan dari pemasangan filter harmonisa adalah untuk mereduksi amplitudo frekuensi tertentu dari sebuah tegangan dan arus. Dengan penambahan filter harmonisa pada suatu sistem tenaga listrik yang mengandung sumber-sumber harmonisa maka penyebaran arus harmonisa ke seluruh jaringan dapat ditekan sekecil mungkin. Selain itu filter harmonisa pada frekuensi dasar dapat mengkompensasi daya reaktif dan digunakan untuk memperbaiki faktor daya.



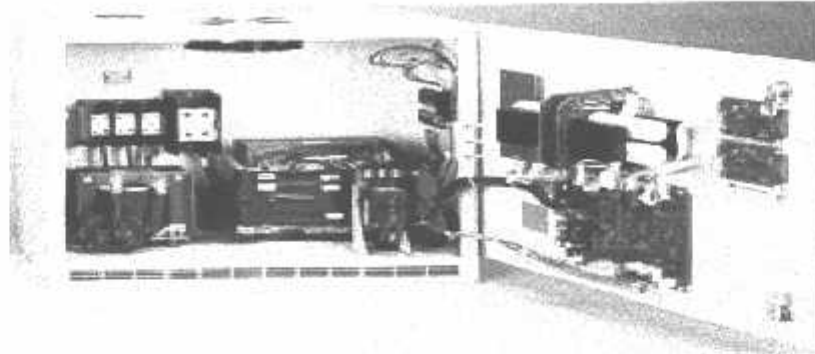
Gambar 3.4. Pemasangan Filter Harmonisa^[4]

Dari gambar 3.4 diketahui bahwa arus harmonisa dari sumber masuk melewati *harmonic filter* dan secara otomatis *harmonic filter* langsung mereduksi sistem yang terdistorsi akibat pengaruh harmonisa. Sehingga arus yang masuk pada sistem merupakan arus yang tereduksi oleh *harmonic filter*.

3.10.1. Tipe Filter^[4]

Ada dua tipe dasar dari filter yaitu aktif dan pasif. Filter aktif ini dapat bekerja untuk mengeliminasi timbulnya harmonisa dalam suatu sistem tenaga listrik 3 fasa, baik dengan kawat netral maupun tidak. Filter aktif ini bekerja dengan cara mengkompensasi arus harmonisa yang timbul pada sistem tenaga yang diakibatkan oleh penggunaan beban-beban non linier. Selain dapat mengeliminasi harmonisa yang timbul, filter aktif ini juga dapat memperbaiki

faktor daya dalam suatu sistem tenaga listrik. Saat ini, filter aktif paralel sudah banyak dikembangkan untuk memperbaiki kualitas sistem tenaga listrik. Berikut ini memperlihatkan bentuk fisik dari *Harmonic Filter Active*.



Gambar 3.5. Bentuk Fisik *Harmonic Filter Active* ^[11]

Filter pasif merupakan metode penyelesaian yang efektif dan ekonomis untuk masalah harmonisa. Filter pasif sebagian besar didisain untuk memberikan bagian khusus untuk mengalihkan arus harmonisa yang tidak diinginkan dalam sistem tenaga. Ada dua macam filter pasif yaitu filter pasif seri dan filter pasif paralel. Filter pasif seri memiliki karakteristik sebagai resonansi paralel dan merupakan tipe filter yang bersifat sebagai penghalang, yang memiliki impedansi tinggi pada frekuensi tertentu. Sebagai contohnya adalah penggunaan komponen penghalus atau perata gelombang pada peralatan elektronik daya. Sedangkan filter pasif paralel memiliki karakteristik sebagai resonansi seri dan merupakan filter yang bertipe *trap* yang memiliki impedansi yang rendah pada frekuensi tertentu.

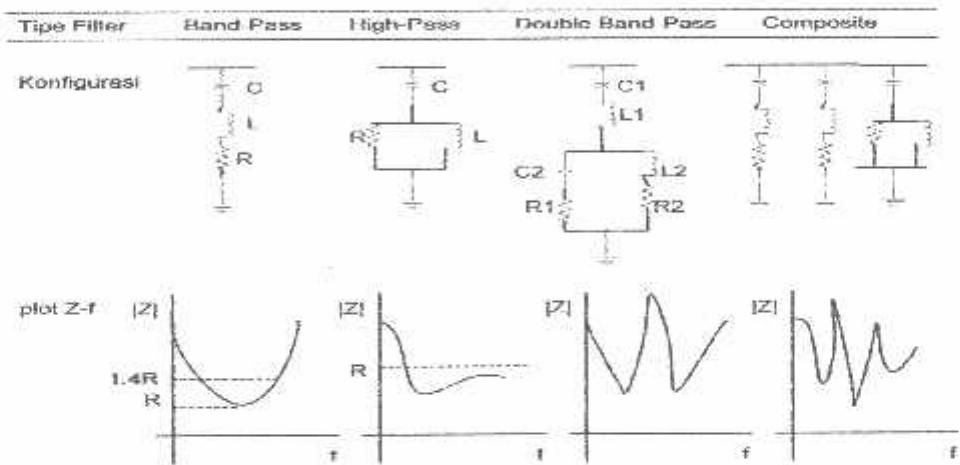


Gambar 3.6. Bentuk Fisik *Harmonic Filter Pasive* ^[11]

3.10.2. Jenis-Jenis Filter Pasif

Gambar 3.7 memperlihatkan beberapa jenis filter pasif yang umum beserta konfigurasi dan plot impedansinya. Secara umum filter pasif dapat dibedakan dalam tiga jenis :

- 1. *Single-Tuned / Band Pass Filter* (filter penalaan tunggal)
- 2. *Double-Tuned / Double Band Pass Filter* (filter penalaan ganda)
- 3. *High Pass Filter Type*



Gambar 3.7. Jenis-Jenis Filter Fasif yang Umum ^[5]

Plot impedansi dari sebuah *high-pass* filter orde dua (orde satu terdiri dari resistor seri dan kapasitor) memperlihatkan bahwa impedansi minimum *passband* filter ini lebih tinggi daripada sebuah *single-tuned* filter. Sebuah *high-pass* filter akan menarik sejumlah komponen harmonisa dengan frekuensi di atas frekuensi *notch*-nya. Hal ini menyebabkan rating yang tinggi pada frekuensi fundamentalnya dan rugi-rugi energi yang besar pada resistornya . Filter jenis ini biasanya digunakan untuk harmonisa orde tinggi .

Composite filter terdiri dari dua *bandpass* filter dan sebuah *high-pass* filter untuk frekuensi tinggi. Konfigurasi ini biasanya digunakan untuk beban tanur busur listrik (*arc-furnace*).

Dengan mengetahui tegangan fundamental dan harmonisa pada busbar, maka rating arus dan tegangan kapasitor, induktor dan resistor dapat ditentukan. Selain itu juga daya reaktif dan aktif serta rugi-ruginya dapat ditentukan pula.

Untuk mencegah kerusakan komponen-komponen ini, rating dari komponen harus didasarkan kepada beberapa kondisi yang ada yaitu tegangan fundamental tertinggi, keberadaan frekuensi tertinggi serta arus harmonisa dari sumber-sumber lain dan dari resonansi yang mungkin terjadi antara filter dan sistem ac.

Kapasitor tersusun dari unit standar yang dihubungkan seri atau paralel untuk memperoleh rating tegangan dan kVA yang diinginkan. Hal-hal pokok dari kapasitor adalah :

- a. Koefisien suhu dari komponen kapasitor.
- b. Daya reaktif per unit volume.
- c. Rugi-rugi daya.
- d. Reliability.
- e. Harga.

Koefisien suhu yang sangat rendah dari kapasitor lebih diharapkan untuk menala filter dalam orde penalaan supaya dapat dihindari penalaan ulang karena perubahan kapasitansi oleh perubahan suhu di sekeliling atau oleh pemanasan sendiri oleh kapasitor tersebut.

Kapasitor mendapatkan daya reaktif yang besar per unit volume dengan cara memiliki losses yang rendah dan dengan dioperasikan pada tegangan tinggi. Untuk alasan ini maka operasi yang lama pada tegangan lebih harus dihindari untuk mencegah terjadinya kerusakan dielektrik akibat panas. Rating daya reaktif kapasitor adalah penjumlahan daya reaktif pada masing-masing frekuensi yang diinginkan.

Induktor yang digunakan dalam rangkaian filter dirancang mampu menahan selubung frekuensi tinggi diantara efek kulit dan rugi-rugi histerisis harus dimasukkan dalam perhitungan rugi-rugi daya. Begitu juga efek dari level fluks dari inti besi, yaitu penalaan ulang yang disebabkan oleh magnetisasi yang tidak linier sehingga harus dipertimbangkan. Komponen induktor pada filter lebih baik dirancang dengan inti non magnetic. Rating induktor terutama tergantung pada arus rms maksimum dan pada level isolasi yang dibutuhkan agar tahan terhadap serja hubung. Umumnya R dan L ditempatkan di bagian bawah dari filter.

3.10.3. Single-Tuned Filter

Filter dengan penalaan tunggal ditala pada salah satu orde harmonisa (biasanya pada orde harmonisa rendah). Filter ini terdiri dari rangkaian seri kapasitor, reaktor dan resistor (RLC). Impedansi dari rangkaian *Single-Tuned Filter* dinyatakan dalam persamaan :

$$Z(\omega) = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right) \dots\dots\dots(3.11)$$

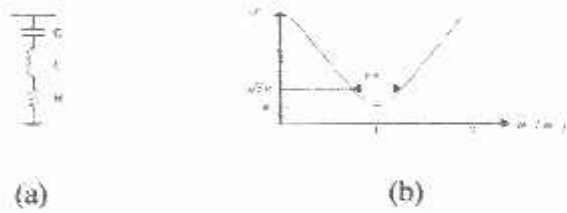
Rangkaian filter ini mempunyai impedansi yang rendah pada frekuensi resonansinya. Sebuah shunt filter dikatakan ditala pada sebuah frekuensi jika pada frekuensi tersebut reaktansi induktif dan kapasitifnya sama dengan nol.

Kualitas sebuah filter (Q) menentukan ketajaman penalaan (*tuning*). Filter dengan Q tinggi ditala secara tajam pada suatu frekuensi harmonisa (contohnya ke-5). Filter dengan Q yang rendah biasanya bernilai 0.5 sampai 5 dan memiliki impedansi yang rendah pada jangkauan frekuensi yang lebar.

Faktor kualitas (Q) didefinisikan sebagai perbandingan antara induktansi (atau kapasitansi) pada saat resonansi dengan resistansi.

$$Q = \frac{X_u}{R} \dots\dots\dots(3.10)$$

dengan $X_0 = nX_L = \frac{X_C}{n}$ pada keadaan resonansi.



Gambar 3.8. (a). Rangkaian Filter Penalaan Tunggal (b).Grafik Impedansi Filter Terhadap Frekuensi [5]

Seperti ditunjukkan pada Gambar 3.8, *passband* (PB) filter didefinisikan sebagai batas frekuensi filter sama dengan resistansinya, yaitu sudut impedansinya sebesar 45° dan impedansi sama dengan √2R. Hubungan Q dan PB dinyatakan sebagai :

$$Q = \frac{\omega_0}{PB} \dots\dots\dots(3.11)$$

dengan ω_0 adalah frekuensi sudut penalaan dalam rad/scc.

3.10.4. Double-Tuned Filter

Sebuah impedansi ekuivalen dari dua buah filter penalaan tunggal ditunjukkan pada Gambar 3.8.a) yang memiliki frekuensi resonansi yang berdekatan dalam prakteknya sama dengan konfigurasi sebuah filter penalaan ganda yang ditunjukkan pada Gambar 3.8. (b). Hubungan antara kedua rangkaian filter ini adalah sebagai berikut :

$$C_1 = C_a + C_b \dots\dots\dots(3.12)$$

$$C_2 = \frac{C_a C_b (C_a + C_b)(L_a + L_b)^2}{(L_a C_a - L_b C_b)^2} \dots\dots\dots(3.13)$$

$$L_1 = \frac{L_a L_b}{L_a + L_b} \dots\dots\dots(3.14)$$

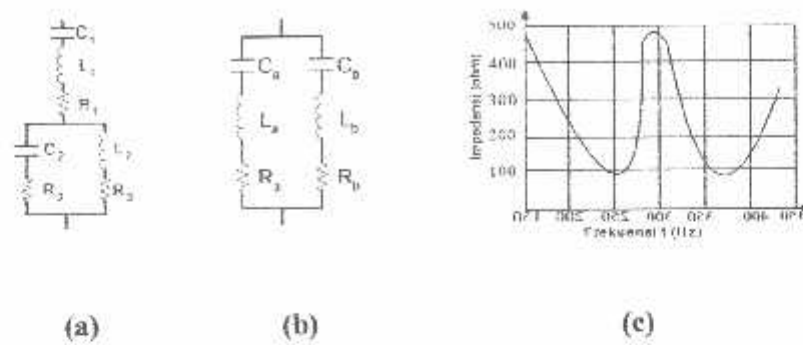
$$L_2 = \frac{(L_a C_a - L_b C_b)^2}{(C_a + C_b)^2 (L_a + L_b)^2} \dots\dots\dots(3.15)$$

$$R_z = R_s \left[\frac{a^2 (a - X^2)}{(a + aX^2)^2 (1 + X^2)} \right] + R_b \left[\frac{a - X^2}{(1 + aX^2)^2 (1 + X^2)} \right] \dots\dots\dots(3.16)$$

$$+ R_l \left[\frac{(1 - X^2)^2 (1 - aX^2)}{(1 + X^2)^2 (1 + aX^2)} \right]$$

dengan

$$a = \frac{C_a}{C_b} \text{ dan } X = \sqrt{\frac{L_b C_b}{L_a C_a}}$$



Gambar 3.9. Rangkaian Filter Penalaan Ganda^[4]

- (a) Transformasi dari dua buah filter penalaan tunggal
- (b) Filter penalaan tunggal
- (c) Filter penalaan ganda yang ditala pada orde lima dan tujuh

3.10.5. High Pass Filter

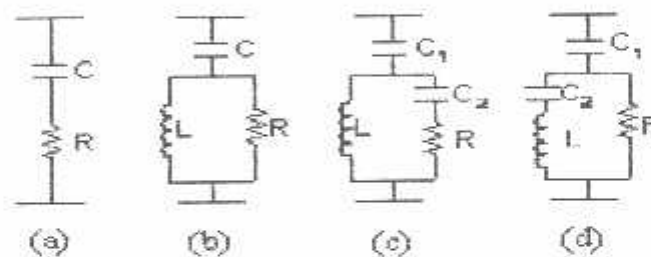
Sebuah high pass filter memiliki beberapa kelebihan antara lain :

- a. High pass filter tidak terlalu peka terhadap perubahan suhu, perubahan frekuensi, toleransi komponen dari pabrik dan rugi-rugi dari kapasitor.
- b. Membuat impedansi yang rendah untuk spektrum frekuensi harmonisa yang lebar tanpa memerlukan sub-sub parallel cabang filter.
- c. Penggunaan filter penalaan sering mengakibatkan resonansi parallel antara filter dengan admitansi dari sistem pada frekuensi orde harmonisa dibawah penalaan filter yang lebih rendah. Dalam hal ini penggunaan satu atau lebih high pass filter menjadi alternatif yang dapat diterima.

Selain itu kelemahan dari high pass filter adalah :

- a. Dengan level filter yang sama perancangan high pass filter untuk VA rating yang besar (VA rating pada frekuensi fundamentalnya) akan mengalami kesulitan. Padahal dalam hal ini unjuk kerja yang baik dari suatu peralatan filter termasuk didalamnya adalah masalah koreksi faktor daya.
- b. Pada high pass filter rugi-rugi resistor dan reaktansi secara umum adalah besar.

Ada empat jenis dari high pass filter seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.10. yaitu high pass filter orde satu, orde dua, orde tiga dan jenis high pass filter tipe-C.



Gambar 3.10. High Pass filter (a) Orde satu (b) Orde dua (c) Orde tiga
(d) Type C ^[4]

- a. Filter orde satu tidak biasa digunakan, jenis ini akan memerlukan kapasitor yang besar dan akan terjadi kerugian daya pada frekuensi dasarnya.
- b. Filter orde dua memberi unjuk kerja yang baik tetapi memiliki rugi-rugi yang lebih besar dibandingkan dengan high pass filter orde tiga.

- c. Filter orde tiga mempunyai keunggulan dibanding high pass filter orde dua yaitu mampu mereduksi rugi-rugi pada frekuensi dasar yang disebabkan oleh naiknya impedansi pada frekuensi tersebut. Hal ini karena kehadiran C_2 dan lagi disini rating dari C_2 .
- d. Unjuk kerja dari filter jenis C adalah modifikasi dari filter orde dua dan filter orde tiga. Kelebihan high pass filter jenis C adalah mampu mereduksi rugi-rugi pada frekuensi dasar ketika C_2 dan L ditala seri dibawah frekuensi ini. Filter jenis C lebih mudah terpengaruh pada penyimpangan (deviasi) frekuensi dasar.

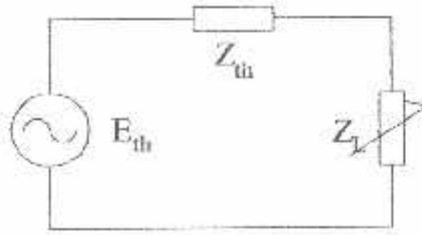
3.11. Penentuan Orde Harmonisa ^[7]

Jika suatu beban menarik arus dari sumber, dalam satu periode, arus tersebut terdiri atas dua bentuk gelombang yang sama, tetapi besarnya positif untuk setengah periode, dan negatif untuk setengah periode selanjutnya. Oleh karena itu, dalam kasus seperti ini harmonisa orde genap tidak akan muncul.

Harmonisa yang timbul pada sistem tenaga listrik dapat dijelaskan sebagai berikut. Misalkan suatu sistem tenaga listrik seperti dalam Gambar 3.11. merupakan rangkaian pengganti Thevenin dari suatu jaringan sistem tenaga listrik ac. E_{th} adalah sumber tegangan yang hanya menghasilkan tegangan sinusoidal, Z_{th} adalah beban linier dan Z_L adalah elemen tak linier. Beban Z_L akan menyerap arus yang mengandung komponen-komponen harmonisa.

Misalkan :

$$E_{th} = E_m \sin n(\omega t) \dots\dots\dots (3.17)$$



Gambar 3.11. Rangkaian Ekuivalen Jaringan Sistem Tenaga Listrik

Arus yang diserap oleh komponen tak linier adalah :

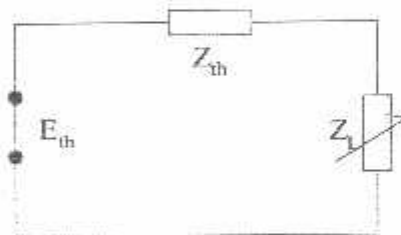
$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t + \phi_n) \dots\dots\dots (3.18)$$

Karena E_{th} tidak mengandung komponen harmonisa, maka untuk $n > 1$ harga

$E_{th} = 0$ dan arus :

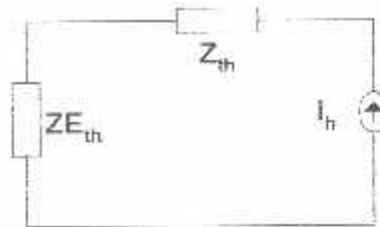
$$i(t) = \sum_{n=2}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t + \phi_n) \dots\dots\dots (3.19)$$

Sehingga rangkaian penggantinya adalah sebagai berikut :



Gambar 3.12. Rangkaian pengganti untuk $n > 1$

Untuk kondisi ini, dapat disimpulkan bahwa $i(t)$ tetap ada meskipun $E_{th}=0$. Karena nilai $i(t)$ tetap, maka pada kondisi ini elemen Z_L dapat dipandang sebagai sumber arus dan generator dipandang sebagai sebuah impedansi E_{th} .



Gambar 3.13. Elemen tak linier sebagai sumber arus harmonisa

Misalkan :

$$i_n(t) = -i(t)$$

$$= - \sum_{n=2}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t + \phi_n) \dots\dots\dots(3.20)$$

jika $\theta_n = \phi_n + \pi$ maka :

$$i_n(t) = I_n \sin(\omega_n t - \theta_n) \dots\dots\dots(3.21)$$

Rangkaian pengganti dapat dilihat pada gambar 3.13. di atas.

Pada sistem tiga fasa seimbang, arus terdistorsi pada tiap fasanya akan mempunyai bentuk gelombang yang sama, sehingga dapat dianggap bahwa arus pada tiap fasa merupakan fungsi ganjil, agar analisisnya sederhana.

$$I_R(t) = I_1 \sin \omega t + I_3 \sin 3\omega t + I_5 \sin 5\omega t + \dots \dots\dots(3.22)$$

Sama seperti persamaan di atas, arus pada fasa S tertinggal sebesar 1/3 periode terhadap arus fasa R dan fasa T tertinggal 2/3 periode dari fasa R.

$$I_S(t) = I_R\left(t - \frac{T}{3}\right) \dots\dots\dots(3.23)$$

$$I_T(t) = I_R\left(t - 2\frac{T}{3}\right) \dots\dots\dots(3.24)$$

Dalam persamaan penjumlahan harmonisa :

$$I_R(t)=\sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t) \dots\dots\dots(3.25)$$

$$I_S(t)=\sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin\left(\omega_n t-\frac{2\pi n}{3}\right) \dots\dots\dots(3.26)$$

dengan :

$$\frac{2\pi n}{3}=\left[\begin{array}{l} \frac{2\pi}{3}, n=1,4,7,10,13,\dots \\ -\frac{2\pi}{3}, n=2,5,8,11,14,\dots \\ 0, n=3,6,9,12,15,\dots \end{array}\right] \dots\dots\dots(3.27)$$

Apabila masing-masing komponen harmonisa ditransformasikan ke dalam komponen-komponen urutan nol, positif dan negatif :

$$I_n^{(0,1,2)}=A^{(-1)}I_n^{(a,b,c)} \dots\dots\dots(3.28)$$

dengan :

$$A^{(-1)}=\frac{1}{3}\left[\begin{array}{ccc} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{array}\right] \dots\dots\dots(3.29)$$

$I_n^{(a,b,c)}$ = komponen arus harmonisa ke-n pada fasa a,b,c

Sehingga dapat diperoleh suatu tabel urutan harmonisa:

Tabel 3.3. Orde Harmonisa Berdasarkan Urutan

Harmonisa	Urutan
1,4,7,10,13,.....,3n+1	Positif
2,5,8,11,.....,3n-1	Negatif
3,6,9,12,15,.....,3n	Nol

Dengan demikian dalam analisis harmonisa dapat diambil analogi dari teori komponen simetri, yaitu masing - masing komponen harmonisa ditransformasikan kedalam komponen-komponen urutan nol , positif, negatif.

Dengan mengamati tabel 3.3, kita dapatkan bahwa semua komponen harmonisa kelipatan tiga merupakan urutan nol. Bentuk urutan fasa yang sederhana tersebut tidaklah diperuntukkan untuk sistem yang tidak seimbang, karena harmonisa tiap orde mengandung tiga urutan yang berbeda. Hal itu membutuhkan analisis yang lebih kompleks.

