

**ANALISA PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DAN
PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING
TERHADAP RELAI GFR PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV
PADA GARDU INDUK TUREN MALANG**

SKRIPSI



**Disusun oleh :
FEBRIAN DWI PRASTAMA
NIM.10.12.002**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2014**

**ANALISA PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DAN
PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING
TERHADAP RELAI GFR PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV
PADA GARDU INDUK TUREN MALANG**

SKRIPSI



**Disusun oleh :
FEBRIAN DWI PRASTAMA
NIM.1012002**



**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2014**

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISA PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DAN
PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING
TERHADAP RELAI GFR PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV
PADA GARDU INDUK TUREN MALANG**

SKRIPSI


*Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan Memenuhi Persyaratan Guna Untuk
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Strata Satu (S-1)*

Disusun Oleh :
FEBRIAN DWI PRASTAMA
NIM.10.12.002

Diperiksa dan Disetujui Oleh:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II


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


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

Mengetahui,

Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1


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

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

2014

ABSTRAK

ANALISA PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DAN PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING TERHADAP RELAI GFR PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV PADA GARDU INDUK TUREN MALANG

FEBRIAN DWI PRASTAMA
(10.12.002)

Pembimbing Pembimbing:

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT dan Bambang Prio Hartono, ST, MT

Jurusan Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Teknik Energi Listrik
Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang
Jl Raya Karanglo Km 2 Malang
E-mail : febriandwipras@gmail.com

Pentanahan dan sistem proteksi, bertujuan untuk memberikan solusi menyeluruh berupa perlindungan peralatan elektronik dan keselamatan manusia terhadap kemungkinan bahaya kejut listrik serta kerusakan akibat petir dan tegangan lebih.

Pentanahan sangat berpengaruh terhadap arus gangguan satu fasa ke tanah karna pada pentanahan *Direct Grounding* maka arus gangguan satu fasa ke tanah akan besar tergantung dari jarak terjadinya arus gangguan, dan pada pentanahan resistansi 500 ohm (*Resistance Grounding*), arus gangguan akan dibatasi maksimum 25 A. dengan arus gangguan yang berbeda maka setting relai GFR (*Ground Fault Relay*) berbeda sesuai dengan arus gangguannya.

Hasil analisa transformator 70/20 kV Gardu Induk Turen dan pentanahan *Direct Grounding* arus gangguan satu fasa ke tanah adalah 725 A dan 374 A dan pada pentanahan resistansi 500 ohm (*Resistance Grounding*) diketahui arus gangguan adalah 23 A. dan diketahui untuk setting relai GFR (*Ground Fault Relay*) dengan *standard inverse* di dapat waktu kerja relai untuk penyulang dan pentanahan *Direct Grounding* relai bekerja pada selang waktu 0,226- 0,299 detik, dan relai trafo sekunder bekerja pada selang waktu 0,5 detik dan waktu kerja relai untuk penyulang pada pentanahan resistansi 500 ohm (*Resistance Grounding*) relai bekerja pada selang 0,301-0,312 detik dan relai trafo sekunder adalah 0,6 detik

Kata kunci : Pentanahan, GFR (Ground Fault Relay)

KATA PENGANTAR

Alhamdulillahirabbil'alamin, puji syukur penulis panjatkan sebanyak – banyaknya kepada Allah SWT karena dengan kehendak-Nya lah penelitian yang berjudul *"ANALISA PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DAN PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING TERHADAP RELAI GFR PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV PADA GARDU INDUK TUREN MALANG"* Dapat diselesaikan.

Adapun maksud dan tujuan dari penulisan laporan ini merupakan salah satu syarat dalam mendapatkan gelar Sarjana Teknik Elektro S-1.

Sebagai penulis sangat menyadari tanpa adanya kemauan dan usaha serta bantuan dari berbagai pihak, maka laporan ini tidak dapat diselesaikan dengan baik, oleh sebab itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih sebanyak banyaknya kepada yang terhormat :

1. Bapak Ir. Soeparno Djiwo, MI selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. H. Anang Subardi, MT selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri ITN Malang.
3. Bapak M. Ibrahim Ashari, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 ITN Malang.
4. Bapak Dr. Eng. Aryunto Soetedjo, ST, MT selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro S-1 ITN Malang.
5. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT selaku Dosen pembimbing 1.
6. Bapak Bambang Prio Hartono, ST, MT selaku Dosen pembimbing 2.
7. Serta semua pihak yang telah mendukung sepenuhnya untuk penyelesaian laporan ini.