3.12. Analisa Aliran Daya ^[7]

Metode yang umum digunakan dan banyak disukai untuk mendapatkan penyelesaian aliran daya adalah Metode Newton Raphson. Dimana metode ini bila dibandingkan dengan metode-metode yang lain seperti Gauss-Seidel mempunyai waktu hitung yang lebih cepat.

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

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

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \dots\dots\dots(3.30)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.31)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.32)$$

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

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

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

$$V_{pq} = |V_{pq}| e^{-j\theta_{pq}} \dots\dots\dots(3.33)$$

Maka persamaan (3.14) dapat ditulis :

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

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.35)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.36)$$

Kedua persamaan di atas akan menghasilkan suatu kumpulan persamaan serempak (simultan) yang tidak linier untuk setiap simpul sistem tenaga listrik untuk mengetahui magnitude tegangan (V) dan sudut fasa (δ) disetiap simpul dapat diselesaikan dengan menggunakan persamaan (3.33) dan (3.34) yang

diliniarkan dengan metode *Newton Raphson* yang dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.37)$$

Dimana :

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

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

$\Delta \delta$ = vektor koreksi sudut fasa tegangan

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

H, L, M, N merupakan elemen-elemen off dan diagonal dari sub matriks Jaqobian yang dibentuk dengan mendefinisikan persamaan (3.37) dan (3.25), dimana :

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

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

Persamaan (2.7) diselesaikan untuk menghitung vektor koreksi magnitude tegangan $\Delta(|V|)$ dan sudut fasa tegangan ($\Delta \delta$) yang baru. Sehingga diperoleh harga magnitude tegangan dan sudut fasa yang baru, yaitu :

$$|V|^{k+1} = |V|^k + \Delta |V|^k \dots\dots\dots(3.38)$$

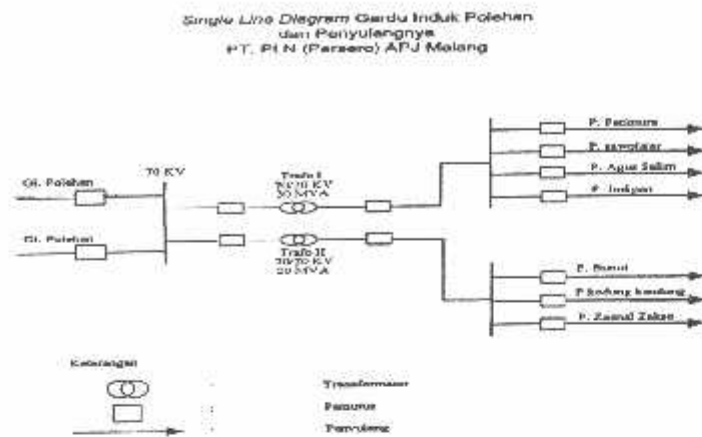
$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta \delta^k \dots\dots\dots(3.39)$$

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

3.12.1. Algoritma Perhitungan Aliran Daya dengan Metode Newton Rhapson

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

- A. Kebebasan-kebebasan yang diketahui:
 1. Daya nyata P dan daya reaktif Q pada simpul P Q diketahui
 2. Daya nyata P dan besarnya tegangan $|V|$ pada simpul P V diketahui
 3. Besar tegangan $|V|$ dan sudut fasa tegangan 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 (3.25) dan persamaan (3.26) untuk mendapatkan:
 1. Nilai P dan Q yang dihitung untuk simpul-simpul P Q
 2. Nilai P yang dihitung untuk simpul P V



Gambar 4.1. [9]
Single Line Diagram Gardu Induk Polehan dan Penyulangannya

4.1.1. Keadaan Awal Trafo Tiang Daya 100 kVA [9]

Trafo tiang daya 100 kVA pada PT PLN (Persero) APJ Malang di Jalan Bunul / Ngujil (puskopad) disuplai dari GI Polehan dimana terdapat sebuah trafo bertegangan 70/20 kV dengan daya 20 MVA (TAKAOKA) dan disalurkan melalui Penyulang Bunul dengan daya (1,776 MVA).

Trafo tiang daya yang terletak di Jalan Bunul / Ngujil (puskopad) Malang mempunyai faktor daya 0.85, akan tetapi dengan adanya pemakaian beban-beban non linear, menyebabkan timbulnya harmonisa pada trafo tiang daya sehingga menyebabkan peningkatan total arus rms_nya. Karena hemonisa mempengaruhi harga arus rms_nya, maka secara otomatis akan mempengaruhi faktor dayanya juga. Salah satu cara yang dapat ditempuh untuk meningkatkan kualitas daya seperti yang diinginkan pada gardu trafo tiang daya 100 kVA adalah : dengan cara pemasangan *harmonic filter*.

4.1.2. Menentukan Parameter Trafo ^[9]

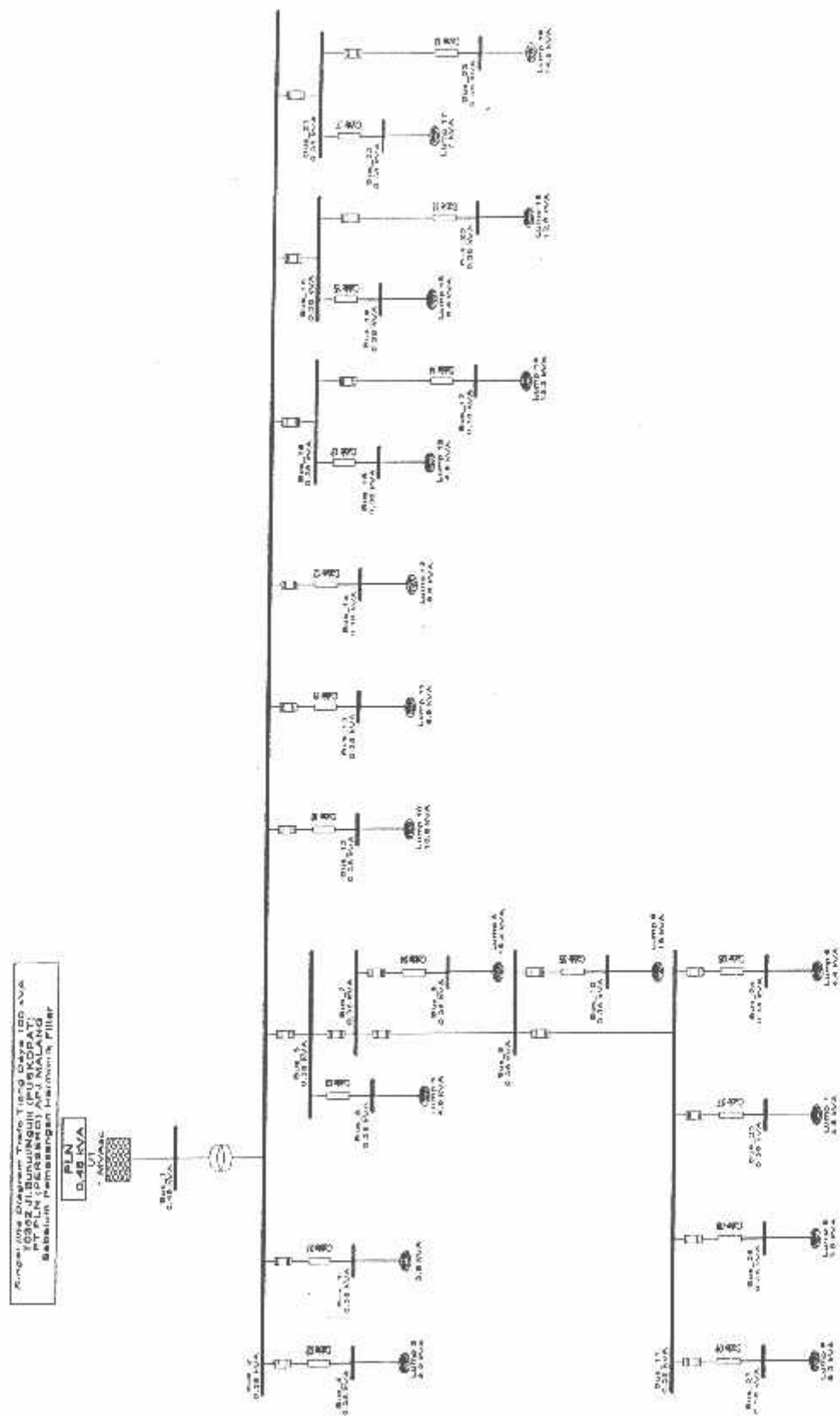
- Spesifikasi Trafo Tiang adalah sebagai berikut

Buatan Pabrik	: TAKAOKA
Tipe	: Outdoor
Daya	: 100 kVA
Frekwensi	: 50 Hz
Tegangan Kerja	: 21/20,5/20/19.5/19 kV //400 V
Arus	: 3,1 – 186 A
Impedansi	: 4 % ketentuan parameter dari Trafo
Trafo	: 1 x 3 Phasa

- Analisa Perhitungan Arus Hubung Singkat

$$\Rightarrow I_{sc} = \frac{kVA \times 100}{\%Z \times \sqrt{3} \times V} = \frac{100 \times 100}{4 \times \sqrt{3} \times V} = 3608,44 \text{ amper}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow \text{Impedansi dasar (ohm)} &= \frac{(\text{Tegangan dasar kV})}{\text{Daya dasar x MVA dasar}} \\ &= \frac{(0.4)}{100 \times 0.1} = 0.04 \Omega \end{aligned}$$



Gambar 4.2.

Single Line Diagram Trafo Tiang Daya 100 kVA

T0352 Jl. Bunul/Ngujil (Puskopad)

PT. PLN (PERSERO) APJ MALANG

4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan^[9]

4.2.1 Data Saluran Sistem Tenaga Listrik Pada Transformator (T0352) Jl.

Bunul /Ngujil (puskopad) Malang.^[9]

Tabel 4.1. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Main_Base 2 di Sistem Tegangan 0.38 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm) ²	Panjang (M)
MAIN_BUS 2	Jl. Warinoi	3x70+50 Cu	35
MAIN_BUS 2	Jl. Warinoi	3x70+50 Cu	40
MAIN_BUS 2	Jl. SDN/Simpang Sulfat	3x70+50 Cu	57
MAIN_BUS 2	Jl. Negara	3x70+50 Cu	109
MAIN_BUS 2	Jl. Alalak	3x70+50 Cu	168
MAIN_BUS 2	Jl. Alalak	3x70+50 Cu	203
MAIN_BUS 2	Jl. Alalak	3x70+50 Cu	237
MAIN_BUS 2	Jl. Kayan	3x70+50 Cu	286
MAIN_BUS 2	Jl. Sekayan	3x70+50 Cu	307
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat Selatan	3x70+50 Cu	181
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat IV	3x70+50 Cu	227
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat	3x70+50 Cu	263
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat III	3x70+50 Cu	297
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat III	3x70+50 Cu	55
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat II	3x70+50 Cu	354
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat II	3x70+50 Cu	60
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat I	3x70+50 Cu	420
MAIN_BUS 2	Simpang Sulfat I	3x70+50 Cu	62

2.2.2. Data Pembebanan Sistem Tenaga Listrik Pada Trafo Tiang Daya 100

kVA (T0352) Jl. Bunul /Ngujil (puskopad) Malang. ^[9]

Tabel 4.2. Pembagian Beban Pada Trafo Tiang Daya 100 kVA
(10352) Jl.Bunul/Ngujil (puskopad) Malang

Daftar Beban	Kv	A	Cos ϕ
Jl. Warinai	0.22	16	0,85
Jl. Warinai	0.22	10	0,85
SDN/Simpang Sulfat	0.22	22	0,85
Jl. Negara	0.22	70	0,85
Jl. Alalak	0.22	68	0,85
Jl. Alalak	0.22	20	0,85
Jl. Alalak	0.22	22	0,85
Jl. Kayan	0.22	16	0,85
Jl. Sekayam	0.22	28	0,85
Simpang Sulfat Selatan	0.22	48	0,85
Simpang Sulfat IV	0.22	40	0,85
Simpang Sulfat	0.22	30	0,85
Simpang Sulfat III	0.22	22	0,85
Simpang Sulfat III	0.22	60	0,85
Simpang Sulfat II	0.22	38	0,85
Simpang Sulfat II	0.22	58	0,85
Simpang Sulfat I	0.22	32	0,85
Simpang Sulfat I	0.22	66	0,85

4.3.Solusi Perbaikan 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 sempurna. Secara langsung kita dapat menggambar *single line diagram*. Dan 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*.

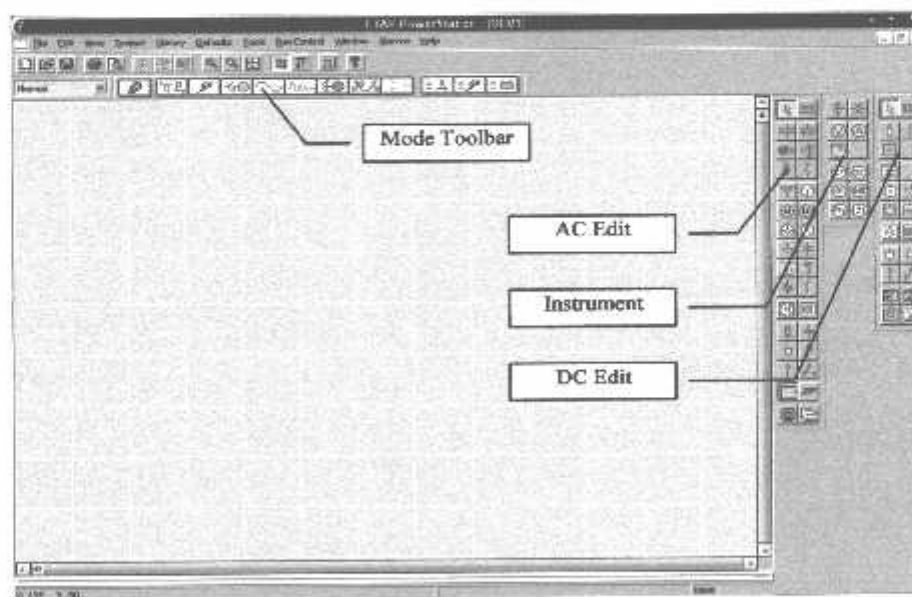
- Data Gabungan Total (*Total Integration of Data*)

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 4.3. 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*, *cable*, *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 diletakan 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 4.3. Tampilan Modul Utama

4.4.Aliran Daya

4.4.1. Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*

Berdasarkan hasil perhitungan dengan menggunakan *software ETAP Power Station* diperoleh $\cos \phi$ pada bus sama dengan 83.62% atau sama dengan 0,83 nilai tersebut sangat jauh dari nilai $\cos \phi$ ($\cos \phi$ rata-rata) pada kondisi nyata di lapangan yaitu sebesar 0.85. Hal ini dapat di lihat pada *Load Flow Report* Pada table 4.3.

Tabel 4.3.
Load Flow Report Menggunakan *Software*
ETAP Power Station Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*

LOAD FLOW REPORT														
Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				
		%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
*Bus 1	0.480	100.000	0.0	0.17	0.11	0	0	0	0	Bus_2	0.17	0.11	251	83.6
Bus_2	0.38	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_3	0.00	0.00	11	85.0
										Bus_4	0.00	0.00	4	85.0
										Bus_12	0.01	0.01	22	85.1
										Bus_13	0.01	0.01	18	85.1
										Bus_14	0.01	0.00	14	85.1
										Bus_1	-0.17	-0.10	317	85.1
										Bus_5	0.06	0.04	115	85.1
										Bus_15	0.02	0.01	38	85.1
										Bus_18	0.02	0.01	45	85.1
										Bus_21	0.02	0.02	46	85.1
Bus_3	0.38	95.312	-1.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	11	85.0
Bus_4	0.38	95.323	-1.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	4	85.0
Bus_5	0.38	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_6	0.01	0.00	10	85.0
										Bus_2	-0.06	-0.04	115	85.1
										Bus_7	0.06	0.03	105	85.1
Bus_6	0.38	95.265	-1.6	0	0	0.22	0.1	0.00	0.00	Bus_5	-0.01	0.00	10	85.0
Bus_7	0.38	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_8	0.02	0.01	32	85.1
										Bus_5	-0.06	-0.03	105	85.1
										Bus_9	0.04	0.02	72	85.1
Bus_8	0.38	94.831	-1.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_7	-0.02	-0.01	32	85.0
Bus_9	0.38	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_10	0.02	0.01	32	85.1

Untuk data pada tabel 4.3. Selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4.4.
*Brach Losses Summary Report Menggunakan Software
 ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter*

BRANCH LOSSES Summary Report									
CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		
ID	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	Vd % Drop
T1	0.173	0.113	-0.186	-0.103	5.1	908	100.0	95.4	4.65
Cable_01	0.004	0.002	-0.004	-0.002	0.0	0.0	95.4	95.3	0.04
Cable_02	0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	95.4	95.3	0.003
Cable_10	0.012	0.007	-0.012	-0.007	0.1	0.0	95.4	94.8	0.59
Cable_11	0.010	0.006	-0.010	-0.006	0.1	0.0	95.4	94.7	0.62
Cable_12	0.008	0.005	-0.007	-0.005	0.1	0.0	95.4	94.8	0.54
Cable_03	0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	95.4	95.2	0.09
Cable_04	0.018	0.011	-0.017	-0.011	0.1	0.0	95.4	94.8	0.52
Cable_05	0.017	0.011	-0.017	-0.011	0.2	0.1	95.4	94.5	0.82
Cable_06	0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	95.4	95.1	0.28
Cable_07	0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	95.4	95.0	0.35
Cable_08	0.004	0.002	-0.004	0.002	0.0	0.0	95.4	95.0	0.33
Cable_09	0.007	0.004	-0.007	-0.004	0.1	0.0	95.4	94.8	0.58
Cable_13	0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	95.4	94.9	0.44
Cable_14	0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	95.4	95.1	0.22
Cable_15	0.010	0.006	-0.009	-0.006	0.1	0.0	95.4	94.4	0.92
Cable_16	0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	95.4	95.1	0.24
Cable_17	0.008	0.005	-0.008	-0.005	0.1	0.0	95.4	94.4	0.92
Cable_18	0.017	0.010	-0.017	-0.010	0.1	0.0	95.4	95.1	0.28
					6.1	10.0			

Tabel 4.5.
*Bus Loading Summary Report Menggunakan Software
 ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter*

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp
Bus_1	0.480	0.173	0.113	0.207	83.6	248.40
Bus_2	0.380	0.168	0.13	0.197	85.1	313.77
Bus_3	0.380	0.002	0.001	0.002	85.0	3.04
Bus_4	0.380	0.001	0.001	0.001	85.0	1.90
Bus_5	0.380	0.062	0.038	0.073	85.1	115.96
Bus_6	0.380	0.002	0.001	0.003	85.0	4.18
Bus_7	0.380	0.056	0.035	0.066	85.1	105.60
Bus_8	0.380	0.017	0.011	0.021	85.0	32.98
Bus_9	0.380	0.039	0.024	0.046	85.1	72.63
Bus_10	0.380	0.017	0.011	0.020	85.0	32.14
Bus_11	0.380	0.022	0.013	0.025	85.1	40.49
Bus_12	0.380	0.012	0.007	0.014	85.0	22.62
Bus_13	0.380	0.010	0.006	0.012	85.0	18.85
Bus_14	0.380	0.007	0.005	0.009	85.0	14.13
Bus_15	0.380	0.021	0.013	0.024	85.1	38.61
Bus_16	0.380	0.002	0.001	0.003	85.0	4.16
Bus_17	0.380	0.015	0.009	0.018	85.0	28.25
Bus_18	0.380	0.024	0.015	0.028	85.1	45.22
Bus_19	0.380	0.009	0.006	0.011	85.0	17.92
Bus_20	0.380	0.015	0.009	0.017	85.0	27.31
Bus_21	0.380	0.025	0.015	0.029	85.1	46.16
Bus_22	0.380	0.008	0.005	0.009	85.0	15.09
Bus_23	0.380	0.017	0.010	0.019	85.0	31.08
Bus_24	0.380	0.002	0.001	0.002	85.0	3.79
Bus_25	0.380	0.002	0.001	0.003	85.0	4.17
Bus_26	0.380	0.002	0.001	0.002	85.0	3.03
Bus_27	0.380	0.003	0.002	0.003	85.0	5.29

Tabel 4.6.
*Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage) Menggunakan
 Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter*

BUS TABULATION																		
Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)																		
Bus	Funda- mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV																	
Bus_1	0.480	0	0	0	3.14	0	0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_2	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_3	0.362	0	2.92	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_4	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_5	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_6	0.362	0	3.77	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_7	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_8	0.360	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_9	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_10	0.359	0	3.80	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_11	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_12	0.360	0	3.79	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_13	0.360	0	3.79	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_14	0.360	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_15	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_16	0.361	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_17	0.361	0	3.77	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_18	0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Untuk data pada table 4.6. Selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4.7.
*Harmonic Current (% of Fundamental Current) Menggunakan
Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter*

BRANCH TABULATION																		
Harmonic Currents (% of Fundamental Current)																		
Branch	Funda- mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	A	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Cable_01	7.53	0	798.30	0	3.86	0	1.17	0	41.511	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_02	4.71	0	0	0	3.86	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_03	10.36	0	0	0	3.86	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_04	32.98	0	0	0	3.84	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_05	32.14	0	0	0	3.82	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_06	9.41	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_07	10.36	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_08	7.53	0	0	0	3.82	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_09	13.19	0	0	0	3.83	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_10	22.62	0	0	0	3.83	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_11	18.85	0	0	0	3.83	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_12	14.15	0	0	0	3.84	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_13	10.36	0	0	0	3.84	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_14	28.25	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_15	17.91	0	0	0	3.82	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_16	27.31	0	0	0	3.82	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_17	15.08	0	0	0	3.82	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_18	31.08	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T1	248.41	0	0	0	5.51	0	1.18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.8.
*Persentase Harmonic Current (Contents in 1 MVA Base) Menggunakan
 Software ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter*

BRANCH TABULATION																	
% Harmonic Current Contents in 1 MVA Base																	
Branch	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Cable_01	0	3.96	0	0.02	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_02	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_03	0	0	0	0.03	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_04	0	0	0	0.08	0	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_05	0	0	0	0.08	0	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_06	0	0	0	0.02	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_07	0	0	0	0.03	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_08	0	0	0	0.02	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_09	0	0	0	0.03	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_10	0	0	0	0.06	0	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_11	0	0	0	0.05	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_12	0	0	0	0.04	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_13	0	0	0	0.03	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_14	0	0	0	0.07	0	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_15	0	0	0	0.05	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_16	0	0	0	0.07	0	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_17	0	0	0	0.04	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_18	0	0	0	0.08	0	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T1	0	0	0	1.14	0	0.24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

- **Contoh Perhitungan *Total Harmonic Distortion (THD)***

Tegangan : 0.4 Volt

Daya : 100 kVA = 0.1 MVA

Cos θ : 0.8

Frekwensi : 50 Hz

Impedansi (Z) : 4% Dari parameter trafo.

- **Arus Fundamental**

$$\text{➤ } I = \frac{100000}{\sqrt{3} \times 400} = 144.34 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } I_1 = \frac{144.34}{1} = 144.34 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } I_5 = \frac{144.34}{5} = 28.87 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } I_7 = \frac{144.34}{7} = 20.62 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } I_{11} = \frac{144.34}{11} = 13.2 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } I_{13} = \frac{144.34}{13} = 11.10 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } I_{17} = \frac{144.34}{17} = 7.59 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } I_{19} = \frac{144.34}{19} = 6.87 \text{ Ampere}$$

$$\text{➤ } THD_{\text{Dasar}} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} \left(\frac{I_{sh}}{I_{s1}} \right)^2} \times 100\%$$

$$I_{s1} = 144.34 \text{ Ampere}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{th}} &= \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \\
 &= [28,87^2 + 20,62^2 + 13,2^2 + 11,10^2 + 7,59^2 + 6,87^2]^{1/2} \\
 &= 40.75 \text{ Ampere}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{THD}_{\text{Dasar}} &= \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} \left(\frac{40.75}{144.34} \right)^2} \times 100\% \\
 &= 28.23 \%
 \end{aligned}$$

• **Contoh Perhitungan Untuk Harmonisa Orde Terendah**

➤ Orde 3, frekuensi = 150 Hz

$$Z = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)$$

$$X_c = \frac{V^2}{kVar} = \frac{(0.38)^2 \times 10^6}{80 \times 10^3} = 1.805 \Omega$$

$$X_c = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2 \times 3.14 \times 50 \times C} = 1.805 \Omega \rightarrow ; C = 1.764 \times 10^{-3} \text{ F}$$

$$\frac{1}{\omega C} = \omega L ; \frac{1}{\omega^2 C} = L$$

$$\frac{1}{(2 \times 3.14 \times 150)^2 \times 1.764 \times 10^{-3}} = L \rightarrow ; L = 6.39 \times 10^{-4} \text{ H}$$

$$Z = 0 + j \left(2 \times 3.14 \times 250 \times 6.39 \times 10^{-4} - \frac{1}{2 \times 3.14 \times 250 \times 1.764 \times 10^{-3}} \right)$$

$$= 0 + j (1.00 - 0.361)$$

$$= 0.639$$

$$= 0.639 > 90$$

$$= 0.639 \Omega$$

Tabel 4.9.
 VIHD (*Individual Harmonic Distortion*) Report Menggunakan Software
 ETAP Power Station Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*

VIHD (Individual Harmonic Distortion) Report				
Bus ID	kV	Voltage Distortion		Orde
		Fund.	VIHD	
		%	%	
Bus_1	0.48	100.00	3.28	5
Bus_2	0.38	95.35	6.27	5
Bus_3	0.38	95.31	5.79	5
Bus_4	0.38	95.32	6.27	5
Bus_5	0.38	95.35	6.27	5
Bus_6	0.38	95.27	6.27	5
Bus_7	0.38	95.35	6.27	5
Bus_8	0.38	94.83	6.28	5
Bus_9	0.38	95.35	6.27	5
Bus_10	0.38	94.53	6.29	5
Bus_11	0.38	95.35	6.27	5
Bus_12	0.38	94.76	6.28	5
Bus_13	0.38	94.73	6.28	5
Bus_14	0.38	94.81	6.28	5
Bus_15	0.38	95.35	6.27	5
Bus_16	0.38	94.91	6.28	5
Bus_17	0.38	95.13	6.27	5
Bus_18	0.38	95.35	6.27	5
Bus_19	0.38	94.43	6.29	5
Bus_20	0.38	95.11	6.27	5
Bus_21	0.38	95.35	6.27	5
Bus_22	0.38	94.44	6.29	5
Bus_23	0.38	95.07	6.28	5
Bus_24	0.38	95.07	6.28	5
Bus_25	0.38	95.00	6.28	5
Bus_26	0.38	95.02	6.28	5
Bus_27	0.38	94.77	6.28	5

Tabel 4.10.
VTHD (Total Harmonic Distorsion) Report Menggunakan Software
ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter

VTHD (Total Harmonic Distortion) Report			
Bus ID	Kv	Voltage Distortion	
		Fund.	THD
		%	%
Bus_1	0.48	100.00	3.28
Bus_2	0.38	95.35	6.27
Bus_3	0.38	95.31	5.79
Bus_4	0.38	95.32	6.27
Bus_5	0.38	95.35	6.27
Bus_6	0.38	95.27	6.27
Bus_7	0.38	95.35	6.27
Bus_8	0.38	94.83	6.28
Bus_9	0.38	95.35	6.27
Bus_10	0.38	94.53	6.29
Bus_11	0.38	95.35	6.27
Bus_12	0.38	94.76	6.28
Bus_13	0.38	94.73	6.28
Bus_14	0.38	94.81	6.28
Bus_15	0.38	95.35	6.27
Bus_16	0.38	94.91	6.28
Bus_17	0.38	95.13	6.27
Bus_18	0.38	95.35	6.27
Bus_19	0.38	94.43	6.29
Bus_20	0.38	95.11	6.27
Bus_21	0.38	95.35	6.27
Bus_22	0.38	94.44	6.29
Bus_23	0.38	95.07	6.28
Bus_24	0.38	95.07	6.28
Bus_25	0.38	95.00	6.28
Bus_26	0.38	95.02	6.28
Bus_27	0.38	94.77	6.28

Tabel 4.11.
Summary Of Total Generation, Loading and Demand Menggunakan Software
ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Harmonic Filter

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND					
	MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	0.173	0.113	0.207	83.62	Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00	Lagging
Total Demand:	0.173	0.113	0.207	83.62	Lagging
Total Motor Load:	0.076	0.047	0.090	85.00	Lagging
Total Static Load:	0.067	0.041			
Apparent Losses:	0.029	0.024			
System Mismatch:	0.000	0.000			
Number of Iterations:	2				

Sistem Kelistrikan pada trafo tiang daya 100 kVA. Berdasarkan tabel 4.11 Power faktor generator lagging 100.% karena generator pada sistem tidak dibebani oleh komponen atau peralatan sistem tenaga listrik. Generator sinkron terkoneksi pada bus ID, Input/Output servis. Generator berfungsi sebagai bus referensi pengontrol tegangan. parameter pada generator menunjukkan walaupun tidak ada pembangkitan namun mempunyai power faktor karena sesuai dengan seting desain generator (%V). Dimana rating kV generator sama dengan 100%

Synchronous Generator Editor - Gen1

Reliability Info

Fuel Cost Imp/Model

Exciter

Remarks Governor

PSS

Comment Harmonic

13.8 kV

7.5 MW

Voltage Control

Rating

MVA

7.5

kV

13.8

% PF

85

MVA

9.824

% Eff.

90

Poles

4

FLA

369.2

RPM

1800

Design Setting

% V

100

% V

100

MW

5.3

Rated kV

Bus kVnom

Operating

% V

0

Vangle

0

MW

0

Mvar

0

over Limits

Mag. Q

4.65

Mis. Q

-2

Gen1

Undo

Find

Help

OK

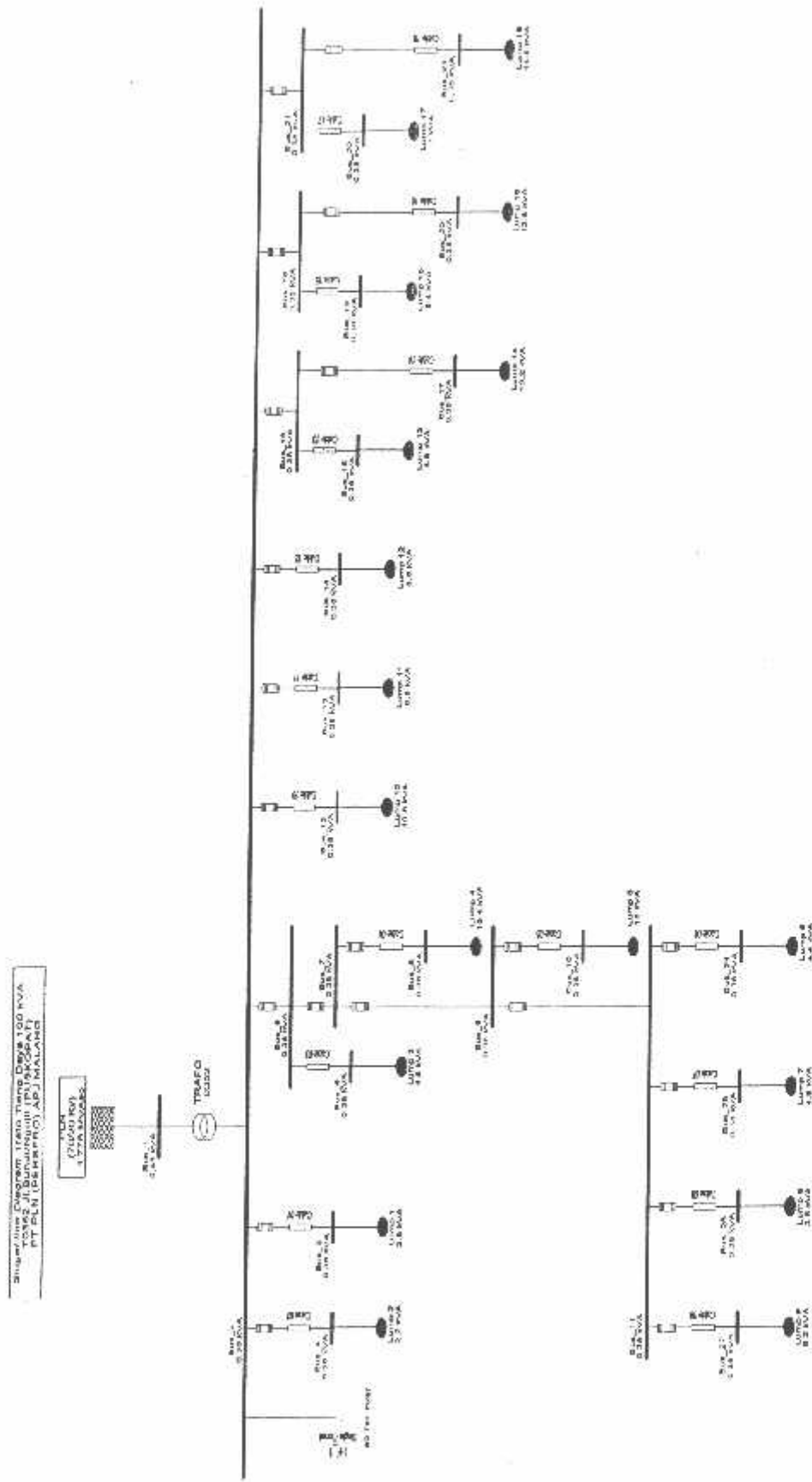
Cancel

Rating Generator.

Referansi bus/ swing bus power faktor turun menjadi 0,83 Ini terjadi karena pembebanan pada sistem terdapat banyak beban-beban induktif dengan kapasitas besar serta berpeluang sangat besar pula untuk memperburuk nilai faktor daya sistem kelistrikan pada trafo tiang. Dan lagging (lagging terhadap beban pada sistem).

Static loads, merupakan komponen-komponen listrik statis/diam yang pada prinsip kerjanya sesuai dengan parameter-parameter yang telah dirancang sesuai dengan prinsip kerja elektromagnetik. Peralatan atau komponen-komponen elektromagnetik dalam *static loads* antara lain seperti chargers/converters dan VFDs, jika pemodelannya terdapat bahan semikonduktor yang bisa menimbulkan harmonisa maka secara otomatis akan terdeteksi ke dalam sistem.

Selain rugi daya reaktif yang terjadi pada sistem kelistrikan dan ditambah lagi oleh *distorsi harmonic* dari beban-beban seperti beban-beban non linear, komponen-komponen power elektronik yang ada dalam VFD, transformator maupun harmonic yang di timbulkan oleh alat-alat kompensasi itu sendiri. Hal ini dapat diketahui dengan menggunakan mode *harmonic analysis* dalam ETAP *Power Station*. Besar distorsi harmonisa dan orde harmonisa yang muncul dalam sistem ini dapat diketahui dari *voltage individual harmonic distortion* (VIHD) dan *Voltage Total Harmonic Distortion* (VTHD) lihat pada tabel 4.9 dan 4.10. Untuk itu maka dilakukan analisa menggunakan kompensasi harmonik filter. Dalam hal ini diharapkan rugi daya reaktif seminimal mungkin dan $\cos \phi$ menjadi lebih baik sehingga diperoleh penyaluran daya yang optimal.



Gambar 4.4.

Single Line Diagram Trafo Tiang Daya 100 kVA T0352 Setelah Pemasangan

Jl Bumil/Ngujil (Puskopat) PT.PLN (Persero) APJ Malang

➤ **Penentuan Lokasi Pemasangan Harmonic Filter**

Penentuan lokasi ataupun penempatan harmonic filter guna mereduksi harmonisa yang timbul pada gardu trafo tiang Daya 100 kVA ialah :

- Menjalankan/runing *load flow* guna mengetahui seberapa besar harmonisa yang ditimbulkan oleh sistem pada gardu trafo tiang Daya 100 kVA
- Dari proses *load flow report*, Penentuan lokasi ataupun penempatan *harmonic filter* ditentukan melalui bus yang harmonisanya cukup besar.
- Pada gardu trafo tiang Daya 100 kVA, bus yang harmonisanya cukup besar ialah terletak pada bus dua (2).

➤ **Penentuan Kapasitas Filter.**

kapasitas filter ditentukan dengan melihat hasil dari *load flow report* dan *Harmonic Analysis* sebelum pemasangan *harmonic filter*.

- Dari *load flow report* ialah: pada *Bus Loading Summary Report*.
- Dari *Harminic Analysis* ialah : pada *bus Tabulation harmonic* dan penentuannya pada bus dan orde harmonisa besar.

Untuk mengetahui kapasitas filter, dapat dilihat pada parameter *harmonic filter* dan *harmonic filter sizing*.

- Pada parameter *harmonic filter* antara lain: kvar, Rated kV dan Max kV
Pada kapasitor. Pada Induktor : X_{L1} , Q factor dan Max I.
- Pada *harmonic filter sizing* antara lain: *harmonic orde*, *harmonic current* dan, *Power factor correction* yang mana meliputi : *exsisting Power factor*, *desaired Power factor* dan load MVA.

Tabel 4.12.
*Load Flow Report Menggunakan Software
 ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter*

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	%PF
*Bus1	0.480	100.000	0.0	0.17	0.03	0	0	0	0	Bus_2	0.17	0.01	2.10	98.3
	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0.00	-0.8	Bus_3	0.00	0.00	11	85.0
										Bus_4	0.00	0.00	4	85.0
										Bus_12	0.01	0.01	22	85.1
										Bus_13	0.01	0.01	18	85.1
										Bus_14	0.01	0.00	14	85.1
										Bus_1	-0.17	0.00	265	100
										Bus_5	0.06	0.04	115	85.1
										Bus_15	0.02	0.01	38	85.1
										Bus_18	0.02	0.02	45	85.1
										Bus_21	0.03	0.02	45	85.1
Bus_3	0.380	97.184	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	7	85.0
Bus_4	0.380	97.195	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	4	85.0
Bus_5	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_6	0.01	0.00	10	85.0
										Bus_2	-0.06	-0.04	115	85.1
										Bus_7	0.06	0.04	105	85.1
Bus_6	0.380	97.137	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_5	-0.01	0.00	10	85.0
Bus_7	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_8	0.02	0.01	32	85.1
										Bus_5	-0.06	-0.04	105	85.1
										Bus_9	0.04	0.02	72	85.1
Bus_8	0.380	96.704	-2.0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_7	-0.02	-0.01	32	85.0
Bus_9	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_10	0.02	0.01	31	85.1
										Bus_7	-0.04	-0.02	72	85.1
										Bus_11	0.02	0.01	40	85.1
Bus_10	0.380	96.403	-2.0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_9	-0.02	-0.01	31	85.0
Bus_11	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_24	0.01	0.00	9	85.1
										Bus_25	0.01	0.00	10	85.1
										Bus_26	0.00	0.00	7	85.1
										Bus_27	0.01	0.00	13	85.1
										Bus_9	-0.02	-0.01	40	85.1
Bus_12	0.380	96.633	-2.0	0	0	0.01	0.00	0.01	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	22	85.0
Bus_13	0.380	96.606	-2.0	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	18	85.0
Bus_14	0.380	96.687	-2.0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	0.00	14	85.0
Bus_15	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_16	0.01	0.00	10	85.1
										Bus_17	0.02	0.01	28	85.0
										Bus_2	0.02	0.01	38	85.1
Bus_16	0.380	96.779	-2.0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_15	-0.01	0.00	10	85.0
Bus_17	0.380	96.998	-2.1	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_15	-0.02	-0.01	28	85.0

Untuk data pada table 4.12. Selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4.14.
*Bus Loading Summary Report Menggunakan Software
 ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter*

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp
Bus_1	0.48	0.174	0.033	0.177	98.3	213.01
Bus_2	0.38	0.170	0.105	0.200	85.1	312.67
Bus_3	0.38	0.002	0.001	0.002	85.0	3.10
Bus_4	0.38	0.001	0.001	0.001	85.0	1.94
Bus_5	0.38	0.063	0.039	0.074	85.1	115.53
Bus_6	0.38	0.002	0.001	0.003	85.0	4.26
Bus_7	0.38	0.057	0.035	0.067	85.1	105.22
Bus_8	0.38	0.018	0.011	0.021	85.0	32.86
Bus_9	0.38	0.039	0.024	0.047	85.1	72.36
Bus_10	0.38	0.017	0.011	0.020	85.0	32.02
Bus_11	0.38	0.022	0.014	0.026	85.1	40.34
Bus_12	0.38	0.012	0.008	0.014	85.0	22.53
Bus_13	0.38	0.010	0.006	0.012	85.0	18.78
Bus_14	0.38	0.008	0.005	0.009	85.0	14.08
Bus_15	0.38	0.021	0.013	0.025	85.1	38.47
Bus_16	0.38	0.002	0.001	0.003	85.0	4.25
Bus_17	0.38	0.015	0.009	0.018	85.0	28.15
Bus_18	0.38	0.025	0.015	0.029	85.1	45.05
Bus_19	0.38	0.010	0.006	0.011	85.0	17.85
Bus_20	0.38	0.015	0.009	0.017	85.0	27.21
Bus_21	0.38	0.025	0.015	0.029	85.1	45.99
Bus_22	0.38	0.008	0.005	0.010	85.0	15.03
Bus_23	0.38	0.017	0.010	0.020	85.0	30.97
Bus_24	0.38	0.002	0.001	0.002	85.0	3.87
Bus_25	0.38	0.002	0.001	0.003	85.0	4.25
Bus_26	0.38	0.002	0.001	0.002	85.0	3.09
Bus_27	0.38	0.003	0.002	0.003	85.0	5.40

Tabel 4.15.
*Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage) Menggunakan
Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter*

BUS TABULATION																		
Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)																		
Bus	Funda- Mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Bus_1	0.480	0	0	0	0.01	0	0.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_2	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_3	0.369	0	2.86	0	0.01	0	0.50	0	0.44	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_4	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_5	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_6	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_7	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_8	0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_9	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_10	0.366	0	3.72	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_11	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_12	0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_13	0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_14	0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_15	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_16	0.368	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_17	0.369	0	3.70	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_18	0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus_19	0.366	0	3.73	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Untuk data pada table 4.15. Selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4.16.
*Harmonic Currents (% of Fundamental Current) Menggunakan
Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter*

BRANCH TABULATION																		
Harmonic Currents (% of Fundamental Current)																		
Branch	Funda- mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	A	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Cable_01	7.51	0	891.20	0	0	0	0.42	0	41.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_02	4.69	0	0	0	0	0	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_03	10.32	0	0	0	0	0	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_04	32.86	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_05	32.02	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_06	9.38	0	0	0	0	0	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_07	10.32	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_08	7.50	0	0	0	0	0	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_09	13.14	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_10	22.53	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_11	18.78	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_12	14.08	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_13	10.32	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_14	28.15	0	0	0	0	0	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_15	17.85	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_16	27.21	0	0	0	0	0	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_17	15.03	0	0	0	0	0	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_18	30.96	0	0	0	0	0	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T1	213.03	0	0	0	0.01	0	0.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.17.
Persentase Harmonic Currents (Contents in 1 MVA Base) Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter

BRANCH TABULATION																	
% Harmonic Current Contents in 1 MVA Base																	
Branch	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Cable_01	0	3.96	0	0	0	0	0	0.21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_04	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_05	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_10	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_11	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_14	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_16	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable_18	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T1	0	0	0	0	0	0.09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.18.

VIHD (Individual Harmonic Distortion) Report Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter

VIHD (Individual Harmonic Distortion) Report				
Bus ID	kV	Voltage Distortion		Orde
		Fund. %	VHD %	
Bus_2	0.38	97.22	3.76	3
Bus_3	0.38	97.18	2.94	3
Bus_4	0.38	97.19	3.76	3
Bus_5	0.38	97.22	3.76	3
Bus_6	0.38	97.14	3.77	3
Bus_7	0.38	97.22	3.76	3
Bus_8	0.38	96.70	3.78	3
Bus_9	0.38	97.22	3.76	3
Bus_10	0.38	96.40	3.79	3
Bus_11	0.38	97.22	3.76	3
Bus_12	0.38	96.62	3.78	3
Bus_13	0.38	96.61	3.79	3
Bus_14	0.38	96.69	3.78	3
Bus_15	0.38	97.22	3.76	3
Bus_16	0.38	96.78	3.78	3
Bus_17	0.38	97.00	3.77	3
Bus_18	0.38	97.22	3.76	3
Bus_19	0.38	96.31	3.80	3
Bus_20	0.38	96.99	3.77	3
Bus_21	0.38	97.22	3.76	3
Bus_22	0.38	96.31	3.80	3
Bus_23	0.38	96.94	3.77	3
Bus_24	0.38	96.95	3.77	3
Bus_25	0.38	96.87	3.78	3
Bus_26	0.38	96.90	3.77	3
Bus_27	0.38	96.64	3.78	3

Tabel 4.19.
 VTHD (*Total Harmonic Distortion*) Report Menggunakan
 Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter

VTHD (Total Harmonic Distortion) Report			
Bus	kV	Voltage Distortion	
		Fund.	THD
ID		%	%
Bus_2	0.38	97.22	3.76
Bus_3	0.38	97.18	2.94
Bus_4	0.38	97.19	3.76
Bus_5	0.38	97.22	3.76
Bus_6	0.38	97.14	3.77
Bus_7	0.38	97.22	3.76
Bus_8	0.38	96.70	3.78
Bus_9	0.38	97.22	3.76
Bus_10	0.38	96.40	3.79
Bus_11	0.38	97.22	3.76
Bus_12	0.38	96.62	3.78
Bus_13	0.38	96.61	3.79
Bus_14	0.38	96.69	3.78
Bus_15	0.38	97.22	3.76
Bus_16	0.38	96.78	3.78
Bus_17	0.38	97.00	3.77
Bus_18	0.38	97.22	3.76
Bus_19	0.38	96.31	3.80
Bus_20	0.38	96.99	3.77
Bus_21	0.38	97.22	3.76
Bus_22	0.38	96.31	3.80
Bus_23	0.38	96.94	3.77
Bus_24	0.38	96.95	3.77
Bus_25	0.38	96.87	3.78
Bus_26	0.38	96.90	3.77
Bus_27	0.38	96.64	3.78

Tabel 4.20.
Summary Of Total Generation, Loading and Demand Menggunakan Software ETAP Power Station Setelah Pemasangan Harmonic Filter

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND					
	MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	0.174	0.033	0.177	98.27	Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00	Lagging
Total Demand:	0.174	0.033	0.177	98.27	Lagging
Total Motor Load:	0.076	0.047	0.090	85.00	Lagging
Total Static Load:	0.070	-0.036			
Apparent Losses:	0.028	0.022			
System Mismatch:	0.000	0.000			
Number of Iterations	2				

Dengan pemasangan harmonik filter sebesar 80.781 kVar sebagai kompensator daya reaktif dan sebagai minimisator harmonisa maka dapat diperoleh penyaluran daya yang optimal. Hal ini dapat diketahui dengan semakin berkurangnya rugi daya aktif maupun daya reaktif, peningkatan nilai faktor daya, penurunan total daya reaktif dari beban-beban statis yang berpotensi menimbulkan distorsi harmonic tidak lepas dari kompensasi harmonik filter yang terpasang. Pada kenyataannya sistem terdistorsi oleh *voltages harmonic* dan *harmonic current* pada orde 3. Orde yang paling mendominasi adalah harmonic pada orde 3 (tabel 4.19).