Penulis menyadari bahwa masih banyaknya kekurangan yang terdapat pada penelitian ini, oleh karena itu penulis berharap para pembaca dapat memberikan kritik dan saran yang membangun agar penelitian ini menjadi lebih sempurna.

Malang, Agustus 2014

Penulis

DAFTAR ISI

| | |
|---|------|
| LEMBAR PERSETUJUAN..... | i |
| ABSTRAK..... | ii |
| KATA PENGANTAR..... | iii |
| DAFTAR ISI..... | iv |
| DAFTAR GAMBAR..... | viii |
| DAFTAR TABEL..... | xi |
| BAB I PENDAHULUAN | |
| 1.1 Latar Belakang..... | 1 |
| 1.2 Rumusan Masalah..... | 1 |
| 1.3 Tujuan Penelitian..... | 2 |
| 1.4 Batasan Masalah..... | 2 |
| 1.5 Metodologi..... | 2 |
| 1.6 Sistematika Penulisa..... | 3 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | |
| 2.1 Pendahuluan Pentanahan..... | 5 |
| 2.2 Pentanahan..... | 5 |
| 2.3 Fungsi Pentanahan..... | 7 |
| 2.4 Karakteristik Sistem Pentanahan yang Efektif..... | 7 |
| 2.5 Bagian-Bagian yang Ditanahkan..... | 8 |
| 2.6 Sistem Pentanahan Netral..... | 9 |
| 2.6.1. Pentanahan <i>Direct Grounding</i> /langsung (<i>solid</i>)..... | 9 |
| 2.6.2 Pentanahan <i>Resistance Grounding</i> | 11 |

| | | |
|--------|--|----|
| 2.6.3 | Pentanahan <i>Resistance</i> Tinggi 500 ohm | 14 |
| 2.7 | Transformator Pentanahan..... | 14 |
| 2.8 | Penetapan Sistem Pentanahan di Indonesia Sistem 20 kV..... | 15 |
| 2.9 | Perhitungan Arus Hubung Singkat | 16 |
| 2.9.1 | Menghitung Impedansi Sumber | 17 |
| 2.9.2 | Menghitung Reaktansi Trafo..... | 17 |
| 2.9.3 | Menghitung Impedansi Penyulang..... | 18 |
| 2.9.4 | Menghitung Impedansi Ekuivalen Jaringan..... | 18 |
| 2.10 | Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah..... | 19 |
| 2.11 | Pengertian dan Fungsi Pengaman | 20 |
| 2.12 | Persyaratan Kerja Sistem Pengaman | 21 |
| 2.13 | GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) | 22 |
| 2.13.1 | Penyetelan GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) | 22 |
| 2.14 | Berdasarkan Karakteristik Waktu Kerja | 23 |
| 2.15 | Menghitung Setelan GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)..... | 25 |
| 2.16 | Penyetelan GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) pada Sistem Tanpa Pentanah.. | 27 |
| 2.17 | Penyetelan GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) pada Sistem Pentanahan Langsung..... | 28 |
| 2.18 | Penyetelan GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) pada Sistem Pentanahan Melalui Tahanan Tinggi..... | 28 |