4.5. Validasi

Perhitungan dan simulasi dengan menggunakan *Software ETAP Power Station* telah dilakukan pada sistem kelistrikan trafo tiang daya 100 kVA yang berlokasi dijalan Bunul/Ngujil (Puskopat) area pelayanan dan jaringan Malang. Berdasarkan

hasil perbandingan nilai referensi dan hasil perhitungan program, maka *Software ETAP Power Station* dapat melakukan perhitungan dengan baik. Hal ini dapat dilihat pada report yang menunjukkan kecenderungan nilai yang hampir sama dengan nilai referensi baik itu pada tegangan, $\cos \phi$ dan aliran daya.

4.6. hasil Perhitungan dari simulasi dengan kompensasi Pemasangan *Harmonic Filter*

Untuk mengetahui hasil kompensasi yang lebih baik dengan pemasangan *harmonic filter* dari tabel 4.22 maka dapat disimpulkan bahwa dengan pemasangan *harmonic filter* sebesar 80.781 kVar sebagai kompensator daya reaktif dan sebagai minimisator harmonisa maka :

* Daya Aktif

Secara keseluruhan dapat diamati pada tabel 4.23, perbandingan sebelum dan setelah kompensasi pemasangan *harmonic filter* pada gardu trafo tiang daya 100 kVA dengan menggunakan *software ETAP Power Station*. Diketahui bahwa Daya aktif mengalami kenaikan.

$$\begin{aligned} \text{Kenaikan Daya aktif} &= 0.174 \text{ MW} - 0.173 \text{ MW} \\ &= 0.001 \text{ MW} \\ &= 1 \text{ kW} \end{aligned}$$

* Daya Reaktif

$$\begin{aligned} \text{Penurunan Daya Reaktif} &= 0.113 \text{ Mvar} - 0.033 \text{ Mvar} \\ &= 0.08 \text{ Mvar} \\ &= 80 \text{ kVar} \end{aligned}$$

Dengan pemasangan *harmonic filter* maka diperoleh kompensasi daya relatif sebesar 0.105 Mvar, hal ini terjadi disebabkan rugi-rugi daya reaktif pada jaringan juga berkurang.

$$\begin{aligned}\text{Penurunan Losses (MW)} &= 0,029 \text{ MW} - 0,028 \text{ MW} \\ &= 0,001 \text{ MW} \\ &= 1 \text{ kW}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Penurunan Losses (Mvar)} &= 0,024 \text{ MVar} - 0,022 \text{ MVar} \\ &= 0.002 \text{ MVar} \\ &= 2 \text{ kVar}\end{aligned}$$

- **Daya Semu**

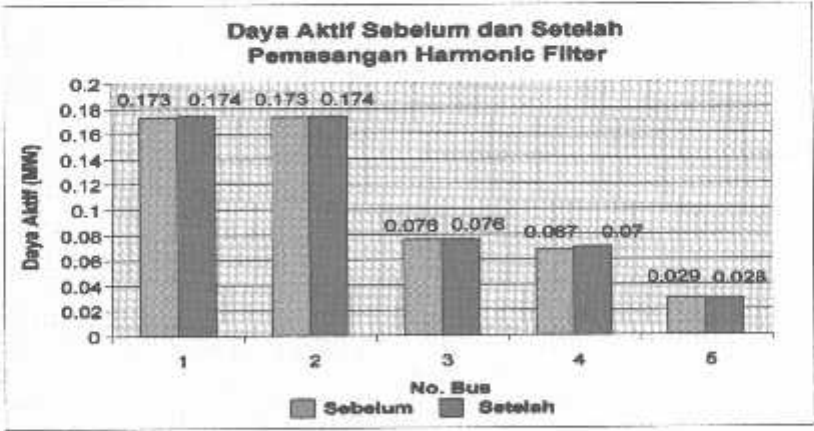
$$\begin{aligned}\text{Penurunan Daya Semu (MVA)} &= 0.207 \text{ MVA} - 0.177 \text{ MVA} \\ &= 0,03 \text{ MVA} \\ &= 3 \text{ kVA}\end{aligned}$$

Pemasangan filter sebagai kompensator harmonisa dan 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.

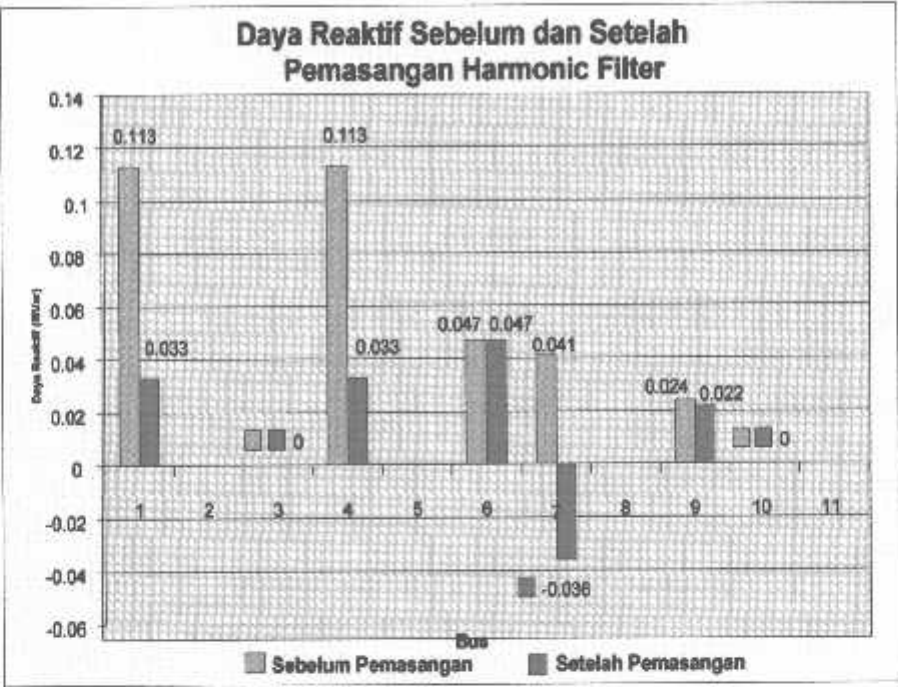
Tabel 4.21.
Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Reaktif Menggunakan *Software* ETAP Power Station Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*

Kompensasi Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>						Kompensasi Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>				
	MW	Mvar	MVA	% PF		MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	0.173	0.113	0.207	83.62	Lagging	0.174	0.033	0.177	98.27	Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00	Lagging	0.000	0.000	0.000	100.00	Lagging
Total Demand:	0.173	0.113	0.207	83.62	Leading	0.074	0.033	0.177	98.27	Leading
Total Motor Load:	0.076	1.047	0.090	85.00	Lagging	0.076	0.047	0.090	85.00	Lagging
Total Static Load:	0.067	0.041				0.070	-0.036			
Apparent Losses:	0.029	0.024				0.028	0.022			
System Mismatch:	0.000	0.000				0	0.000			
Number of Iterations:	2					2				

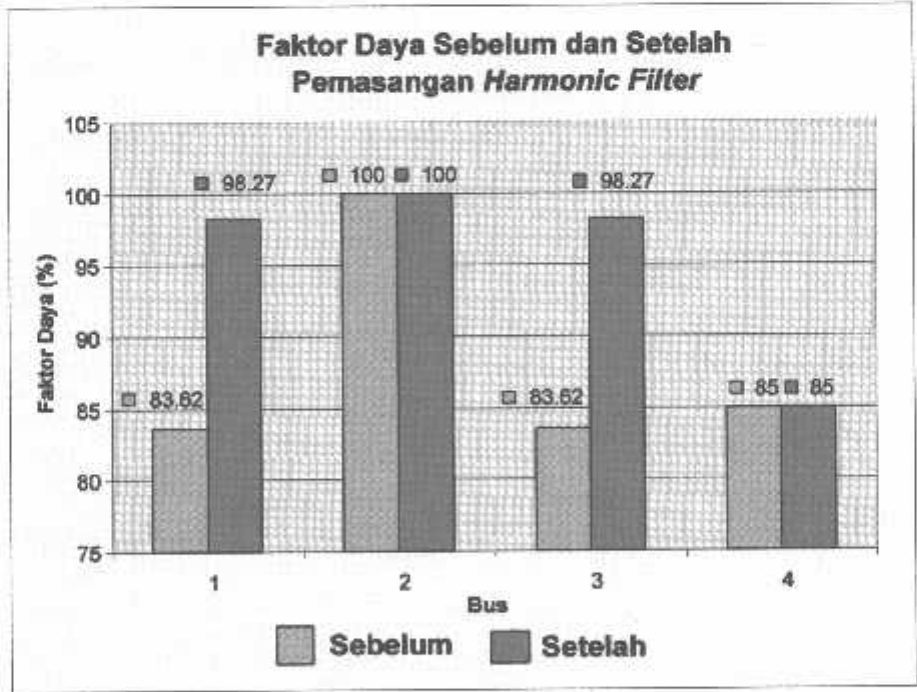
Dari tabel di atas dapat kita lihat bahwa dengan adanya kompensasi daya reaktif dari filter, maka akan meningkatkan faktor daya. Sehingga mengakibatkan penurunan konsumsi daya reaktif dan peningkatan daya aktif. Seperti tampak pada grafik berikut ini.



Grafik 4.1.
Perbandingan Daya Aktif Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*



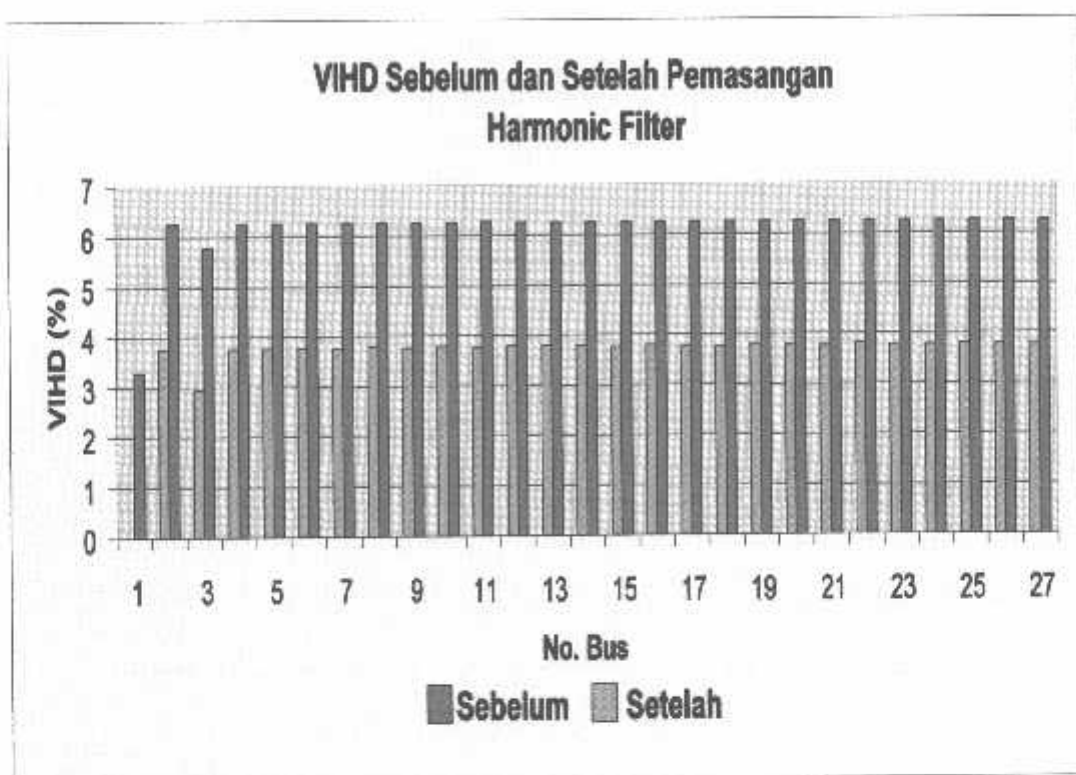
Grafik 4.2.
Perbandingan Daya Reaktif Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*



Grafik 4.3.
Perbandingan Faktor Daya Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*

Tabel 4.22.
 Perbandingan VHD (*Individual Harmonic Distortion*) menggunakan *Software*
 ETAP *Power Station* Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*

Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>					Setelah Pemasangan <i>Harmonik Filter</i>				
Bus	kV	Voltage Distortion		Orde	Bus	kV	Voltage Distortion		Orde
		Fund.	VHD				Fund.	VHD	
ID		%	%		ID		%	%	
Bus_1	0.48	100.00	3.28	5	-	-	-	-	-
Bus_2	0.38	95.35	6.27	5	Bus_2	0.38	97.22p	3.76	3
Bus_3	0.38	95.31	5.79	5	Bus_3	0.38	97.18	2.94	3
Bus_4	0.38	95.32	6.27	5	Bus_4	0.38	97.19	3.76	3
Bus_5	0.38	95.35	6.27	5	Bus_5	0.38	97.22	3.76	3
Bus_6	0.38	95.27	6.27	5	Bus_6	0.38	97.14	3.77	3
Bus_7	0.38	95.35	6.27	5	Bus_7	0.38	97.22	3.76	3
Bus_8	0.38	94.83	6.28	5	Bus_8	0.38	96.70	3.78	3
Bus_9	0.38	95.35	6.27	5	Bus_9	0.38	97.22	3.76	3
Bus_10	0.38	94.53	6.29	5	Bus_10	0.38	96.40	3.79	3
Bus_11	0.38	95.35	6.27	5	Bus_11	0.38	97.22	3.76	3
Bus_12	0.38	94.76	6.28	5	Bus_12	0.38	96.62	3.78	3
Bus_13	0.38	94.73	6.28	5	Bus_13	0.38	96.61	3.79	3
Bus_14	0.38	94.81	6.28	5	Bus_14	0.38	96.69	3.78	3
Bus_15	0.38	95.35	6.27	5	Bus_15	0.38	97.22	3.76	3
Bus_16	0.38	94.91	6.28	5	Bus_16	0.38	96.78	3.78	3
Bus_17	0.38	95.13	6.27	5	Bus_17	0.38	97.00	3.77	3
Bus_18	0.38	95.35	6.27	5	Bus_18	0.38	97.22	3.76	3
Bus_19	0.38	94.43	6.29	5	Bus_19	0.38	96.31	3.80	3
Bus_20	0.38	95.11	6.27	5	Bus_20	0.38	96.99	3.77	3
Bus_21	0.38	95.35	6.27	5	Bus_21	0.38	97.22	3.76	3
Bus_22	0.38	94.44	6.29	5	Bus_22	0.38	96.31	3.80	3
Bus_23	0.38	95.07	6.28	5	Bus_23	0.38	96.94	3.77	3
Bus_24	0.38	95.07	6.28	5	Bus_24	0.38	96.95	3.77	3
Bus_25	0.38	95.00	6.28	5	Bus_25	0.38	96.87	3.78	3
Bus_26	0.38	95.02	6.28	5	Bus_26	0.38	96.90	3.77	3
Bus_27	0.38	94.77	6.28	5	Bus_27	0.38	96.64	3.78	3

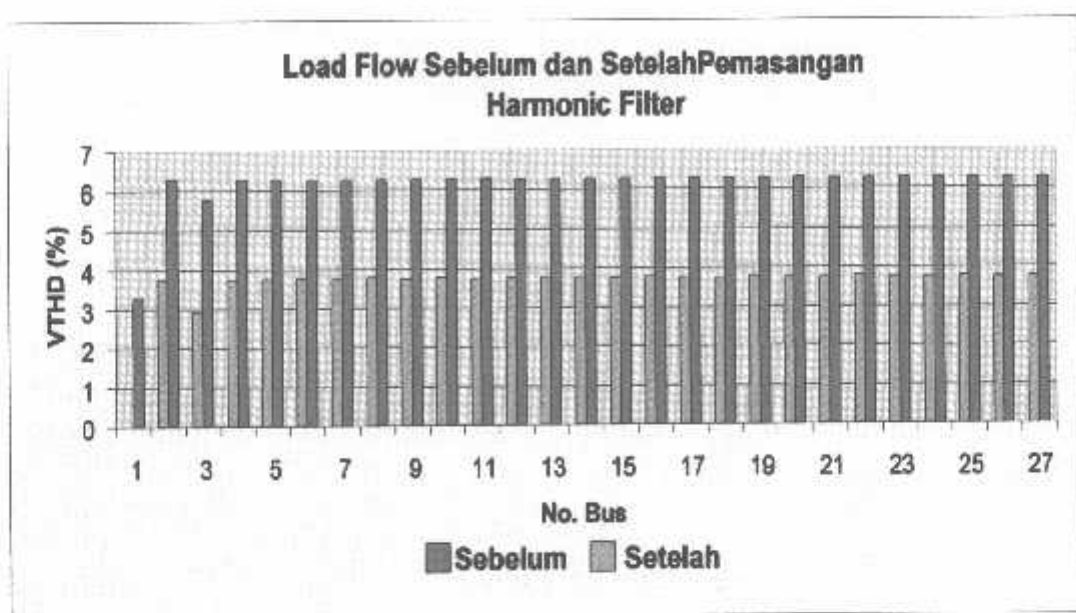


Grafik 4.4.
Perbandingan VIHD (*Individual Harmonic Distorsion*)
Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*

Sebelum kompensasi dengan pemasangan harmonik filter, sistem pada trafo tiang terdeteksi VIHD (*Individual HarmonicDistorsion*) rata-rata sebesar 6.28 %. Dan setelah kompensasi dengan pemasangan *harmonic filter* maka rata-rata VIHD (*Individual HarmonicDistorsion*) dapat direduksi hingga mencapai rata-rata 3.77 %. Dengan kompensasi pemasangan *harmonic filter* pada trafo tiang (TT) ternyata mampu mereduksi VIHD (*Individual HarmonicDistorsion*) hingga sampai dibawa rata-rata standart $< 5 \%$

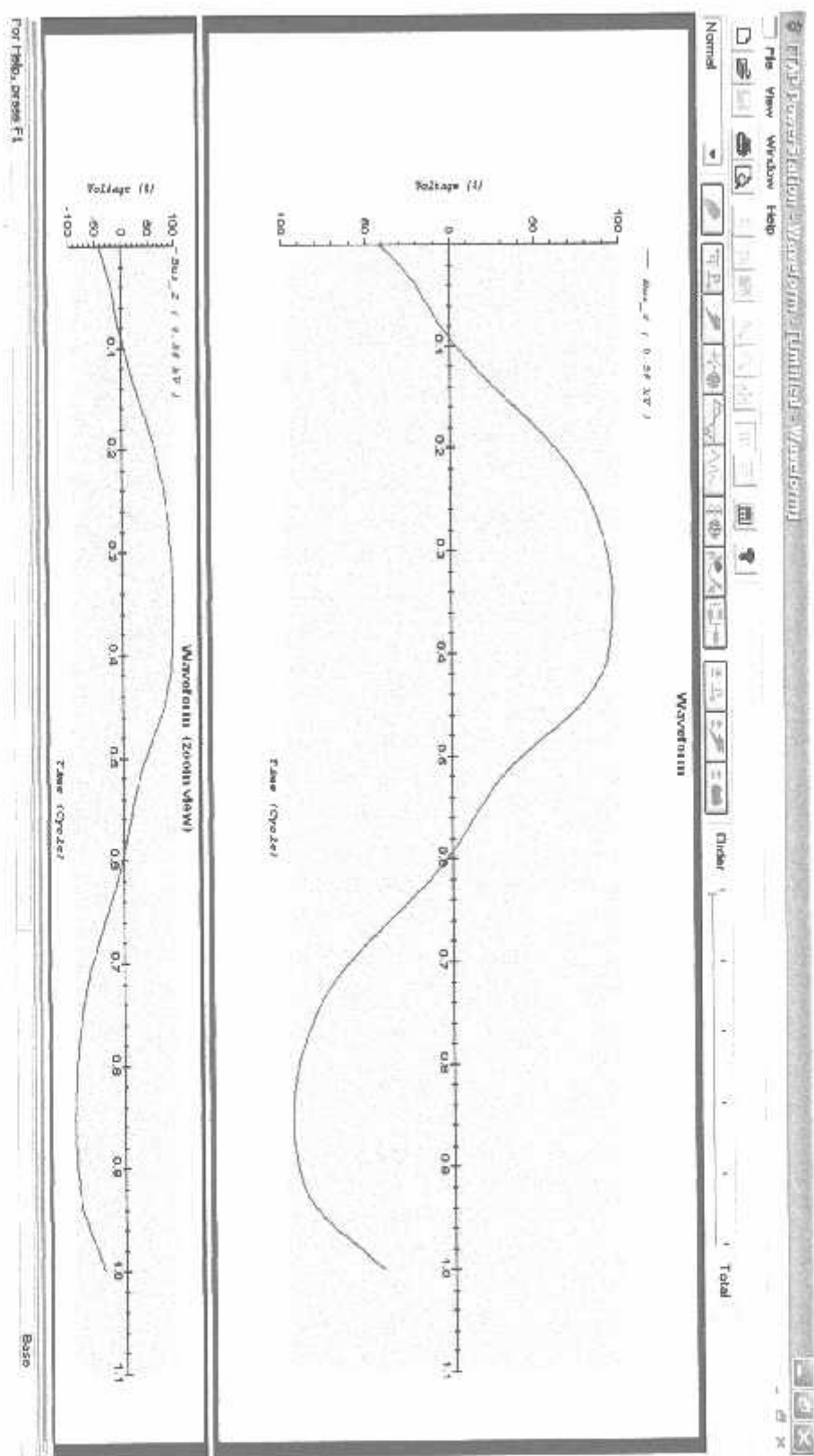
Tabel 4.23.
Perbandingan VTHD (*Total Harmonic Distortion*) menggunakan *Software ETAP Power Station* Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic filter*

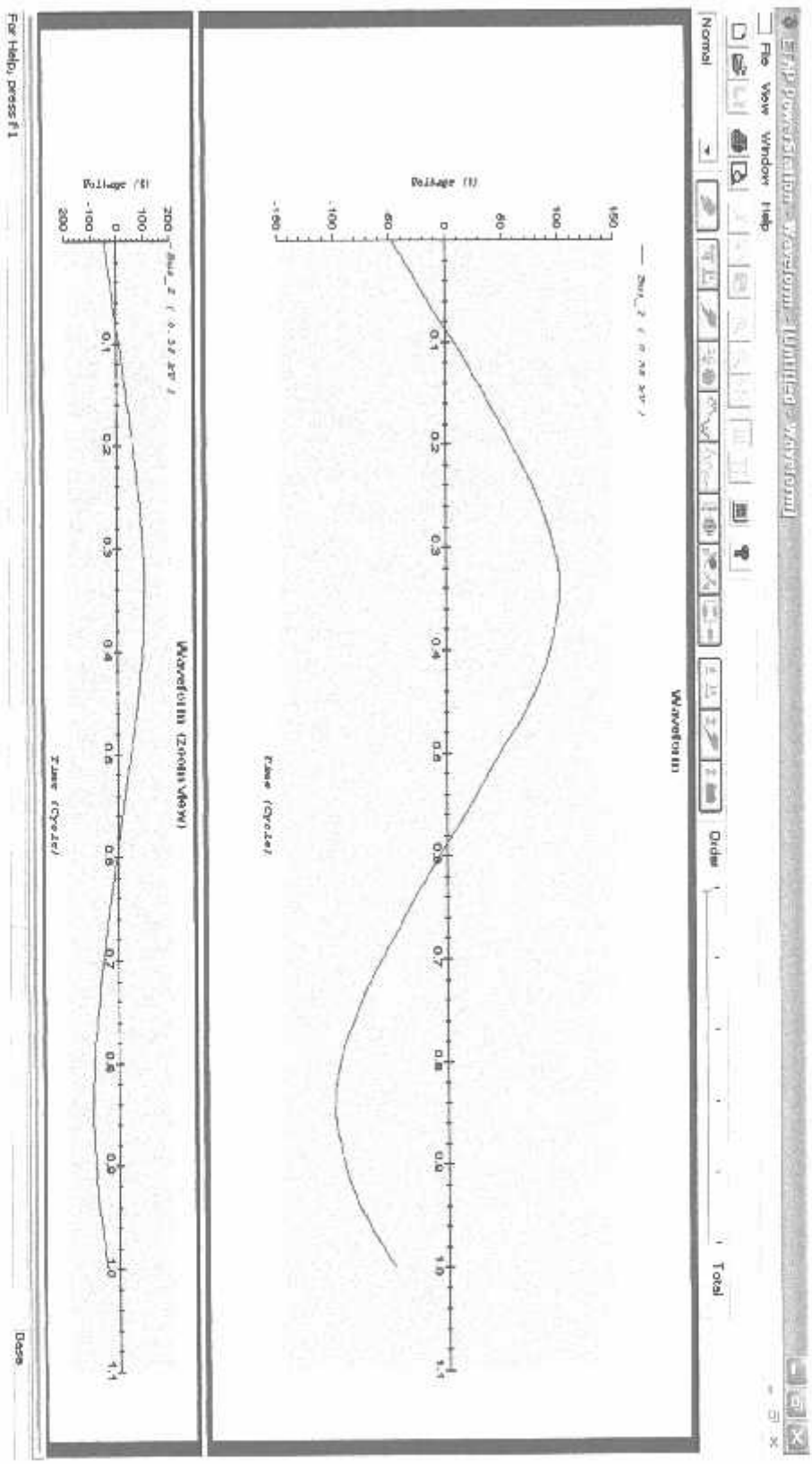
Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>				Setelah Pemasangan <i>Harmonik Filter</i>			
Bus	kV	Voltage Distortion		Bus	kV	Voltage Distortion	
		Fund.	THD			Fund.	THD
ID		%	%	ID		%	%
Bus_1	0.48	100.00	3.28	-	-	-	-
Bus_2	0.38	95.35	6.27	Bus_2	0.38	97.22	3.76
Bus_3	0.38	95.31	5.79	Bus_3	0.38	97.18	2.94
Bus_4	0.38	95.32	6.27	Bus_4	0.38	97.19	3.76
Bus_5	0.38	95.35	6.27	Bus_5	0.38	97.22	3.76
Bus_6	0.38	95.27	6.27	Bus_6	0.38	97.14	3.77
Bus_7	0.38	95.35	6.27	Bus_7	0.38	97.22	3.76
Bus_8	0.38	94.83	6.28	Bus_8	0.38	96.70	3.78
Bus_9	0.38	95.35	6.27	Bus_9	0.38	97.22	3.76
Bus_10	0.38	94.53	6.29	Bus_10	0.38	96.40	3.79
Bus_11	0.38	95.35	6.27	Bus_11	0.38	97.22	3.76
Bus_12	0.38	94.76	6.28	Bus_12	0.38	96.62	3.78
Bus_13	0.38	94.73	6.28	Bus_13	0.38	96.61	3.79
Bus_14	0.38	94.81	6.28	Bus_14	0.38	96.69	3.78
Bus_15	0.38	95.35	6.27	Bus_15	0.38	97.22	3.76
Bus_16	0.38	94.91	6.28	Bus_16	0.38	96.78	3.78
Bus_17	0.38	95.13	6.27	Bus_17	0.38	97.00	3.77
Bus_18	0.38	95.35	6.27	Bus_18	0.38	97.22	3.76
Bus_19	0.38	94.43	6.29	Bus_19	0.38	96.31	3.80
Bus_20	0.38	95.11	6.27	Bus_20	0.38	96.99	3.77
Bus_21	0.38	95.35	6.27	Bus_21	0.38	97.22	3.76
Bus_22	0.38	94.44	6.29	Bus_22	0.38	96.31	3.80
Bus_23	0.38	95.07	6.28	Bus_23	0.38	96.94	3.77
Bus_24	0.38	95.07	6.28	Bus_24	0.38	96.95	3.77
Bus_25	0.38	95.00	6.28	Bus_25	0.38	96.87	3.78
Bus_26	0.38	95.02	6.28	Bus_26	0.38	96.90	3.77
Bus_27	0.38	94.77	6.28	Bus_27	0.38	96.64	3.78



Grafik 4.5.
Perbandingan VTHD (*Total Harmonic Distortion*) Sebelum dan Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*

Dengan kompensasi pemasangan *harmonic filter* maka harmonisa dapat direduksi hingga mencapai 2.94 % seperti pada bus 3. Pemasangan *harmonic filter* pada gardu trafo tiang (TT), ditempatkan pada bus yang tepat (bus yang mengandung harmonisa paling besar) dalam sistem kelistrikan. Bila kita menurunkan harmonisa dengan memasang filter harmonisa di semua bus maka dapat mengakibatkan sistem mengalami *over voltage* dan juga berpengaruh menimbulkan getaran mekanis pada panel listrik yang merupakan getaran resonansi mekanis akibat harmonik arus frekuensi tinggi. Dengan pertimbangan tersebut maka pemasangan dilakukan pada bus yang tepat sehingga bisa mereduksi harmonisa dalam sistem trafo tiang (TT) semaksimal mungkin sehingga mencapai ketentuan standart THD $\leq 5\%$.





BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Dari hasil analisa pemasangan *harmonic filter* untuk kompensasi harmonisa pada sistem kelistrikan Trafo Tiang Daya 100 kVA di jalan Bunul / Ngujil (puskopad). PT PLN (Persero) APJ Malang, dapat disimpulkan bahwa dengan Pemasangan *harmonic filter* mampu menurunkan *Voltage Total Harmonic Distortion* (VTHD) pada sistem dimana :

- sebelum pemasangan *Harmonic Filter*, rata-rata VTHD (*Total Harmonic Distortion*) sebesar 6.28 %
- setelah pemasangan *Harmonic Filter*, rata-rata VTHD (*Total Harmonic Distortion*) dapat direduksi hingga turun menjadi 3.77 %.

5.2. Saran

Dari hasil analisa kompensasi pemasangan *harmonic filter* pada sistem dengan menggunakan *software ETAP Power Station* bolch dikatakan sempurna, karena *Voltage Total Harmonic Distortion* (VTHD) dapat direduksi semaksimal mungkin hingga kurang dari standar yang ditentukan yaitu $\leq 5 \%$

Untuk kedepannya lagi penulis mengharapkan agar pembahasan permasalahan mengenai harmonisa dapat dibahas lebih lanjut dengan menggunakan metode yang lain agar dapat dilakukan suatu perbandingan dari *Validasi Software* yang digunakan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. <http://www.elektroindonesia.com/elektro/ener30a.html> "Pengaruh Harmonik Pada Transformator Distribusi", Ir.Nanan Tribuana, "Staf Seksi Keamanan Instalasi Ketenagalistrikan", Ir.Wanhar, "Staf Balai Pengujian dan Pengembangan Energi", Ditjen LPE.
- [2]. Basri, Hasan. "*Sistem Distribusi Daya Listrik*" (Jakarta : ISTN, 1997).
- [3]. Marsudi, Djiteng. "*Operasi Sistem Tenaga Listrik*" (Jakarta: ISTN, 1990).
- [4]. J. Arrillaga, D.A. Bradley, dan P.S. Brodger. "*Power System Harmonics*", Jhon Wiley & Sons, 1985.
- [5]. Roger C.D., Mark F., McGragnaghan dan H. Wayne Beaty. "*Electrical Power System Quality*", McGraw-Hill, New York, 1996.
- [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.
- [8]. Zuhal. "Dasar Tenaga Listrik", ITB Bandung : 1991.
- [9]. Data Dari PT. PLN (Persero) APJ Malang : "(*Single Line*, Data Saluran, Data Pembebanan, Parameter Trafo, Picture Trafo 3 Phasa & 1 Phasa)".
- [10]. Subrata De dan G. Bhuvaneswari. "*Investigations on the Impact of VAR Rating and Quality Factor on the Effectiveness of a Shunt Passive Filter*", IEEE Juni 2006.
- [11]. <http://www.psihq.com/harmonic/harmonix.htm>.
- [12]. IEEE Standard 519, "*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*", 1992.
- [13]. C. Sangkaran. "*Power Quality*", USA : CRCPress LLC, 2002.

LAMPIRAN



BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama : Joanico Da Costa Lemos
2. Nim : 02.12.098
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK FILTER UNTUK MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION* (VTHD) PADA GARDU TRAFU TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG

Dipertahankan dihadapan majelis penguji skripsi jenjang Strata Satu (S-1) pada :

Hari : Senin
Tanggal : 17 Maret 2008
Dengan Nilai : 77,95 (B-) *By*

Panitia Ujian Skripsi

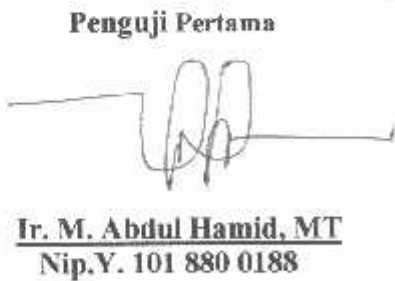
Ketua Majelis Penguji

Ir. Mochtar Asroni, MSME
Nip.Y. 101 810 0036

Sekretaris Majelis Penguji

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip.Y. 103 950 0274

Anggota Penguji

Penguji Pertama

Ir. M. Abdul Hamid, MT
Nip.Y. 101 880 0188

Penguji Kedua

Irrine Budi S, ST, MT
Nip. 132 314 400



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian Skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang Strata Satu (S-1) yang diselenggarakan pada :

Hari : Senin
Tanggal : 17 Maret 2008

Telah dilakukan perbaikan Skripsi oleh :

1. Nama : Joanico Da Costa Lemos
2. Nim : 02.12.098
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK FILTER UNTUK MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION* (VTHD) PADA GARDU TRAFU TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI PT PLN (PERSERO) API MALANG

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	ket
1.	Abstrak disempurnakan	
2.	Alogaritma dirinci dengan jelas sesuai dengan flowchart	
3.	Tabel tidak boleh terpisah, diperbaiki penulisan tabel, gambar, grafik.	
4.	Kesimpulan disesuaikan dengan tujuan	
5.	Daftar pustaka disempurnakan	
6.	Gambar pemasangan filter tidak jelas	
7.	Penjelasan statik load itu apa	
8.	Berapa nilai $Z = 4\%$ dari parameter trafo hal 83 ?	
9.	Apa arti PF	
10.	Kenapa generator tidak ada pembangkitan tetapi punya PF	
11.	Kenapa referensi bus/swing bus Pf nya 83,2 dan lagging? Lagging terhadap apa	
12.	Bagaimana penentuan lokasi dan kapasitas filter.	
13.	Bagaimana filter pasif single tune mampu mereduksi harmonisa pada orde terendah sesuai dengan jawaban saudara?	

Anggota Penguji

Penguji Kedua

Irrine Budi S, ST. MT
Nip. 132 314 400

Dosen Pembimbing

Pembimbing Utama

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Nip.Y. 101 880 0189

Pembimbing Kedua

Ir. H. Choirul Saleh, MT
Nip.P. 101 880 0190



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : JOANICO DA COSTA LEMOS
Nim : 02.12.098
Masa Bimbingan : 16 Januari 2008 s/d 16 Juli 2008
Judul Skripsi : ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK FILTER UNTUK MEREDUKSI VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION (VTHD) PADA GARDU TRAFU TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	18-01-08	Konsultasi Bab I dan II. Revisi tata cara penulisan dan isi.	
2.	21-01-08	Acc Revisi tata cara penulisan dan isi. Bab I dan II	
3.	24-01-08	Konsultasi Bab III. Revisi Algoritma dan flowchart.	
4.	28-01-08	Acc Revisi Bab III, Algoritma dan flowchart.	
5.	31-02-08	Konsultasi Bab IV dan V. Perbaiki grafik, kesimpulan dirubah.	
6.	4-02-08	Acc Revisi grafik, kesimpulan, bab IV dan V.	
7.	15-02-08	Acc Seminar Hasil	
8.	10-03-08	Acc Ujian Skripsi	
9.			
10.			

Malang, / 2008

Dosen Pembimbing I.

(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)
NIP. Y. 101 8800 189

Form.S-4b



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : JOANICO DA COSTA LEMOS
Nim : 02.12.098
Masa Bimbingan : 16 Januari 2008 s/d 16 Juli 2008
Judul Skripsi : ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HERMONIK FILTER UNTUK MEREDUKSI VOLTAGE TOTAL HERMONIC DISTORTION (VTHD) PADA GARDU TRAF0 TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	5/02 ⁰⁸	Bab I - Latar belakang & pentingnya dengan harmonik kapas	CS.
2.		Bab II, perbaiki faktor daya transfer daya	CS.
3.			
4.	19/02 ⁰⁸	Ace Bab II.	CS.
5.		Buat Rumus.	CS.
6.	24/2 ⁰⁸	Ace kesimpulan	CS.
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang, 2008
Dosen Pembimbing II,

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

Form.S-4b



PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa :

Nama : JOANICO DA COSTA LEMOS

Nim : 02.12.098

Semester : XI (sebelas)

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bersedia / tidak bersedia *) membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

"ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK FILTER UNTUK MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION* (VTHD) PADA GARDU TRAFU TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG"

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, Januari 2008

Kami Yang Membuat Pernyataan,

(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)
NIP. Y. 101 8800 189

Catatan

Setelah disetujui agar formulir ini
Diserahkan mahasiswa yang bersangkutan
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut

*)coret yang tidak perlu

Form S-3b



PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa :

Nama : JOANICO DA COSTA LEMOS

Nim : 02.12.098

Semester : XI (sebelas)

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bersedia / tidak bersedia *) membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

"ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK FILTER UNTUK MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC DISTORTION* (VTHD) PADA GARDU TRAF0 TIANG DAYA 100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG"

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, 28 Desember 2007
Kami Yang Membuat Pernyataan,

Ir. H. Choirul Saleh, MT
NIP. P. 101 8800 190

Catatan

Setelah disetujui agar formulir ini
Diserahkan mahasiswa yang bersangkutan
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut

*)coret yang tidak perlu

Form S-3b



Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak **Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT**
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : JOANICO DA COSTA LEMOS
Nim : 02.12.098
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 (proposals terlampir) :

**"ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK
FILTER UNTUK MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC
DISTORTION* (VTHD) PADA GARDU TRAFU TIANG DAYA
100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER
STATION* DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG"**

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, 28 Desember 2007

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Hormat kami,

JOANICO DA COSTA L.
02.12.098

*) coret yang tidak perlu



Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak Ir. H. Choirul Saleh, MT
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : JOANICO DA COSTA LEMOS
Nim : 02.12.098
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 (proposals terlampir) :

**"ANALISA KOMPENSASI PEMASANGAN HARMONIK
FILTER UNTUK MEREDUKSI *VOLTAGE TOTAL HARMONIC
DISTORTION* (VTHD) PADA GARDU TRAFU TIANG DAYA
100 kVA MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER
STATION* DI PT PLN (PERSERO) APJ MALANG"**

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, 28 Desember 2007

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1


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

Hormat kami,


JOANICO DACOSTA L.
02.12.098

*) coret yang tidak perlu



LEMBAR PERSETUJUAN JUDUL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S - 1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

1.	Nama Mahasiswa : JOANICO DA COSTA LEMOS	Nim : 02.12.098
2.	Waktu Pengajuan	Tanggal : 13. Bulan : Desember Tahun : 2007
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang) **)	
	☒ a. Sistem Tenaga Elektrik	☐ e. Elektronika & Komponen
	☐ b. Energi & Konversi Energi	☐ f. Elektronika Digital & Komputer
	☐ c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	☐ g. Elektronika Komunikasi
	☐ d. Sistem Kendali Industri	☐ h. Lainnya.....
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen*) <i>Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT</i>	Ketua Jurusan <i>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</i> NIP.P. 1039500274
5.	Judul yang diajukan Mahasiswa :	Analisa Kompensasi Pemasangan Harmonik Filter Untuk Mereduksi <i>Voltage Total Harmonic Distortion (VTHD)</i> Pada Gardu Trafo Tiang Daya 100 kVA Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> Di PT PLN (PERSERO) API MALANG
6.	Perubahan judul yang disetujui Dosen sesuai materi bidang ilmu	
	Catatan :	
7.	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Dosen materi bidang ilmu	Disetujui 18-12-2007 Dosen <i>Ir. Yusuf Ismail N, MT</i>

Perhatian :

1. Formulir pengajuan ini harap dikembalikan kepada jurusan paling lambat satu minggu setelah disetujui kelompok Dosen keahlian dengan dilampirkan proposal skripsi beserta persyaratan skripsi sesuai form S-1
2. Keterangan : *) Coret yang tidak perlu
**) Dilingkari a, b, c, ...atau g sesuai bidang keahlian

Form S-2

PT. PLN (PERSERO)

DISTRIBUSI JAWA TIMUR

AREA PELAYANAN & JARINGAN MALANG



Certificate No.: **QSC**
00475

Pos : 0341 - 326034 (Hunting)
211

Facsimile : 0341 - 362046

Nomor : **B20** /330/APJ-MLG/2007
Surat Sdr.No : ITN-255/III-TA-2/2007
Lampiran : -
Perihal : Survey

Malang, 9 Nopember 2007

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

Dengan Hormat,

Menindaklanjuti surat saudara No ITN-1477/VII-PKN-2/2/2007 Tanggal 16 Agustus 2007 perihal tersebut di atas, maka dengan ini kami beritahukan bahwa pada prinsipnya kami tidak keberatan / mengizinkan mahasiswa saudara atas nama :

Joanico Da Costa L.

Nim : 02.12.098

Untuk melaksanakan Survey di PT. PLN (Persero) Area Pelayanan dan Jaringan Malang mulai tanggal 12 Nopember 2007 sampai dengan 12 Desember 2007 dengan catatan PLN hanya memberikan data yang **TIDAK BERSIFAT RAHASIA**.

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

Demikian agar menjadikan maklum.



SHODIQ, SH. ST. M. K.