BAB III SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK TUREN TRAFU

| | | |
|-----|--|----|
| 3.1 | Data Data Pada Trafo 1 Alsthom Gardu Induk Turen Kab Malang..... | 29 |
| 3.2 | Perhitungan Arus Hubung Singkat..... | 30 |
| 3.3 | Data Saluran Penyulang | 30 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3.4 | Relai Gangguan Tanah GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)..... | 31 |
| 3.5 | Setelan Waktu Kerja Relai..... | 32 |
| 3.6 | PMT | 33 |
| 3.7 | Simulasi <i>Software ETAP Powerstation</i> | 35 |
| 3.7.1 | Oprasi Nyata Secara Virtual (<i>virtual reality operation</i>) | 36 |
| 3.7.2 | Data Gabungan Total (<i>Total Integration of Data</i>) | 36 |
| 3.8 | Perancangan Simulasi Menggunakan <i>ETAP PowerStation</i> | 38 |
| 3.9 | Algoritma Simulasi <i>Software ETAP PowerStation</i> | 42 |
| 3.10 | Flowchart pemecahan masalah menggunakan simulasi <i>Software ETAP Powerstation</i> .. | 43 |
| 3.10.1 | Flowchart analisa dengan metode pentanahan <i>Direct Grounding/langsung (solid)</i> | 43 |
| 3.10.2 | Flowchart analisa dengan metode pentanahan <i>Resistance Grounding</i> | 44 |

BAB IV ANALISA DAN HASIL

| | | |
|---------|---|----|
| 4.1 | Pemodelan Single Line Diagram Alsthom Gardu Induk Turen 70/20 kV Trafo 1 Alsthom Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> | 41 |
| 4.2 | Menghitung Impedansi Penyulang | 46 |
| 4.2.1 | Menentukan Besaran Impedansi Urutan Kawat Udara di GI Turen Untuk Tiap Penyulang | 46 |
| 4.2.1.1 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Pindad 2 | 46 |
| 4.2.1.2 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Sparc | 47 |

| | | |
|---------|---|----|
| 4.2.1.3 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Bakalan..... | 47 |
| 4.2.1.4 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Dampit..... | 47 |
| 4.2.1.5 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Bantur..... | 48 |
| 4.2.1.6 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Tirtoyudo..... | 48 |
| 4.2.1.7 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang wajak..... | 49 |
| 4.2.1.8 | Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Sumber manjing..... | 49 |
| 4.3 | Analisa Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah..... | 50 |
| 4.5 | Perhitungan waktu dan Setting Relai GFR Pada Penyulang Gardu Induk Turen Pentanahan Direct Grounding..... | 54 |
| 4.5 | Perhitungan waktu dan Setting Relai GFR Pada Penyulang Gardu Induk Turen Pentanahan Resistance Grounding..... | 61 |
| 4.6 | Analisis Kurva Kerja Relai Dengan Menggunakan Metode Pentanahan <i>Direct Grounding</i> Dengan <i>ETAP PowerStation</i> | 62 |
| 4.7 | Analisis Kurva Kerja Relai Dengan Menggunakan Metode Pentanahan <i>Resistance Grounding</i> Dengan <i>ETAP PowerStation</i> | 72 |

BAB V PENUTUP

| | | |
|-----|-----------------|----|
| 5.1 | kesimpulan..... | 83 |
| 5.2 | Saran..... | 84 |