Tembusan:

1. Manajer UPJ, UJ & UP Terkait
2. Supervisor Terkait

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl Bunul?Ngujil (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case LF

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design
Load Diversity Factor: None

	Swing	Generator	Load	Total				
Number of Buses:	1	0	26	27				
Number of Branches:	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total	
	1	0	0	18	0	7	26	

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

Precision of Solution: 0.000100

System Frequency: 50.00
Unit System: Metric

Project Filename: JOANICO_DACOSTA
Output Filename: C:\Documents and Settings\Administrator\My Documents\NICO\Untitled.lfi

BUS Input Data													
		Bus		Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
	ID	Type	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
Bus 1		Swing	0.480	100.0	0.0								
Bus 2		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 3		Load	0.380	100.0	0.0			0.002	0.001	0.002	0.001		
Bus 4		Load	0.380	100.0	0.0			0.001	0.001	0.001	0.001		
Bus 5		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 6		Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.002		
Bus 7		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 8		Load	0.380	100.0	0.0			0.010	0.006	0.008	0.003		
Bus 9		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 10		Load	0.380	100.0	0.0			0.010	0.006	0.008	0.005		
Bus 11		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 12		Load	0.380	100.0	0.0			0.007	0.004	0.005	0.003		
Bus 13		Load	0.380	100.0	0.0			0.006	0.004	0.004	0.003		
Bus 14		Load	0.380	100.0	0.0			0.004	0.003	0.003	0.002		
Bus 15		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 16		Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.002		
Bus 17		Load	0.380	100.0	0.0			0.009	0.006	0.007	0.004		
Bus 18		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 19		Load	0.380	100.0	0.0			0.006	0.004	0.004	0.003		
Bus 20		Load	0.380	100.0	0.0			0.009	0.005	0.006	0.004		
Bus 21		Load	0.380	100.0	0.0								
Bus 22		Load	0.380	100.0	0.0			0.005	0.003	0.004	0.002		
Bus 23		Load	0.380	100.0	0.0			0.010	0.006	0.007	0.005		
Bus 24		Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.001		
Bus 25		Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.002		
Bus 26		Load	0.380	100.0	0.0			0.002	0.001	0.002	0.001		
Bus 27		Load	0.380	100.0	0.0			0.004	0.003	0.003	0.002		
Total Number of Buses: 27						0.000	0.000	0.100	0.062	0.074	0.046		

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul?Nguil (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case LP

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable ID	Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							
	Library	Size	Length(ft.)	n/Phase	T (°C)	R	X	Y
Cable_01	IMCUN3	70	35.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_02	IMCUN3	70	40.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_03	IMCUN3	70	57.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_04	IMCUN3	70	109.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_05	IMCUN1	70	168.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174
Cable_06	IMCUN3	70	203.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_07	IMCUN3	70	237.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_08	IMCUN1	70	286.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174
Cable_09	IMCUN3	70	307.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_10	IMCUN3	70	181.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_11	IMCUN3	70	227.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_12	IMCUN3	70	263.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_13	IMCUN3	70	297.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_14	IMCUN3	70	55.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_15	IMCUN3	70	354.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_16	IMCUN3	70	60.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_17	IMCUN3	70	420.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307
Cable_18	IMCUN3	70	62.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

Transformer ID	Rating				Z Variation				% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim	Sec.	% Z	Type	Angle
	0.100	0.480	0.380	2.600	1.9	0	0	0	0	0	2.6000	Std Pos Seq.	0.0

BRANCH CONNECTIONS

CKT/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAh			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus_1	Bus_2	1201.03	2305.98	2600.00	
Cable_01	Cable	Bus_2	Bus_3	790.63	181.79	811.26	0.0000007
Cable_02	Cable	Bus_2	Bus_4	903.58	207.76	927.15	0.0000008
Cable_03	Cable	Bus_5	Bus_6	1287.60	296.05	1321.19	0.0000011
Cable_04	Cable	Bus_7	Bus_8	2462.25	566.14	2526.49	0.0000021
Cable_05	Cable	Bus_9	Bus_10	3795.02	1244.88	3993.98	0.0000053
Cable_06	Cable	Bus_11	Bus_24	4585.65	1054.36	4705.30	0.0000038
Cable_07	Cable	Bus_11	Bus_25	5353.69	1230.96	5493.38	0.0000045
Cable_08	Cable	Bus_11	Bus_26	6460.57	2119.25	6799.28	0.0000090
Cable_09	Cable	Bus_11	Bus_27	6934.95	1594.53	7115.90	0.0000058
Cable_10	Cable	Bus_2	Bus_12	4088.68	940.10	4195.37	0.0000034
Cable_11	Cable	Bus_2	Bus_13	5127.80	1179.02	5261.59	0.0000043
Cable_12	Cable	Bus_2	Bus_14	5941.01	1366.00	6096.03	0.0000050
Cable_13	Cable	Bus_15	Bus_16	6709.05	1542.59	6884.11	0.0000056
Cable_14	Cable	Bus_15	Bus_17	1242.42	285.66	1274.84	0.0000010
Cable_15	Cable	Bus_18	Bus_19	7996.65	1838.64	8205.31	0.0000067
Cable_16	Cable	Bus_18	Bus_20	1355.36	311.63	1390.73	0.0000011
Cable_17	Cable	Bus_21	Bus_22	9487.55	2181.44	9735.11	0.0000079
Cable_18	Cable	Bus_21	Bus_23	1400.54	322.02	1437.09	0.0000012
Fuse03	Tie Fuse	Bus_2	Bus_5				
Fuse04	Tie Fuse	Bus_5	Bus_7				
Fuse05	Tie Fuse	Bus_7	Bus_9				
Fuse06	Tie Fuse	Bus_9	Bus_11				
Fuse_13	Tie Fuse	Bus_2	Bus_15				
Fuse_15	Tie Fuse	Bus_2	Bus_18				
Fuse_17	Tie Fuse	Bus_2	Bus_21				

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul?Ngujil (puskopat)
Contract: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case LF

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

EQUIPMENT CABLE Input Data

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

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
ID		kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Ang	%PF	% Tap	
1		0.480	100.000	0.0	0.17	0.11	0	0	0	0	Bus_2	0.17	0.11	248	83.6		
2		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_3	0.00	0.00	7	85.0		
											Bus_4	0.00	0.00	4	85.0		
											Bus_12	0.01	0.01	22	85.1		
											Bus_13	0.01	0.01	18	85.1		
											Bus_14	0.01	0.00	14	85.1		
											Bus_1	-0.17	-0.10	313	85.1		
											Bus_5	0.06	0.04	115	85.1		
											Bus_15	0.02	0.01	38	85.1		
											Bus_18	0.02	0.01	45	85.1		
											Bus_21	0.02	0.02	46	85.1		
		0.380	95.312	-1.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	7	85.0		
		0.380	95.323	-1.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	4	85.0		
		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_6	0.01	0.00	10	85.0		
											Bus_2	-0.06	-0.04	115	85.1		
											Bus_7	0.06	0.03	105	85.1		
		0.380	95.265	-1.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_5	-0.01	0.00	10	85.0		
		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_8	0.02	0.01	32	85.1		
											Bus_5	-0.06	-0.03	105	85.1		
											Bus_9	0.04	0.02	72	85.1		
		0.380	94.831	-1.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_7	-0.02	-0.01	32	85.0		
		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_10	0.02	0.01	32	85.1		
											Bus_7	-0.04	-0.02	72	85.1		
											Bus_11	0.02	0.01	40	85.1		
		0.380	94.529	-1.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_9	-0.02	-0.01	32	85.0		
		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_24	0.01	0.00	9	85.1		
											Bus_25	0.01	0.00	10	85.1		
											Bus_26	0.00	0.00	7	85.1		
											Bus_27	0.01	0.00	13	85.1		
											Bus_9	-0.02	-0.01	40	85.1		
		0.380	94.759	-1.5	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	22	85.0		
		0.380	94.732	-1.4	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	18	85.0		
		0.380	94.814	-1.5	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	0.00	14	85.0		
		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_16	0.01	0.00	10	85.1		
											Bus_17	0.02	0.01	28	85.0		
											Bus_2	-0.02	-0.01	38	85.1		
		0.380	94.906	-1.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_15	-0.01	0.00	10	85.0		
		0.380	95.126	-1.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_15	-0.02	-0.01	28	85.0		
		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_19	0.01	0.01	17	85.2		
											Bus_20	0.01	0.01	27	85.0		
											Bus_2	-0.02	-0.01	45	85.1		
		0.380	94.434	-1.4	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_18	-0.01	-0.01	17	85.0		
		0.380	95.114	-1.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_18	-0.01	-0.01	27	85.0		
		0.380	95.350	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus_22	0.01	0.00	15	85.2		
											Bus_23	0.02	0.01	31	85.1		
											Bus_2	-0.02	-0.02	46	85.1		
		0.380	94.435	-1.4	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_21	-0.01	0.00	15	85.0		
		0.380	95.072	-1.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_21	-0.02	-0.01	31	85.0		
		0.380	95.074	-1.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	9	85.0		
		0.380	94.996	-1.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	10	85.0		
		0.380	95.023	-1.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	0.00	0.00	7	85.0		
		0.380	94.765	-1.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	13	85.0		

ies a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
tes a bus 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		
Bus_1		0.480		0.173	0.113	0.207	83.6	248.40	
Bus_2		0.380		0.168	0.103	0.197	85.1	313.77	
Bus_3		0.380		0.002	0.001	0.002	85.0	3.34	
Bus_4		0.380		0.001	0.001	0.001	85.0	1.90	
Bus_5		0.380		0.062	0.038	0.073	85.1	115.96	
Bus_6		0.380		0.002	0.001	0.003	85.0	4.18	
Bus_7		0.380		0.056	0.035	0.066	85.1	105.60	
Bus_8		0.380		0.017	0.011	0.021	85.0	32.98	
Bus_9		0.380		0.039	0.024	0.046	85.1	72.63	
Bus_10		0.380		0.017	0.011	0.020	85.0	32.14	
Bus_11		0.380		0.022	0.013	0.025	85.1	40.49	
Bus_12		0.380		0.012	0.007	0.014	85.0	22.62	
Bus_13		0.380		0.010	0.006	0.012	85.0	18.85	
Bus_14		0.380		0.007	0.005	0.009	85.0	14.13	
Bus_15		0.380		0.021	0.013	0.024	85.1	38.61	
Bus_16		0.380		0.002	0.001	0.003	85.0	4.16	
Bus_17		0.380		0.015	0.009	0.018	85.0	28.25	
Bus_18		0.380		0.024	0.015	0.028	85.1	45.22	
Bus_19		0.380		0.009	0.006	0.011	85.0	17.92	
Bus_20		0.380		0.015	0.009	0.017	85.0	27.31	
Bus_21		0.380		0.025	0.015	0.029	85.1	46.16	
Bus_22		0.380		0.008	0.005	0.009	85.0	15.09	
Bus_23		0.380		0.017	0.010	0.019	85.0	31.08	
Bus_24		0.380		0.002	0.001	0.002	85.0	3.79	
Bus_25		0.380		0.002	0.001	0.003	85.0	4.17	
Bus_26		0.380		0.002	0.001	0.002	85.0	3.03	
Bus_27		0.380		0.003	0.002	0.003	85.0	5.29	

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor		Transformer	
		Ampacity			
		Loading			
		Capability			
		Loading (input)	Loading (output)		
ID					
Type					
(Amp)					
Amp					
%					
(MVA)					
MVA					
%					
MVA					
%					
* T1	Transformer	0.100	0.207	206.5	0.197 196.9
* 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
		MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	% Drop in Vmag
T1		0.173	0.113	-0.168	-0.103	5.1	9.8	100.0	95.4	4.65
Cable_01		0.004	0.002	-0.004	-0.002	0.0	0.0	95.4	95.3	0.04
Cable_02		0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	95.4	95.3	0.03
Cable_10		0.012	0.007	-0.012	-0.007	0.1	0.0	95.4	94.8	0.59
Cable_11		0.010	0.006	-0.010	-0.006	0.1	0.0	95.4	94.7	0.62
Cable_12		0.008	0.005	-0.007	-0.005	0.1	0.0	95.4	94.8	0.54
Cable_03		0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	95.4	95.3	0.09
Cable_04		0.018	0.011	-0.017	-0.011	0.1	0.0	95.4	94.8	0.52
Cable_05		0.017	0.011	-0.017	-0.011	0.2	0.1	95.4	94.5	0.82
Cable_06		0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	95.4	95.1	0.28
Cable_07		0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	95.4	95.0	0.35

Project: POWER QUALITY ANALYSIS	ETAP PowerStation						Page: 1		
Location: Jl.Bunul?Ngujil (puskopat)	4 0 0 C						Date: 02-08-2008		
Contract: Nopember 2007	Study Case LF						SN: KLGCONSULT		
Engineer: SSTE Lab. Crew							Revision: Base		
Filename: JOANICO_DACOSTA							Config.: Normal		
Cable_08	0.004	0.002	-0.004	-0.002	0.0	0.0	95.4	95.0	0.33
Cable_09	0.007	0.004	-0.007	-0.004	0.1	0.0	95.4	94.8	0.58
Cable_13	0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	95.4	94.9	0.44
Cable_14	0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	95.4	95.1	0.22
Cable_15	0.010	0.006	-0.009	-0.006	0.1	0.0	95.4	94.4	0.92
Cable_16	0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	95.4	95.1	0.24
Cable_17	0.008	0.005	-0.008	-0.005	0.1	0.0	95.4	94.4	0.92
Cable_18	0.017	0.010	-0.017	-0.010	0.1	0.0	95.4	95.1	0.28
					6.1	10.0			

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

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

Alert Summary Report

% Alert Settings

Loading
Marginal

Critical

Bus

Cable

Reactor

Generator

Transformer

Protective Device

Bus Voltage

OverVoltage

105.0

102.0

UnderVoltage

97.0

97.0

Generator Excitation

OverExcited (Q Max.)

UnderExcited (Q Min.)

ID	Device Type	Critical		Report	%Mag.	Condition
		Rating	Unit	Calculated		
Bus_10	Bus	0.380	kV	0.359	94.5	UnderVoltage
Bus_12	Bus	0.380	kV	0.360	94.8	UnderVoltage
Bus_13	Bus	0.380	kV	0.360	94.7	UnderVoltage
Bus_14	Bus	0.380	kV	0.360	94.8	UnderVoltage
Bus_16	Bus	0.380	kV	0.361	94.9	UnderVoltage
Bus_19	Bus	0.380	kV	0.359	94.4	UnderVoltage
Bus_22	Bus	0.380	kV	0.359	94.4	UnderVoltage
Bus_25	Bus	0.380	kV	0.361	95.0	UnderVoltage
Bus_27	Bus	0.380	kV	0.360	94.8	UnderVoltage
Bus_8	Bus	0.380	kV	0.360	94.8	UnderVoltage

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	0.173	0.113	0.207	83.62 Lagging
Generators	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	0.173	0.113	0.207	83.62 Lagging
Total Motor Load:	0.076	0.047	0.090	85.00 Lagging
Total Static Load:	0.067	0.041		
Apparent Losses:	0.029	0.024		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 2

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl. Bunul?Ngujil (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case:LF

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design
Load Diversity Factor: None

Number of Buses:	Swing 1	Generator 0	Load 26	Total 27						
Number of Branches:	XFMR2	1	XFMR3	0	Reactor	0	Line/Cable	18	Impedance0	Tie PD
7	Total	26								

Method of Solution: Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.000100
System Frequency: 50.00
Unit System: Metric
Project Filename: JOANICO_DACOSTA
Output Filename: C:\Documents and Settings\Administrator\My Documents\NICO\Untitled.lft

BUS Input Data													
Bus		Initial Voltage			Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits		
ID	Type	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.	
us_1	Swing	0.480	100.0	0.0									
us_2	Load	0.380	100.0	0.0					0.000	-0.084			
us_3	Load	0.380	100.0	0.0			0.002	0.001	0.002	0.001			
us_4	Load	0.380	100.0	0.0			0.001	0.001	0.001	0.001			
us_5	Load	0.380	100.0	0.0									
us_6	Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.002			
us_7	Load	0.380	100.0	0.0									
us_8	Load	0.380	100.0	0.0			0.010	0.006	0.003	0.003			
us_9	Load	0.380	100.0	0.0									
us_10	Load	0.380	100.0	0.0			0.010	0.006	0.003	0.003			
us_11	Load	0.380	100.0	0.0									
us_12	Load	0.380	100.0	0.0			0.007	0.004	0.005	0.003			
us_13	Load	0.380	100.0	0.0			0.006	0.004	0.004	0.003			
us_14	Load	0.380	100.0	0.0			0.004	0.003	0.003	0.002			
us_15	Load	0.380	100.0	0.0									
us_16	Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.002			
us_17	Load	0.380	100.0	0.0			0.009	0.006	0.007	0.004			
us_18	Load	0.380	100.0	0.0									
us_19	Load	0.380	100.0	0.0			0.006	0.004	0.004	0.003			
us_20	Load	0.380	100.0	0.0			0.009	0.005	0.006	0.004			
us_21	Load	0.380	100.0	0.0									
us_22	Load	0.380	100.0	0.0			0.005	0.003	0.004	0.002			
us_23	Load	0.380	100.0	0.0			0.010	0.006	0.007	0.003			
us_24	Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.001			
us_25	Load	0.380	100.0	0.0			0.003	0.002	0.002	0.002			
us_26	Load	0.380	100.0	0.0			0.002	0.001	0.002	0.001			
us_27	Load	0.380	100.0	0.0			0.004	0.003	0.003	0.002			
Total Number of Buses: 27					0.000	0.000	0.100	0.062	0.074	-0.038			

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 (°C)	R	X	Y	
Cable_01	IMCUN3	70	35.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_02	IMCUN3	70	40.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_03	IMCUN3	70	57.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_04	IMCUN3	70	109.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_05	IMCUN1	70	168.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174	
Cable_06	IMCUN3	70	203.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_07	IMCUN3	70	237.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_08	IMCUN1	70	286.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174	
Cable_09	IMCUN3	70	307.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_10	IMCUN3	70	181.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_11	IMCUN3	70	227.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_12	IMCUN3	70	263.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_13	IMCUN3	70	297.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_14	IMCUN3	70	55.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_15	IMCUN3	70	354.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_16	IMCUN3	70	60.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_17	IMCUN3	70	420.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	
Cable_18	IMCUN3	70	62.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

Transformer ID	MVA	Prim. kV	Rating Sec. kV	% Z	Z Variation				% Tap Setting Prim.	Adjusted % Z	Phase Shift	
					X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.			Type	Angle
T1	0.100	0.480	0.380	2.600	1.9	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	0.0

BRANCH CONNECTIONS

Circuit/branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus_1	Bus_2	1201.03	2305.98	2600.00	
Cable_01	Cable	Bus_2	Bus_3	790.63	181.79	811.26	0.0000007
Cable_02	Cable	Bus_2	Bus_4	903.58	207.76	927.15	0.0000008
Cable_03	Cable	Bus_5	Bus_6	1287.60	296.05	1321.19	0.0000011
Cable_04	Cable	Bus_7	Bus_8	2462.25	566.14	2526.49	0.0000021
Cable_05	Cable	Bus_9	Bus_10	3795.02	1244.88	3993.98	0.0000053
Cable_06	Cable	Bus_11	Bus_24	4585.65	1054.36	4705.30	0.0000038
Cable_07	Cable	Bus_11	Bus_25	5353.69	1230.96	5493.38	0.0000045
Cable_08	Cable	Bus_11	Bus_26	6460.57	2119.25	6799.28	0.0000090
Cable_09	Cable	Bus_11	Bus_27	6934.95	1594.53	7115.90	0.0000058
Cable_10	Cable	Bus_2	Bus_12	4088.68	940.10	4195.37	0.0000034
Cable_11	Cable	Bus_2	Bus_13	5127.80	1179.02	5261.59	0.0000043
Cable_12	Cable	Bus_2	Bus_14	5941.01	1366.00	6096.03	0.0000050
Cable_13	Cable	Bus_15	Bus_16	6709.05	1542.59	6884.11	0.0000056
Cable_14	Cable	Bus_15	Bus_17	1242.42	285.66	1274.84	0.0000010
Cable_15	Cable	Bus_18	Bus_19	7996.65	1838.64	8205.31	0.0000067
Cable_16	Cable	Bus_18	Bus_20	1355.56	311.63	1390.73	0.0000011
Cable_17	Cable	Bus_21	Bus_22	9487.55	2181.44	9735.11	0.0000079
Cable_18	Cable	Bus_21	Bus_23	1400.54	322.02	1437.09	0.0000012
Fuse03	Tie Fuse	Bus_2	Bus_5				
Fuse04	Tie Fuse	Bus_5	Bus_7				
Fuse05	Tie Fuse	Bus_7	Bus_9				
Fuse06	Tie Fuse	Bus_9	Bus_11				
Fuse_13	Tie Fuse	Bus_2	Bus_15				
Fuse_15	Tie Fuse	Bus_2	Bus_18				
Fuse_17	Tie Fuse	Bus_2	Bus_21				

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bund?Ngujil (puskoput)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTF Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4 C 6C
Study Case LF

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

EQUIPMENT CABLE Input Data

ID	Equipment Cable	ID	Equipment	Type	Library	ohms / 1000 m per Conductor	O/L
#pt	F1 *	C2	R	X	Y	R (ohm) Heater	Size L(ft)

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR %Tap
	kV	%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Mvar		MW	Mvar	Amp.	%PF	
1	0.480	100.000	0.0	0.17	0.03	0	0	0	0	Bus_2	0.17	0.03	213	98.3	
2	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0.00	-0.08	Bus_3	0.00	0.00	7	85.0	
										Bus_4	0.00	0.00	4	85.0	
										Bus_12	0.01	0.01	22	85.1	
										Bus_13	0.01	0.01	18	85.1	
										Bus_14	0.01	0.00	14	85.1	
										Bus_1	-0.17	-0.03	269	98.9	
										Bus_5	0.06	0.04	115	85.1	
										Bus_15	0.02	0.01	38	85.1	
										Bus_18	0.02	0.02	45	85.1	
										Bus_21	0.03	0.02	45	85.1	
3	0.380	97.184	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	7	85.0	
4	0.380	97.193	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	4	85.0	
5	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_6	0.01	0.00	10	85.0	
										Bus_2	-0.06	-0.04	115	85.1	
										Bus_7	0.06	0.04	105	85.1	
6	0.380	97.137	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_5	-0.01	0.00	10	85.0	
7	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_8	0.02	0.01	32	85.1	
										Bus_5	-0.06	-0.04	105	85.1	
										Bus_9	0.04	0.02	72	85.1	
8	0.380	96.704	-2.0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_7	-0.02	-0.01	32	85.0	
9	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_10	0.02	0.01	32	85.1	
										Bus_7	-0.04	-0.02	72	85.1	
										Bus_11	0.02	0.01	40	85.1	
0	0.380	96.403	-2.0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_9	-0.02	-0.01	32	85.0	
1	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_24	0.01	0.00	9	85.1	
										Bus_25	0.01	0.00	10	85.1	
										Bus_26	0.00	0.00	7	85.1	
										Bus_27	0.01	0.00	13	85.1	
										Bus_9	-0.02	-0.01	40	85.1	
2	0.380	96.633	-2.0	0	0	0.01	0.00	0.01	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	22	85.0	
3	0.380	96.606	-2.0	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	18	85.0	
4	0.380	96.687	-2.0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	0.00	14	85.0	
5	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_16	0.01	0.00	10	85.1	
										Bus_17	0.02	0.01	28	85.0	
										Bus_2	-0.02	-0.01	38	85.1	
6	0.380	96.779	-2.0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_15	-0.01	0.00	10	85.0	
7	0.380	96.998	-2.1	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_15	-0.02	-0.01	28	85.0	
8	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_19	0.01	0.01	17	85.2	
										Bus_20	0.01	0.01	27	85.0	
										Bus_2	-0.02	-0.02	45	85.1	
9	0.380	96.309	-2.0	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_18	-0.01	-0.01	17	85.0	
0	0.380	96.986	-2.1	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_18	-0.01	-0.01	27	85.0	
	0.380	97.222	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus_22	0.01	0.01	15	85.2	
										Bus_23	0.02	0.01	30	85.1	
										Bus_2	-0.03	-0.02	45	85.1	
	0.380	96.310	-2.0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_21	-0.01	-0.01	15	85.0	
	0.380	96.944	-2.1	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_21	-0.02	-0.01	30	85.0	
	0.380	96.947	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	9	85.0	
	0.380	96.868	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	10	85.0	
	0.380	96.895	-2.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	0.00	0.00	7	85.0	
	0.380	96.639	-2.0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	13	85.0	

ates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
ates a bus 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		
	Bus_1	0.480		0.174	0.033	0.177	98.3	213.01	
	Bus_2	0.380		0.170	0.105	0.200	85.1	312.67	
	Bus_3	0.380		0.002	0.001	0.002	85.0	3.10	
	Bus_4	0.380		0.001	0.001	0.001	85.0	1.94	
	Bus_5	0.380		0.063	0.039	0.074	85.1	115.33	
	Bus_6	0.380		0.002	0.001	0.003	85.0	4.26	
	Bus_7	0.380		0.057	0.035	0.067	85.1	105.22	
	Bus_8	0.380		0.018	0.011	0.021	85.0	32.86	
	Bus_9	0.380		0.039	0.024	0.046	85.1	72.36	
	Bus_10	0.380		0.017	0.011	0.020	85.0	32.02	
	Bus_11	0.380		0.022	0.014	0.026	85.1	40.34	
	Bus_12	0.380		0.012	0.008	0.014	85.0	22.53	
	Bus_13	0.380		0.010	0.006	0.012	85.0	18.78	
	Bus_14	0.380		0.008	0.005	0.009	85.0	14.08	
	Bus_15	0.380		0.021	0.013	0.025	85.1	38.47	
	Bus_16	0.380		0.002	0.001	0.003	85.0	4.25	
	Bus_17	0.380		0.015	0.009	0.018	85.0	28.15	
	Bus_18	0.380		0.025	0.015	0.029	85.1	45.05	
	Bus_19	0.380		0.010	0.006	0.011	85.0	17.85	
	Bus_20	0.380		0.015	0.009	0.017	85.0	27.21	
	Bus_21	0.380		0.025	0.015	0.029	85.1	45.99	
	Bus_22	0.380		0.008	0.005	0.010	85.0	15.03	
	Bus_23	0.380		0.017	0.010	0.020	85.0	30.97	
	Bus_24	0.380		0.002	0.001	0.002	85.0	3.87	
	Bus_25	0.380		0.002	0.001	0.003	85.0	4.25	
	Bus_26	0.380		0.002	0.001	0.002	85.0	3.09	
	Bus_27	0.380		0.003	0.002	0.003	85.0	5.40	

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor		Transformer	
		Ampacity	Load ng		
		Capability	Loading (input) Loading (output)		
ID	Type				
(Amp)					
Amp					
%					
(MVA)					
MVA					
%					
MVA					
%					
* T1	Transformer			0.100	0.177
				177.1	0.172
					172.2
* 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
ID		MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	% Drop in Vmag
T1		0.174	0.033	-0.170	-0.026	3.8	7.2	100.0	97.2	2.78
Cable_01		0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	97.2	97.2	0.04
Cable_02		0.003	0.002	-0.003	-0.002	0.0	0.0	97.2	97.2	0.03
Cable_10		0.012	0.008	-0.012	-0.008	0.1	0.0	97.2	96.6	0.59
Cable_11		0.010	0.006	-0.010	-0.006	0.1	0.0	97.2	96.6	0.62
Cable_12		0.008	0.005	-0.008	-0.005	0.1	0.0	97.2	96.7	0.53
Cable_03		0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	97.2	97.1	0.08
Cable_04		0.018	0.011	-0.018	-0.011	0.1	0.0	97.2	96.7	0.52
Cable_05		0.017	0.011	-0.017	-0.011	0.2	0.1	97.2	96.4	0.82
Cable_06		0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	97.2	96.9	0.28
Cable_07		0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	97.2	96.9	0.35
Cable_08		0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	97.2	96.9	0.33
Cable_09		0.007	0.004	-0.007	-0.004	0.1	0.0	97.2	96.6	0.58
Cable_13		0.006	0.003	-0.006	-0.003	0.0	0.0	97.2	96.8	0.44

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul?Ngajil (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case:LF

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Cable_14	0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	97.2	97.0	0.22
Cable_15	0.010	0.006	-0.010	-0.006	0.1	0.0	97.2	96.3	0.91
Cable_16	0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	97.2	97.0	0.24
Cable_17	0.008	0.005	-0.008	-0.005	0.1	0.0	97.2	96.3	0.91
Cable_18	0.017	0.010	-0.017	-0.010	0.1	0.0	97.2	96.9	0.28
					4.8	7.4			

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

Equipment Cable ID	Connected Load Type	Losses kW	kvar	% Voltage Bus	Load	Vd % Drop	Vat in Vmag	% far	Motor
--------------------	---------------------	-----------	------	---------------	------	-----------	-------------	-------	-------

Alert Summary Report

% Alert Settings

Loading
Marginal

Critical

Bus
Cable
Reactor
Generator
Transformer
Protective Device

Bus Voltage

OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	97.0	97.0

Generator Excitation

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

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
----	-------------	--------	------	------------	-------	-----------

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	0.174	0.033	0.177	98.27 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	0.174	0.033	0.177	98.27 Lagging
Total Motor Load:	0.076	0.047	0.090	85.00 Lagging
Total Static Load:	0.070	-0.036		
Apparent Losses:	0.028	0.022		
System Mismatch:	0.000	0.000		
Number of Iterations:	2			

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl. Bunul7Nguji (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case IIA

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Harmonic Load Flow
Loading Category: Design

Number of Buses:	<u>Swing</u> 1	<u>Generator</u> 0	<u>Load</u> 26	<u>Total</u> 27												
Number of Branches:	<u>XFMR2</u> 1	<u>XFMR3</u> 0	<u>Reactor</u> 0	<u>Line/Cable</u> 18	<u>Impedance</u> 0	<u>Tie PD</u> 7	<u>UPS</u> 0	<u>DTSwitch</u> 0	<u>Total</u> 44							
Number of Harm. Sources:	<u>Current</u> 1	<u>Voltage</u> 0														
Number of Filters:	0															
System Frequency:	50															
Init System:	Metric															
Data Filename:	JOANICO_DACOSTA															
Output Filename:	C:\Documents and Settings\Administrator\My Documents\NICO\Untitled.har															

BUS Input Data

ID	Bus	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits		% VFD Limits	
				%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.	Total	Single
	Swing		0.480	100.0	0.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.002	0.001	0.002	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.001	0.001	0.001	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.010	0.006	0.008	0.005			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.010	0.006	0.008	0.005			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.007	0.004	0.005	0.003			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.006	0.004	0.004	0.003			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.004	0.003	0.003	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.009	0.006	0.007	0.004			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.006	0.004	0.004	0.003			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.009	0.005	0.006	0.004			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.005	0.003	0.004	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.010	0.006	0.007	0.005			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.002	0.001	0.002	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.004	0.003	0.003	0.002			2.50	1.50
number of Buses: 27						0.000	0.000	0.100	0.062	0.074	0.046				

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul'Ngajil (puskopar)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case HA

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KJGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

CABLE Input Data

Cable ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor					
						R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable_01	IMCUN3	70	35.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_02	IMCUN3	70	40.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_03	IMCUN3	70	57.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_04	IMCUN3	70	109.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_05	IMCUN1	70	168.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174	1.030077	0.260000	
Cable_06	IMCUN3	70	203.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_07	IMCUN3	70	237.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_08	IMCUN1	70	286.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174	1.030077	0.260000	
Cable_09	IMCUN3	70	307.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_10	IMCUN3	70	181.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_11	IMCUN3	70	227.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_12	IMCUN3	70	263.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_13	IMCUN3	70	297.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_14	IMCUN3	70	55.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_15	IMCUN3	70	354.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_16	IMCUN3	70	60.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_17	IMCUN3	70	420.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	
Cable_18	IMCUN3	70	62.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000	

Cable resistances are listed at the specified temperatures.

TRANSMISSION LINE Input Data

Line ID	Library	Size	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
---------	---------	------	---------	--------	----	----	----	----	----	----

Line resistances are listed at the specified temperatures.

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

Transformer ID	MVA	Prim. kV	Rating		% Z	X/R	Z Variation			% Tap Setting		Adjusted % Z	Phase Shift	
			Sec. kV				+ 5%	- 5%	% Tol	Prim.	Sec.		Type	Angle
	0.100	0.480	0.380		2.600	1.9	0	0	0	0	0	2.6000	Std Pos. Seq	-30.0

2-WINDING TRANSFORMER Grounding Input Data

Transformer ID	MVA	Rating Prim. kV	Sec. kV	Conn. Type	Primary		Secondary	
					Type	Amp	Type	Amp
	0.100	0.480	0.380	D/Y			Solid	

BRANCH CONNECTION

Ckt/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Positive Sequence Impedance (100 MVA Base)			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus_1	Bus_2	1201.03	2305.98	2600.00	
Cable_01	Cable	Bus_2	Bus_3	790.63	181.79	811.26	0.0000007
Cable_02	Cable	Bus_2	Bus_4	903.58	207.76	927.15	0.0000008
Cable_03	Cable	Bus_5	Bus_6	1287.60	296.05	1321.19	0.0000011
Cable_04	Cable	Bus_7	Bus_8	2462.25	566.14	2526.49	0.0000021
Cable_05	Cable	Bus_9	Bus_10	3795.02	1244.88	3993.98	0.0000033
Cable_06	Cable	Bus_11	Bus_24	4585.65	1054.36	4705.30	0.0000038
Cable_07	Cable	Bus_11	Bus_25	5353.69	1230.96	5493.38	0.0000043
Cable_08	Cable	Bus_11	Bus_26	6460.57	2119.25	6799.28	0.0000050
Cable_09	Cable	Bus_11	Bus_27	6934.95	1594.53	7115.90	0.0000058

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul'Ngunil (puskopat)
Contract: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case:HA

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

Cable_10	Cable	Bus_2	Bus_12	4088.68	940.10	4195.37	0.0000034
Cable_11	Cable	Bus_2	Bus_13	5127.80	1179.02	5261.59	0.0000043
Cable_12	Cable	Bus_2	Bus_14	5941.01	1366.00	6096.03	0.0000050
Cable_13	Cable	Bus_15	Bus_16	6709.06	1542.59	6884.11	0.0000056
Cable_14	Cable	Bus_15	Bus_17	1242.42	285.66	1274.84	0.0000010
Cable_15	Cable	Bus_18	Bus_19	7996.65	1838.64	8205.31	0.0000067
Cable_16	Cable	Bus_18	Bus_20	1355.36	311.63	1390.73	0.0000011
Cable_17	Cable	Bus_21	Bus_22	9487.55	2181.44	9735.11	0.0000079
Cable_18	Cable	Bus_21	Bus_23	1400.54	322.02	1437.09	0.0000012
Fuse03	Tie PD	Bus_2	Bus_5				
Fuse04	Tie PD	Bus_5	Bus_7				
Fuse05	Tie PD	Bus_7	Bus_9				
Fuse06	Tie PD	Bus_9	Bus_11				
Fuse_13	Tie PD	Bus_2	Bus_15				
Fuse_15	Tie PD	Bus_2	Bus_18				
Fuse_17	Tie PD	Bus_2	Bus_21				

MACHINE Input Data

Machine ID	Connected Bus		Rating (Base)			% Negative Seq. Imp.			Grounding			% Zero Seq. Imp.		
	Type	ID	MVA	kV	RPM	X/R	R	X2	Conn.	Type	Amp	X/R	R0	X0
	Uty.	Bus_1	1.776	0.480		5.00	19.612	98.06	Wye	Solid		5.00	19.582	97.91

HARMONIC LIBRARY

Devices		Current										Harmonic					Source in %		
Manufacturer	Model	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73	
Typical-IEEE	XFMR Magnet	0	50.00	0	20.00	0	5.00	0	2.600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

HARMONIC SOURCE

Connected Bus		Harmonic Library Information		
ID	Type	Manufacturer		Model
		Current	Typical-IEEE	
Bus_2				XFMR Magnet

FUNDAMENTAL LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
	0.480	100.000	0.0	0.17	0.11	0	0	0	0	Bus_2	0.17	0.11	248	83.63		
	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_3	0.00	0.00	7	85.13		
										Bus_4	0.00	0.00	4	85.17		
										Bus_12	0.01	0.01	22	85.13		
										Bus_13	0.01	0.01	18	85.14		
										Bus_14	0.01	0.00	14	85.13		
										Bus_1	-0.17	-0.10	313	85.11		
										Bus_5	0.06	0.04	115	85.10		
										Bus_15	0.02	0.01	38	85.08		
										Bus_18	0.02	0.01	45	85.12		
										Bus_21	0.02	0.02	46	85.10		
	0.380	95.313	-31.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	7	85.11		
	0.380	95.323	-31.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	4	85.16		
	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_6	0.01	0.00	10	85.07		
										Bus_2	-0.06	-0.04	115	85.10		
										Bus_7	0.06	0.03	105	85.10		
	0.380	95.265	-31.6	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_5	-0.01	0.00	10	85.05		
	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_8	0.02	0.01	32	85.11		
										Bus_5	-0.06	-0.03	105	85.10		
										Bus_9	0.04	0.02	72	85.11		
	0.380	94.831	-31.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_7	-0.02	-0.01	32	85.01		
	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_10	0.02	0.01	32	85.13		
										Bus_7	-0.04	-0.02	72	85.11		
										Bus_11	0.02	0.01	40	85.10		
	0.380	94.529	-31.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_9	-0.02	-0.01	32	85.01		
	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_24	0.01	0.00	9	85.07		
										Bus_25	0.01	0.00	10	85.09		
										Bus_26	0.00	0.00	7	85.11		
										Bus_27	0.01	0.00	13	85.13		

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul?Ngajit (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case:HA

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

										Bus_9	-0.02	-0.01	40	85.10
12	0.380	94.759	-31.5	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	22	85.01
13	0.380	94.733	-31.4	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	18	85.01
14	0.380	94.814	-31.5	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	0.00	14	85.01
15	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_16	0.01	0.00	10	85.13
										Bus_17	0.02	0.01	28	85.06
										Bus_2	-0.02	-0.01	38	85.08
16	0.380	94.906	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_15	-0.01	0.00	10	85.01
17	0.380	95.126	-31.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_15	-0.02	-0.01	28	85.02
18	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_19	0.01	0.01	17	85.20
										Bus_20	0.01	0.01	27	85.07
										Bus_2	-0.02	-0.01	45	85.12
19	0.380	94.434	-31.4	0	0	0.01	0.00	0.00	0.00	Bus_15	-0.01	-0.01	17	85.00
20	0.380	95.114	-31.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_18	-0.01	-0.01	27	85.02
21	0.380	95.351	-31.6	0	0	0	0	0	0	Bus_22	0.01	0.00	15	85.20
										Bus_23	0.02	0.01	31	85.05
										Bus_2	-0.02	-0.02	46	85.10
22	0.380	94.435	-31.4	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_21	-0.01	0.00	15	85.00
23	0.380	95.072	-31.5	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_21	-0.02	-0.01	31	84.99
24	0.380	95.075	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	9	84.99
25	0.380	94.996	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	10	84.99
26	0.380	95.023	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	0.00	0.00	7	84.99
27	0.380	94.766	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	13	85.00

Notes: a: voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

SYSTEM HARMONICS INFORMATION

Bus		Voltage Distortion								Current Distortion						
ID	kV	%	Fund.	RMS	%	ASUM	%	Bus	IT	THD	%	TIF	To Bus ID	Amp	Fund.	
Amp	RMS	Amp	ASUM	%	TIF	TIF										
1	0.480	100.00	100.05	104.09	3.28	9.38		Bus_2		248.41	248.80	265.04	5.64	14.58	3628.04	
2	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94		Bus_3		7.53	60.69	71.18	799.39	74.24	4505.95	
								Bus_4		4.71	4.71	4.95	4.03	11.54	54.40	
								Bus_12		22.62	22.63	23.74	4.01	11.46	259.48	
								Bus_13		18.85	18.86	19.79	4.00	11.46	216.15	
								Bus_14		14.13	14.14	14.84	4.01	11.47	162.24	
								Bus_1		313.78	314.28	334.79	5.64	14.58	4582.79	
								Bus_5		115.95	135.94	196.96	61.19	127.19	17290.07	
								Bus_15		38.61	38.64	40.55	4.02	11.51	444.79	
								Bus_18		45.22	45.26	47.48	4.01	11.48	519.45	
								Bus_21		46.16	46.20	48.47	4.01	11.48	530.38	
	0.380	95.31	95.47	104.45	5.79	15.47		Bus_2		7.53	60.69	71.18	799.33	74.24	4505.95	
	0.380	95.32	95.51	105.35	6.27	15.94		Bus_2		4.71	4.71	4.95	4.03	11.54	54.41	
	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94		Bus_6		10.36	10.37	10.88	4.03	11.54	119.61	
								Bus_2		115.95	135.94	196.96	61.19	127.19	17290.07	
								Bus_7		105.60	127.44	187.06	67.56	136.46	17389.54	
	0.380	95.27	95.45	105.29	6.27	15.94		Bus_5		10.36	10.37	10.88	4.03	11.54	119.62	
	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94		Bus_8		32.98	33.00	34.63	4.01	11.48	378.75	
								Bus_5		105.60	127.44	187.06	67.56	136.46	17389.54	
								Bus_9		72.63	72.69	76.26	4.01	11.46	833.30	
	0.380	94.83	95.02	104.83	6.28	15.95		Bus_7		32.98	33.01	34.63	4.01	11.48	378.78	
	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94		Bus_10		32.14	32.16	33.74	3.99	11.43	367.66	
								Bus_7		72.63	72.69	76.26	4.01	11.46	833.30	
								Bus_11		40.49	40.52	42.52	4.02	11.49	465.66	
0	0.380	94.53	94.72	104.50	6.29	15.96		Bus_9		32.14	32.17	33.74	3.99	11.43	367.73	
1	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94		Bus_24		9.41	9.42	9.89	4.02	11.51	108.47	
								Bus_25		10.36	10.37	10.88	4.02	11.50	119.21	
								Bus_26		7.53	7.53	7.91	4.02	11.50	86.66	
								Bus_27		13.19	13.20	13.85	4.01	11.47	151.33	
								Bus_9		40.49	40.52	42.52	4.02	11.49	465.66	
2	0.380	94.76	94.95	104.75	6.28	15.95		Bus_2		22.62	22.64	23.75	4.01	11.47	259.53	
3	0.380	94.73	94.92	104.72	6.28	15.96		Bus_2		18.85	18.86	19.79	4.00	11.46	216.21	
4	0.380	94.81	95.00	104.81	6.28	15.95		Bus_2		14.13	14.15	14.84	4.01	11.47	162.30	
5	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94		Bus_16		10.36	10.37	10.88	4.01	11.49	119.07	
								Bus_17		28.25	28.27	29.67	4.03	11.52	325.72	
								Bus_2		38.61	38.64	40.55	4.02	11.51	444.79	
	0.380	94.91	95.09	104.90	6.28	15.95		Bus_15		10.36	10.37	10.88	4.01	11.49	119.15	
	0.380	95.13	95.31	105.14	6.27	15.95		Bus_15		28.25	28.28	29.67	4.03	11.52	325.73	
1	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94		Bus_19		17.91	17.93	18.80	3.99	11.42	204.64	
								Bus_20		27.31	27.33	28.68	4.02	11.52	314.82	
								Bus_2		45.22	45.26	47.48	4.01	11.48	519.45	
	0.380	94.43	94.62	104.40	6.29	15.96		Bus_18		17.92	17.93	18.81	3.99	11.42	204.73	

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul?Ngujil (puskoput)
Contract: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C

Study Case HA

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

s_20	0.380	95.11	95.30	105.13	6.27	15.95	Bus_18	27.31	27.33	28.68	4.02	11.52	314.83
s_21	0.380	95.35	95.54	105.38	6.27	15.94	Bus_22	15.08	15.09	15.83	3.99	11.42	172.30
							Bus_23	31.08	31.10	32.64	4.02	11.51	358.08
							Bus_2	46.16	46.20	48.47	4.01	11.48	530.38
s_22	0.380	94.44	94.62	104.40	6.29	15.96	Bus_21	15.09	15.10	15.84	3.99	11.42	172.40
s_23	0.380	95.07	95.26	105.08	6.28	15.95	Bus_21	31.08	31.10	32.64	4.02	11.51	358.09
s_24	0.380	95.07	95.26	105.08	6.28	15.95	Bus_11	9.42	9.42	9.89	4.02	11.51	108.52
s_25	0.380	95.00	95.18	105.00	6.28	15.95	Bus_11	10.36	10.37	10.88	4.02	11.50	119.26
s_26	0.380	95.02	95.21	105.03	6.28	15.95	Bus_11	7.53	7.54	7.91	4.02	11.51	86.77
s_27	0.380	94.77	94.95	104.76	6.28	15.95	Bus_11	13.19	13.20	13.85	4.01	11.47	151.48

indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit
indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit

BUS TABULATION

Bus

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

		Fundamental	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
	ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
1		0.480	0	0	0	3.14	0	0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3		0.362	0	2.92	0	4.77	0	1.45	0	0.45	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6		0.362	0	3.77	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8		0.360	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10		0.359	0	3.80	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12		0.360	0	3.79	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13		0.360	0	3.79	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14		0.360	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16		0.361	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17		0.361	0	3.77	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19		0.359	0	3.80	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20		0.361	0	3.77	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21		0.362	0	3.76	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22		0.359	0	3.80	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23		0.361	0	3.77	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24		0.361	0	3.77	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25		0.361	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26		0.361	0	3.78	0	4.77	0	1.45	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27		0.360	0	3.79	0	4.77	0	1.45	0	0.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl. Bunulungjil (puskopat)
Contract: Nupember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case: HA

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

BUS TABULATION

Bus		Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)																	
ID	Nominal kV	2 25	3 29	4 31	5 35	6 37	7 41	8 43	9 47	10 49	11 53	12 55	13 59	14 61	15 65	17 67	19 71	23 73	
1	0.480	0	0	0	3.14	0	0.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	0.380	0	2.78	0	4.55	0	1.38	0	0.43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	0.380	0	3.59	0	4.54	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	0.380	0	3.59	0	4.52	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	0.380	0	3.59	0	4.51	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	0.380	0	3.59	0	4.52	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	0.380	0	3.59	0	4.52	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	0.380	0	3.59	0	4.52	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
15	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16	0.380	0	3.59	0	4.53	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17	0.380	0	3.59	0	4.54	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
18	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	0.380	0	3.59	0	4.50	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	0.380	0	3.59	0	4.54	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	0.380	0	3.59	0	4.55	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
22	0.380	0	3.59	0	4.50	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23	0.380	0	3.59	0	4.53	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	0.380	0	3.59	0	4.53	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25	0.380	0	3.59	0	4.53	0	1.38	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	0.380	0	3.59	0	4.52	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	0.380	0	3.59	0	4.52	0	1.37	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

BRANCH TABULATION

[illegible]

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul'Ngujil (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case: HA

Page: 1
Date: 02-08-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

[illegible]

BRANCH TABULATION

Branch

% Harmonic Currents (% of Fundamental Current)

		Fundamental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID		A	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
01		7.53	0	798.30	0	3.86	0	1.17	0	41.51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02		4.71	0	0	0	3.86	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03		10.36	0	0	0	3.86	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04		32.98	0	0	0	3.84	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05		32.14	0	0	0	3.82	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06		9.41	0	0	0	1.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07		10.36	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08		7.53	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09		13.19	0	0	0	3.83	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10		22.62	0	0	0	3.83	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11		18.85	0	0	0	3.83	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12		14.13	0	0	0	3.84	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13		10.36	0	0	0	3.84	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14		28.25	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15		17.91	0	0	0	3.82	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16		27.31	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17		15.08	0	0	0	3.82	0	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18		31.08	0	0	0	3.85	0	1.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

248.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	5.51	0	1.18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VTHD (Individual Harmonic Distortion) Report