DAFTAR PUSTAKA..... 85

LAMPIRAN..... 86

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|-------------|--|----|
| Gambar 2.1 | Pentanahan Netral <i>Direct Grounding</i> /langsung (<i>solid</i>) | 9 |
| Gambar 2.2 | Macam-Macam Alat Pentanahan yang di Tanam Langsung | 10 |
| Gambar 2.3 | Pola Pengamanan Sistem Transformator..... | 11 |
| Gambar 2.4 | Pentanahan <i>Netral Resistance Grounding</i> | 12 |
| Gambar 2.5 | Pentanahan (Resistor) Jenis Logam (<i>Metalic Resistor</i>) | 13 |
| Gambar 2.6 | Pentanahan (Resistor) Jenis Cairan (<i>Liquid Resistor</i>) | 13 |
| Gambar 2.7 | Transformator Pentanahan..... | 15 |
| Gambar 2.8 | Single line Diagram Gardu Induk..... | 16 |
| Gambar 2.9 | Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa..... | 19 |
| Gambar 2.10 | Karakteristik Relai Waktu Seketika..... | 23 |
| Gambar 2.11 | Karakteristik Relai Waktu Definite..... | 24 |
| Gambar 2.12 | Karakteristik Relai Waktu <i>Inverse</i> | 24 |
| Gambar 3.1 | Tampilan Model Utama Simulasi <i>Software ETAP Powerstation</i> | 35 |
| Gambar 3.2 | Tampilan Pemodalan Single line Diagram Simulasi Menggunakan <i>Software ETAP Powerstation</i> | 37 |
| Gambar 3.3 | Single Line Diagram Sistem Kelistrikan di GL Turen..... | 38 |
| Gambar 3.4 | Input Rating Trafo di <i>ETAP PowerStation</i> | 39 |
| Gambar 3.5 | Input Rating Beban di <i>ETAP PowerStation</i> | 39 |
| Gambar 3.6 | Input Rating CB di <i>ETAP PowerStation</i> | 40 |
| Gambar 3.7 | Input Rating CT di <i>ETAP PowerStation</i> | 40 |
| Gambar 3.8 | Input Impedensi di <i>ETAP PowerStation</i> | 41 |
| Gambar 3.9 | Flowchart Analisa Dengan Metode Pentanahan <i>Direct Grounding langsung (solid)</i> | 43 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Gambar 3.10 | Flowchart Analisa Dengan Metode Pentanahan <i>Resistance Grounding</i> | 44 |
| Gambar 4.1 | Single Line di <i>ETAP PowerStation</i> 70/20 kV Trafo 1 Alsthom Gardu Induk Turen..... | 45 |
| Gambar 4.2 | Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah Dengan Metode Pentanahan <i>Direct Grounding/langsung (solid)</i> | 51 |
| Gambar 4.3 | Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah Dengan Metode Pentanahan <i>Resistance Grounding</i> | 53 |
| Gambar 4.4 | Kurva Relai 3 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Pindad..... | 63 |
| Gambar 4.5 | Kurva Relai 4 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Spare..... | 64 |
| Gambar 4.6 | Kurva relai 5 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bakalan..... | 65 |
| Gambar 4.7 | Kurva Relai 6 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Dampit..... | 66 |
| Gambar 4.8 | Kurva Relai 7 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bantur..... | 67 |
| Gambar 4.9 | Kurva Relai 8 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Tirtoyudo..... | 68 |
| Gambar 4.10 | Kurva Relai 9 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Wajak..... | 69 |
| Gambar 4.11 | Kurva Relai 10 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Sumber Manjing..... | 70 |
| Gambar 4.12 | Kurva Relai 3 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Pindad..... | 73 |
| Gambar 4.13 | Kurva relai 4 dan 2 setelah di ganggu satu fasa ke tanah pada Penyulang Spare..... | 74 |
| Gambar 4.14 | Kurva Relai 5 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bakalan..... | 75 |

| | |
|--|----|
| Gambar 4.15 Kurva Relai 6 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Dampit..... | 76 |
| Gambar 4.16 Kurva Relai 7 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bantur..... | 77 |
| Gambar 4.17 Kurva Relai 8 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Tirtoyudo..... | 78 |
| Gambar 4.18 Kurva Relai 9 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Wajak..... | 79 |
| Gambar 4.19 Kurva Relai 10 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Sumber Manjing..... | 80 |

DAFTAR TABLE

| | | |
|------------|---|----|
| Tabel 3.1 | Data Beban Tiap Penyulang..... | 30 |
| Tabel 3.2 | Impedansi Urutan Positif dan Nol Penghantar AAAC..... | 31 |
| Tabel 3.3 | Konstanta ANSI/IEEE dan IEC Untuk Standard Relai..... | 32 |
| Table 4.1 | Hasil Perhitungan Impedensi Urutan Kawat Udara Tiap Penyulang..... | 50 |
| Table 4.2 | Besar Arus Gangguan Satu Fasa ke Tanah Pada Setiap Penyulang Yang di Suplai Oleh Trafo 1 Dengan Metode Pentanahan <i>Direct Grounding/langsung (solid)</i> | 52 |
| Table 4.3 | Besar Arus Gangguan Satu Fasa ke Tanah Pada Setiap Penyulang Yang di Suplai Oleh Trafo 1 Dengan Metode Pentanahan <i>Resistance Grounding</i> | 54 |
| Table 4.4 | Besar Arus Gangguan Satu Fasa ke Tanah Pada Setiap Penyulang Yang di Suplai Oleh Trafo 1 Dengan Metode Pentanahan <i>Direct Grounding</i> dan <i>Resistance Grounding</i> | 54 |
| Tabel 4.5 | Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang..... | 60 |
| Tabel 4.6 | Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang..... | 62 |
| Tabel 4.7 | Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang Dengan Setting Untuk Pentanahan <i>Direct Grounding</i> | 71 |
| Tabel 4.8 | Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang dan Trafo Dengan Setting Untuk Pentanahan <i>Direct Grounding</i> | 72 |
| Tabel 4.9 | Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang Dengan Setting Untuk Pentanahan <i>Resistance</i> | 81 |
| Tabel 4.10 | Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang dan Trafo Dengan Setting Untuk Pentanahan <i>Resistance</i> | 81 |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar belakang

Grounding sistem adalah sebuah kegiatan usaha yang mengkhususkan diri pada jasa perencanaan instalasi kelistrikan, sistem pentanahan dan sistem proteksi, yang bertujuan untuk memberikan solusi menyeluruh berupa perlindungan peralatan elektronik, bangunan, ketersediaan layanan, dan keselamatan manusia terhadap kemungkinan bahaya kejut listrik serta kerusakan akibat petir/tegangan berlebih.

Metode pentanahan yang di gunakan di transformator 70/20 kV yang ada di Gardu Induk Turen diantaranya pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)*, dan *Resistance Grounding* dengan pentanahan tahanan tinggi 500 ohm.

Pada transformator 70/20 kV Gardu Induk Turen, metode pentanahan sangat berpengaruh terhadap arus gangguan satu fasa ke tanah karna dengan metode pentanahan *Direct Grounding (solid)* arus gangguan satu fasa ke tanah akan besar sesuai dengan jarak terjadinya gangguan, sedangkan pada pentanahan *Resistance Grounding* pentanahan tahanan tinggi 500 Ω arus gangguan akan di batasi maksimum 25 A.

Sehingga dengan arus gangguan yang berbeda maka setting relai gangguan tanah GFR (*Ground Fault Relay*) akan berbeda, analisa ini ditujukan untuk mengetahui arus gangguan satu fasa ke tanah dan setting relai *standard inverse* untuk pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)* dan *Resistance Grounding* Pada transformator 70/20 kV Gardu Induk Turen.

1.2 Rumusan Masalah

Sesuai dengan latar belakang dapat dirumuskan masalah sebagai berikut :

1. Menganalisa jenis pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)* dan *Resistance Grounding*, untuk sistem pentanahan dan peroteksi ketanah

menggunakan GFR (*Ground Fault Relay*) pada Transformator Gardu Induk Turen 70/20 kV dengan menggunakan simulasi *ETAP PowerStation*.

1.3 Tujuan

Menganalisa gangguan satu fasa ke tanah, dengan menggunakan simulasi etap pada Pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)* dan *Resistance Grounding*, untuk dapat mengetahui arus gangguan satu fasa ke tanah, dan mensetting waktu kerja relai GFR (*Ground Fault Relay*) dengan *standard inverse*.

1.4 Batasan Masalah

Penulis akan memberikan batasan-batasan masalah agar tidak terjadi penyimpangan maksud dan tujuan utama penyusunan skripsi ini :

1. Analisa ini di batasi pada jenis pentanahan *Direct Grounding (solid)* dan *Resistance Grounding*, pada unit transformator 70/20 kV untuk transformator 1 Alsthom di Gardu Induk Turen pada sisi sekunder transformator sisi 20 kV.
2. Analisa ini membatasi pada peoteksi untuk GFR (*Ground Fault Relay*) pada gangguan satu fasa ke tanah.
3. Mensimulasikan gangguan satu fasa ke tanah dengan *ETAP PowerStation* untuk masing-masing jenis pentanahan *Direct Grounding (solid)* dan *Resistance Grounding* 500 Ω .

1.5 Metodologi

Metodologi pembahasan yang digunakan dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

1. *Studi literature*

Mencari referensi-referensi yang berhubungan dengan transformator, pentanahan *Direct Grounding (solid)* dan *Resistance Grounding*, peoteksi untuk GFR (*Ground Fault Relay*) dan gangguan satu fasa ke tanah.

2. *Pengambilan data*

Pengambilan data-data pada Gardu Induk Turen serta penalaran metode yang digunakan.