Bus		Voltage Distortion			
ID	kV	Fund.	VHD	Order	
		%	%		
Bus_1	0.480	100.00	3.28	5	
Bus_2	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_3	0.380	95.31	5.79	5	
Bus_4	0.380	95.32	6.27	5	
Bus_5	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_6	0.380	95.27	6.27	5	
Bus_7	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_8	0.380	94.83	6.28	5	
Bus_9	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_10	0.380	94.53	6.29	5	
Bus_11	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_12	0.380	94.76	6.28	5	
Bus_13	0.380	94.73	6.28	5	
Bus_14	0.380	94.81	6.28	5	
Bus_15	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_16	0.380	94.91	6.28	5	
Bus_17	0.380	95.13	6.27	5	
Bus_18	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_19	0.380	94.43	6.29	5	
Bus_20	0.380	95.11	6.27	5	
Bus_21	0.380	95.35	6.27	5	
Bus_22	0.380	94.44	6.29	5	
Bus_23	0.380	95.07	6.28	5	
Bus_24	0.380	95.07	6.28	5	
Bus_25	0.380	95.00	6.28	5	
Bus_26	0.380	95.02	6.28	5	
Bus_27	0.380	94.77	6.28	5	

Indicates buses with IHD (Individual Harmonic Distortion) exceeding the limit

VTHD (Total Harmonic Distortion) Report

Bus		Voltage Distortion	
ID	kV	Fund.	THD
		%	%
Bus_1	0.480	100.00	3.28
Bus_2	0.380	95.35	6.27
Bus_3	0.380	95.31	5.79
Bus_4	0.380	95.32	6.27
Bus_5	0.380	95.35	6.27
Bus_6	0.380	95.27	6.27
Bus_7	0.380	95.35	6.27
Bus_8	0.380	94.83	6.28
Bus_9	0.380	95.35	6.27
Bus_10	0.380	94.53	6.29
Bus_11	0.380	95.35	6.27
Bus_12	0.380	94.76	6.28
Bus_13	0.380	94.73	6.28
Bus_14	0.380	94.81	6.28
Bus_15	0.380	95.35	6.27
Bus_16	0.380	94.91	6.28
Bus_17	0.380	95.13	6.27
Bus_18	0.380	95.35	6.27
Bus_19	0.380	94.43	6.29
Bus_20	0.380	95.11	6.27
Bus_21	0.380	95.35	6.27
Bus_22	0.380	94.44	6.29
Bus_23	0.380	95.07	6.28
Bus_24	0.380	95.07	6.28
Bus_25	0.380	95.00	6.28
Bus_26	0.380	95.02	6.28
Bus_27	0.380	94.77	6.28

Indicates buses with THD (Total Harmonic Distortion) exceeding the limit

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl. Bumiluhur Ngajit (puskopat)
Contract: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case IIA

Page: 1
Date: 02-09-2008
SN: KLOCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Harmonic Load Flow
Loading Category: Design

Number of Buses: 1 Swing Generator 0 25 Load 27 Total
Number of Branches: XFMR2 1 XFMR3 0 Reactor 0 Line/Cable 18 Impedance 0 Tie PD 7 UPS 0 DISwitch 0 Total 44
Number of Harm. Sources: Current 1 Voltage 0
Number of Filters: 1
System Frequency: 50
Unit System: Metric
Data Filename: JOANICO_DACOSTA
Output Filename: C:\Documents and Settings\Administrator\My Documents\NICO\Untitled.bar

BUS Input Data															
ID	Bus	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits		% VHD Limits	
				%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.	Total	Single
	Swing		0.480	100.0	0.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.002	0.001	0.002	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.001	0.001	0.001	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.010	0.006	0.008	0.005			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.010	0.006	0.008	0.005			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.007	0.004	0.005	0.003			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.006	0.004	0.004	0.003			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.004	0.003	0.003	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.009	0.006	0.007	0.004			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.006	0.004	0.004	0.003			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.009	0.005	0.006	0.004			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.005	0.003	0.004	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.010	0.006	0.007	0.005			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.003	0.002	0.002	0.002			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.002	0.001	0.002	0.001			2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.004	0.003	0.003	0.002			2.50	1.50
Number of Buses: 27						0.000	0.000	0.100	0.062	0.074	0.046				

CABLE Input Data															
Cable															
Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor															
ID	Library	Size	Length(m)	#Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0				
able_01	IMCUN3	70	35.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_02	IMCUN3	70	40.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_03	IMCUN3	70	57.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_04	IMCUN3	70	109.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_05	IMCUN1	70	168.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174	1.030077	0.260000					
able_06	IMCUN3	70	203.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_07	IMCUN3	70	237.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_08	IMCUN1	70	286.0	1	75	0.326191	0.107000	0.0002174	1.030077	0.260000					
able_09	IMCUN3	70	307.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_10	IMCUN3	70	181.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					
able_11	IMCUN3	70	227.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000					

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl.Bunul?Ngujil (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case:HA

Page: 1
Date: 02-09-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

Cable_12	IMCUN3	70	263.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000
Cable_13	IMCUN3	70	297.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000
Cable_14	IMCUN3	70	55.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000
Cable_15	IMCUN3	70	354.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000
Cable_16	IMCUN3	70	60.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000
Cable_17	IMCUN3	70	420.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000
Cable_18	IMCUN3	70	62.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307	1.030077	0.180000

Cable resistances are listed at the specified temperatures

TRANSMISSION LINE Input Data

Line

ID	Library	Size	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
----	---------	------	---------	--------	----	----	----	----	----	----

Line resistances are listed at the specified temperatures

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

Transformer ID	MVA	Prim. kV	Rating		% Z	X/R	Z Variation			% Tap Setting		Adjusted % Z	Phase Shift	
			Sec. kV				+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.		Type	Angle
	0.100	0.480	0.380		2.600	1.9	0	0	0	0	0	2.6000	Std Pos. Seq.	-30.0

2-WINDING TRANSFORMER Grounding Input Data
Grounding

Transformer ID	MVA	Rating Prim. kV	Sec. kV	Conn. Type	Primary		Secondary	
					Type	Amp	Type	Amp
	0.100	0.480	0.380	D/Y			Solid	

BRANCH CONNECTION

CKT/Branch			Connected Bus ID			% Positive Sequence Impedance (100 MVA Base)			
ID	Type		From Bus		To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus_1		Bus_2		1201.03	2305.98	2600.00	
Cable_01	Cable	Bus_2		Bus_3		790.63	181.79	811.26	0.0000007
Cable_02	Cable	Bus_2		Bus_4		903.58	207.76	927.15	0.0000008
Cable_03	Cable	Bus_5		Bus_6		1287.60	296.05	1321.19	0.0000011
Cable_04	Cable	Bus_7		Bus_8		2462.25	566.14	2526.49	0.0000021
Cable_05	Cable	Bus_9		Bus_10		3795.02	1244.88	3993.98	0.0000053
Cable_06	Cable	Bus_11		Bus_24		4585.65	1054.36	4705.30	0.0000038
Cable_07	Cable	Bus_11		Bus_25		5353.69	1230.96	5493.38	0.0000045
Cable_08	Cable	Bus_11		Bus_26		6460.57	2119.25	6799.28	0.0000090
Cable_09	Cable	Bus_11		Bus_27		6934.95	1594.53	7115.90	0.0000058
Cable_10	Cable	Bus_2		Bus_12		4088.68	940.10	4195.37	0.0000034
Cable_11	Cable	Bus_2		Bus_13		5127.80	1179.02	5261.59	0.0000043
Cable_12	Cable	Bus_2		Bus_14		5941.01	1366.00	6096.03	0.0000050
Cable_13	Cable	Bus_15		Bus_16		6709.06	1542.59	6884.11	0.0000056
Cable_14	Cable	Bus_15		Bus_17		1242.42	285.66	1274.84	0.0000010
Cable_15	Cable	Bus_18		Bus_19		7996.65	1838.64	8205.31	0.0000067
Cable_16	Cable	Bus_18		Bus_20		1355.36	311.63	1390.73	0.0000011
Cable_17	Cable	Bus_21		Bus_22		9487.55	2181.44	9735.11	0.0000079
Cable_18	Cable	Bus_21		Bus_23		1400.54	322.02	1437.09	0.0000012
use03	Tie PD	Bus_2		Bus_5					
use04	Tie PD	Bus_5		Bus_7					
use05	Tie PD	Bus_7		Bus_9					
use06	Tie PD	Bus_9		Bus_11					
use_13	Tie PD	Bus_2		Bus_15					
use_15	Tie PD	Bus_2		Bus_18					
use_17	Tie PD	Bus_2		Bus_21					

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: JL.Bunul?Ngujil (puskopat)
Contract: Nopember 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case:HA

Page: 1
Date: 02-09-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

MACHINE Input Data														
Machine ID	Type	Connected Bus ID	Rating (Base)			% Negative Seq. Imp.			Grounding			% Zero Seq. Imp.		
			MVA	kV	RPM	X/R	R	X2	Conn.	Type	Airp.	X/R	R	X0
	Uty:	Bus_1	1.776	0.480		5.00	19.612	98.06	Wye	Solid		5.00	19.582	97.91

HARMONIC LIBRARY																			
Devices		Current										Harmonic		Source in %					
Manufacturer	Model	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23	
Typical-IEEE	XFMR Magnet	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73	
		0	50.00	0	20.00	0	5.00	0	2.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

HARMONIC SOURCE									
Connected Bus ID		Harmonic Library Information							
Bus_2		Type	Manufacturer	Model					
		Current	Typical-IEEE	XFMR Magnet					

FILTER Input Data									
Filter Type: Single-Tuned		Connected Bus ID		Capacitor C1		Inductor L1		R	
Filter ID				kV	Max kV	kvar	Xl	Q Fac.	Max I
FE_1		Bus_2		0.380	0.480	80.8	0.07	100.00	0.0
									0.0000

FUNDAMENTAL LOAD FLOW REPORT														
Bus ID	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR % Tap
	kV	%Mag.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp.	%PF	
	0.480	100.000	0.0	0.0	0	0	0	0	Bus_2	0.17	0.03	213	98.28	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0.00	-0.08	Bus_3	0.00	0.00	7	85.12	
									Bus_4	0.00	0.00	4	85.17	
									Bus_12	0.01	0.01	22	85.13	
									Bus_13	0.01	0.01	18	85.14	
									Bus_14	0.01	0.00	14	85.13	
									Bus_1	-0.17	-0.03	269	98.90	
									Bus_5	0.06	0.04	115	85.10	
									Bus_15	0.02	0.01	38	85.08	
									Bus_18	0.02	0.02	45	85.12	
	0.380	97.184	-32.1	0	0	0	0.00	0.00	Bus_21	0.03	0.02	45	85.10	
	0.380	97.195	-32.1	0	0	0	0.00	0.00	Bus_2	0.00	0.00	7	85.11	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0	0	Bus_2	0.00	0.00	4	85.15	
									Bus_6	0.01	0.00	10	85.07	
									Bus_2	-0.06	-0.04	113	85.10	
									Bus_7	0.06	0.04	105	85.10	
	0.380	97.137	-32.1	0	0	0	0.00	0.00	Bus_5	-0.01	0.00	10	85.05	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0	0	Bus_8	0.02	0.01	32	85.11	
									Bus_5	-0.06	-0.04	105	85.10	
									Bus_9	0.04	0.02	72	85.11	
	0.380	96.705	-32.0	0	0	0.01	0.01	0.01	Bus_7	-0.02	-0.01	32	85.01	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0	0	Bus_10	0.02	0.01	32	85.12	
									Bus_7	-0.04	-0.02	72	85.11	
									Bus_11	0.02	0.01	40	85.10	
	0.380	96.404	-32.0	0	0	0.01	0.01	0.01	Bus_9	-0.02	-0.01	32	85.01	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0	0	Bus_24	0.01	0.00	9	85.07	
									Bus_25	0.01	0.00	10	85.09	
									Bus_26	0.00	0.00	7	85.12	
									Bus_27	0.01	0.00	13	85.13	
									Bus_9	-0.02	-0.01	40	85.10	
	0.380	96.633	-32.0	0	0	0.01	0.00	0.01	Bus_2	-0.01	-0.01	22	85.01	
	0.380	96.606	-32.0	0	0	0.01	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	-0.01	18	85.01	
	0.380	96.687	-32.0	0	0	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.01	0.00	14	85.01	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0	0	Bus_16	0.01	0.00	10	85.13	
									Bus_17	0.02	0.01	28	85.06	
									Bus_2	-0.02	-0.01	38	85.08	
	0.380	96.779	-32.0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_15	-0.01	0.00	10	85.01	
	0.380	96.998	-32.1	0	0	0.01	0.01	0.01	Bus_15	-0.02	-0.01	28	85.02	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0	0	Bus_19	0.01	0.01	17	85.20	
									Bus_20	0.01	0.01	27	85.06	
									Bus_2	-0.02	-0.02	45	85.12	
	0.380	96.309	-32.0	0	0	0.01	0.00	0.00	Bus_18	-0.01	-0.01	17	85.00	
	0.380	96.986	-32.1	0	0	0.01	0.01	0.01	Bus_18	-0.01	-0.01	27	85.02	
	0.380	97.222	-32.1	0	0	0	0	0	Bus_22	0.01	0.01	15	85.20	
									Bus_23	0.02	0.01	30	85.05	

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: JL Bunul?Ngunil (puskopar)
Contract: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO_DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C

Study Case:HA

Page: 1
Date: 02-09-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

22	0.380	96.310	-32.0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Bus_2	-0.03	-0.02	45	85.10
23	0.380	96.945	-32.1	0	0	0.01	0.01	0.01	0.00	Bus_21	-0.01	-0.01	15	85.00
24	0.380	96.947	-32.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_21	-0.02	-0.01	30	84.99
25	0.380	96.869	-32.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	9	84.99
26	0.380	96.896	-32.1	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	-0.01	0.00	10	84.99
27	0.380	96.639	-32.0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus_11	0.00	0.00	7	84.99
										Bus_11	-0.01	0.00	13	85.00

ates a voltage regulated bus (voltage controlled ar awing type machine connected to u)

SYSTEM HARMONICS INFORMATION

Bus		Voltage Distortion							Current Distortion						
	ID	kV	%	Fund	RMS	%	ASUM		%	THD	%	TIF	To Bus ID	Amp	Fund
	Amp	RMS	Amp	ASUM	%	THD	TIF		IT		THD	%	TIF		
1		0.480	100.00	100.00	100.34	0.34	2.24	Bus_2			213.03	213.03	214.10	0.49	3.23
2		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_3			7.51	60.69	70.81	802.28	74.23
								Bus_4			4.69	4.69	4.71	0.42	2.75
								Bus_12			22.53	22.53	22.62	0.41	2.74
								Bus_13			18.78	18.78	18.85	0.41	2.73
								Bus_14			14.08	14.08	14.14	0.41	2.74
								Bus_1			269.09	269.09	270.44	0.49	3.23
								Bus_5			115.53	115.59	119.51	3.35	21.73
								Bus_15			38.47	38.47	38.63	0.42	2.75
								Bus_18			45.06	45.06	45.25	0.41	2.74
								Bus_21			45.99	45.99	46.18	0.42	2.74
3		0.380	97.18	97.23	100.89	2.94	6.74	Bus_2			7.51	60.69	70.81	802.23	74.23
4		0.380	97.19	97.26	101.79	3.76	7.73	Bus_2			4.69	4.69	4.71	0.42	2.75
5		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_6			10.32	10.32	10.36	0.42	2.75
								Bus_2			115.53	115.59	119.51	3.35	21.73
								Bus_7			105.21	105.28	109.22	3.70	24.04
5		0.380	97.14	97.21	101.73	3.77	7.74	Bus_5			10.32	10.32	10.36	0.42	2.75
7		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_8			32.86	32.86	32.99	0.41	2.74
								Bus_5			105.21	105.28	109.22	3.70	24.04
								Bus_9			72.36	72.36	72.66	0.42	2.74
3		0.380	96.70	96.77	101.30	3.78	7.76	Bus_7			32.86	32.86	32.99	0.41	2.74
7		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_10			32.02	32.02	32.15	0.41	2.73
								Bus_7			72.36	72.36	72.66	0.42	2.74
								Bus_11			40.34	40.34	40.51	0.41	2.74
0		0.380	96.40	96.47	100.99	3.79	7.78	Bus_9			32.02	32.02	32.15	0.41	2.73
1		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_24			9.38	9.38	9.42	0.42	2.75
								Bus_25			10.32	10.32	10.36	0.41	2.74
								Bus_26			7.50	7.50	7.53	0.42	2.74
								Bus_27			13.14	13.14	13.19	0.41	2.74
								Bus_9			40.34	40.34	40.51	0.41	2.74
2		0.380	96.63	96.70	101.23	3.78	7.77	Bus_2			22.53	22.53	22.63	0.41	2.74
3		0.380	96.61	96.68	101.20	3.79	7.77	Bus_2			18.78	18.78	18.86	0.41	2.73
4		0.380	96.69	96.76	101.28	3.78	7.77	Bus_2			14.08	14.08	14.14	0.42	2.74
5		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_16			10.32	10.32	10.36	0.42	2.74
								Bus_17			28.15	28.15	28.27	0.42	2.75
								Bus_2			38.47	38.47	38.63	0.42	2.75
5		0.380	96.78	96.85	101.37	3.78	7.76	Bus_15			10.33	10.33	10.37	0.41	2.74
7		0.380	97.00	97.07	101.59	3.77	7.75	Bus_15			28.15	28.15	28.27	0.41	2.75
3		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_19			17.85	17.85	17.92	0.41	2.72
								Bus_20			27.21	27.21	27.32	0.41	2.75
								Bus_2			45.06	45.06	45.25	0.41	2.74
7		0.380	96.31	96.38	100.90	3.80	7.79	Bus_18			17.85	17.85	17.92	0.41	2.72
3		0.380	96.99	97.06	101.58	3.77	7.75	Bus_18			27.21	27.21	27.33	0.42	2.75
		0.380	97.22	97.29	101.82	3.76	7.73	Bus_22			15.03	15.03	15.09	0.41	2.72
								Bus_23			30.96	30.96	31.09	0.42	2.75
								Bus_2			45.99	45.99	46.18	0.42	2.74
		0.380	96.31	96.38	100.90	3.80	7.79	Bus_21			15.03	15.03	15.09	0.41	2.72
		0.380	96.94	97.01	101.54	3.77	7.75	Bus_21			30.97	30.97	31.09	0.42	2.75
		0.380	96.95	97.02	101.54	3.77	7.75	Bus_11			9.38	9.38	9.42	0.42	2.75
		0.380	96.87	96.94	101.46	3.78	7.75	Bus_11			10.32	10.32	10.37	0.41	2.74
		0.380	96.90	96.96	101.49	3.77	7.75	Bus_11			7.51	7.51	7.54	0.42	2.74
		0.380	96.64	96.71	101.23	3.78	7.77	Bus_11			13.14	13.14	13.20	0.42	2.74

ates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit
ates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Jl. Bunul'Ngajil (puskopel)
Contract: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
File name: JOANICO DACOSTA

ETAP PowerStation
4.3.0C

Study Case: HA

Page: 1
Date: 02-09-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

BUS TABULATION

Bus

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

		Fundamental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID		kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
1		0.480	0	0	0	0.01	0	0.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3		0.369	0	2.86	0	0.01	0	0.50	0	0.44	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8		0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10		0.366	0	3.72	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12		0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13		0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14		0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16		0.368	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17		0.369	0	3.70	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19		0.366	0	3.73	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20		0.369	0	3.70	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21		0.369	0	3.69	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22		0.366	0	3.73	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23		0.368	0	3.70	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24		0.368	0	3.70	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25		0.368	0	3.70	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26		0.368	0	3.70	0	0.01	0	0.50	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27		0.367	0	3.71	0	0.01	0	0.50	0	0.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BUS TABULATION

Bus

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

[illegible]

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: JI.Bunul?Nguil (puskopas)
Contract: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case IIA

Page: 1
Date: 02-09-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

i_6	0.380	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
i_7	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_8	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_9	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_10	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_11	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_12	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_13	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_14	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_15	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_16	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_17	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_18	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_19	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_20	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_21	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_22	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_23	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_24	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_25	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_26	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0
i_27	0.380	0	3.59	0	0.01	0	0.49	0	0.51	0	0	0	0	0	0	0

BRANCH TABULATION

Branch

% Harmonic Current Contents in 1 MVA Base

[illegible]

Project: POWER QUALITY ANALYSIS
Location: Il-Bunul'Ngujl (piskopat)
Contact: November 2007
Engineer: SSTE Lab. Crew
Filename: JOANICO DACOSTA

ETAP PowerStation
4.0.0C

Study Case: HA

Page: 1
Date: 02-09-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

[illegible]

BRANCH TABULATION

Branch

% Harmonic Currents (% of Fundamental Current)

[illegible]

VIHD (Individual Harmonic Distortion) Report

Bus		Voltage Distortion			
ID	kV	Fund.	VIHD	Order	
		%	%		
Bus_2	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_3	0.380	97.18	2.94	3	
Bus_4	0.380	97.19	3.76	3	
Bus_5	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_6	0.380	97.14	3.77	3	
Bus_7	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_8	0.380	96.70	3.78	3	
Bus_9	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_10	0.380	96.40	3.79	3	
Bus_11	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_12	0.380	96.63	3.78	3	
Bus_13	0.380	96.61	3.79	3	
Bus_14	0.380	96.69	3.78	3	
Bus_15	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_16	0.380	96.78	3.78	3	
Bus_17	0.380	97.00	3.77	3	
Bus_18	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_19	0.380	96.31	3.80	3	
Bus_20	0.380	96.99	3.77	3	
Bus_21	0.380	97.22	3.76	3	
Bus_22	0.380	96.31	3.80	3	
Bus_23	0.380	96.94	3.77	3	
Bus_24	0.380	96.95	3.77	3	
Bus_25	0.380	96.87	3.78	3	
Bus_26	0.380	96.90	3.77	3	
Bus_27	0.380	96.64	3.78	3	

Indicates buses with IHD (Individual Harmonic Distortion) exceeding the limit

VTHD (Total Harmonic Distortion) Report

Bus		Voltage Distortion		
ID	kV	Fund.	THD	
		%	%	
Bus_2	0.380	97.22	3.76	
Bus_3	0.380	97.18	2.94	
Bus_4	0.380	97.19	3.76	
Bus_5	0.380	97.22	3.76	
Bus_6	0.380	97.14	3.77	
Bus_7	0.380	97.22	3.76	
Bus_8	0.380	96.70	3.78	
Bus_9	0.380	97.22	3.76	
Bus_10	0.380	96.40	3.79	
Bus_11	0.380	97.22	3.76	
Bus_12	0.380	96.63	3.78	
Bus_13	0.380	96.61	3.79	
Bus_14	0.380	96.69	3.78	
Bus_15	0.380	97.22	3.76	
Bus_16	0.380	96.78	3.78	
Bus_17	0.380	97.00	3.77	
Bus_18	0.380	97.22	3.76	
Bus_19	0.380	96.31	3.80	
Bus_20	0.380	96.99	3.77	
Bus_21	0.380	97.22	3.76	
Bus_22	0.380	96.31	3.80	
Bus_23	0.380	96.94	3.77	
Bus_24	0.380	96.95	3.77	
Bus_25	0.380	96.87	3.78	
Bus_26	0.380	96.90	3.77	
Bus_27	0.380	96.64	3.78	

Indicates buses with THD (Total Harmonic Distortion) exceeding the limit