3. Pada tahap ini dilakukan pengolahan data yang telah diperoleh apa bila data yang diperoleh belum sesuai dengan data yang digunakan untuk simulasi *ETAP PowerStation*.
4. *Simulasi*
Melakukan simulasi sesuai dengan metode yang digunakan.
5. *Analisis dan Penarikan kesimpulan*
Melakukan analisis dari hasil simulasi dan menarik kesimpulan secara keseluruhan dari apa yang di lakukan.

1.6 Sistematika Penulisa

Penyusunan skripsi ini dilakukan dengan menggunakan metode studi literatur individu sehingga diharapkan untuk mudah dipahami. Sistematika penulisan tersebut antara lain; yang dilakukan dengan pengolahan data dan tahapan simulasi. Sistematika penyusunan skripsi terbagi dalam 5 bab dengan pembahasan yang bersifat.

BAB I : PENDAHULUAN

Dalam Bab ini berisikan Latar Belakang, Rumusan Masalah, Tujuan, Batasan Masalah, Metodologi Penelitian, dan Sistematika Penulisan yang digunakan dalam pembuatan tugas akhir ini.

BAB II : LANDASAN TEORI

Pada Bab ini dibahas tentang teori-teori yang mendukung dalam simulasi dan analisa skripsi ini.

BAB III : DATA-DATA DAN PERHITUNGAN GANGGUAN SATU FASA KE TANAH

Dalam bab ini akan dibahas mengenai analisa dan pembuatan skripsi yang meliputi pengolahan data sesuai dengan jenis pentanahan yang digunakan, serta membahas arus dan waktu, setting relai *standard inverse* untuk masing masing jenis pentanahan *Direct Grounding (solid)* dan *Resistance Grounding* terhadap relai GFR (*Ground Fault Relay*).

BAB IV : SIMULASI DAN ANALISA

Dalam bab ini merupakan bab yang memaparkan hasil simulasi dan menganalisa hasil simulasi.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Dalam bab ini berisi kesimpulan-kesimpulan yang diperoleh dari analisa dan pembuatan skripsi ini serta saran-saran guna menyempurnakan dan mengembangkan sistem lebih lanjut.

DAFTAR PUSTAKA

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Pendahuluan Pentanahan

Pentanahan dan sistem proteksi, bertujuan untuk memberikan solusi menyeluruh berupa perlindungan peralatan elektronik dan keselamatan manusia terhadap kemungkinan bahaya kejut listrik serta kerusakan akibat petir, beberapa jenis metode pentanahan yang digunakan di transformator yang ada di Gardu Induk Turen, diantaranya *Direct Grounding/langsung (solid)*, dan *Resistance Grounding* dengan pentanahan tahanan tinggi 500 ohm.

Pengaruh jenis pentanahan sangat berpengaruh terhadap kinerja relai GFR (*Ground Fault Relay*), karna dengan resistansi 500 ohm, arus gangguan satu fasa akan dibatasi maksimum 25 A ditetapkan (SPLN 26:1980) dan dengan pentanahan yang tidak memiliki tahanan maka arus gangguan satu fasa akan besar tergantung dari jarak terjadinya arus gangguan, dengan perbedaan arus gangguan maka kinerja GFR (*Ground Fault Relay*) akan berbeda, untuk melihat karakteristik relai dan waktu trip GFR (*Ground Fault Relay*) dibutuhkan sebuah analisa untuk mengetahui, antara pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)*, dan *Resistance Grounding* pada sisi sekunder Trafo.

2.2 Pentanahan^[2]

Sistem *Grounding* adalah sistem pentanahan yang berfungsi untuk meniadakan beda potensial sehingga jika ada kebocoran tegangan atau arus akan langsung dibuang ke bumi, tujuannya adalah untuk membatasi tegangan antara bagian-bagian peralatan yang tidak dialiri arus, dan antara bagian-bagian tersebut dengan tanah, sampai pada suatu nilai yang aman untuk semua kondisi operasi, baik kondisi normal maupun saat terjadi gangguan. Standard kelayakan *grounding/pembumian* harus

bisa memiliki nilai Tahanan sebaran/Resistansi maksimal 5 Ohm (PUIL 2000), (Bila di bawah 5 Ohm lebih baik), material grounding dapat berupa batang tembaga, lempeng tembaga atau kerucut tembaga, semakin luas permukaan material grounding yang di tanam ke tanah maka resistansi akan semakin rendah atau semakin baik.

Untuk mencapai nilai *Grounding* tersebut, tidak semua areal bisa terpenuhi, karena ada beberapa aspek yang mempengaruhinya, yaitu (PUIL 2000) :

1. Kadar air, bila air tanah dangkal/penghujan maka nilai tahanan sebaran mudah didapatkan.
2. Mineral/Garam, kandungan mineral tanah sangat mempengaruhi tahanan sebaran/resistansi karena jika tanah semakin banyak mengandung logam maka arus petir semakin mudah menghantarkan.
3. Derajat Keasaman, semakin asam PH tanah maka arus petir semakin mudah menghantarkan.
4. Tekstur tanah, untuk tanah yang bertekstur pasir dan porous akan sulit untuk mendapatkan tahanan sebaran yang baik karena jenis tanah seperti ini air dan mineral akan mudah hanyut.

Tujuan utama pentanahan adalah menciptakan jalur yang *low impedance* (tahanan rendah) terhadap permukaan bumi untuk gelombang listrik *dan transient voltage*. Penerangan, arus listrik, *circuit switching* dan *electrostatic discharge* adalah penyebab umum dari adanya sentakan listrik atau *transient voltage*. Sistem pentanahan yang efektif akan meminimalkan efek tersebut.

Menurut (IEEE Std 142™-2007 4,) tujuan sistem pentanahan adalah^[1] :

- 1 Membatasi besarnya tegangan terhadap bumi agar berada dalam batasan yang diperbolehkan
- 2 Menyediakan jalur bagi aliran arus yang dapat memberikan deteksi terjadinya hubungan yang tidak dikehendaki antara konduktor sistem dan bumi. deteksi ini akan mengakibatkan beroperasinya peralatan otomatis yang memutuskan suplai tegangan dari konduktor tersebut

2.3 Fungsi Pentanahan^[1] :

Secara umum fungsi dari sistem pentanahan dan grounding pengaman adalah (IEEE Std 142™-2007 4.)

1. Mencegah terjadinya perbedaan potensial antara bagian tertentu dari instalasi secara aman.
2. Mengalirkan arus gangguan ke tanah sehingga aman bagi manusia dan peralatan.
3. Mencegah timbul bahaya sentuh tidak langsung yang menyebabkan tegangan kejut.
4. Melindungi peralatan / saluran dari bahaya kerusakan yang diakibatkan oleh adanya gangguan fasa ke tanah
5. Melindungi peralatan / saluran dari bahaya kerusakan isolasi yang diakibatkan oleh tegangan lebih.
6. Untuk keperluan proteksi jaringan.
7. Melindungi makhluk hidup terhadap tegangan langkah (*step voltage*)
8. Melindungi makhluk dari tegangan sentuh
9. Melindungi peralatan dari tegangan lebih.

2.4 Karakteristik Sistem Pentanahan yang Efektif

Karakteristik sistem pentanahan yang efektif antara lain adalah:

1. Terencana dengan baik, semua koneksi yang terdapat pada sistem harus merupakan koneksi yang sudah direncanakan sebelumnya dengan kaidah kaidah tertentu.
 2. Verifikasi secara visual dapat dilakukan.
 3. Menghindarkan gangguan yang terjadi pada arus listrik dari perangkat.
 4. Semua komponen metal harus ditahan/diikat oleh sistem pentanahan, dengan tujuan untuk meminimalkan arus listrik melalui material yang bersifat konduktif pada potensial listrik yang sama.
-

2.5 Bagian-Bagian yang Ditanahkan^[5] :

Dalam sebuah instalasi listrik ada empat bagian yang harus ditanahkan atau sering juga disebut dibumikan, empat bagian dari instalasi listrik ini adalah:

- a. Semua bagian instalasi yang terbuat dari logam, (menghantar listrik) dan dengan mudah bisa disentuh manusia, hal ini perlu agar potensial dari logam yang mudah disentuh manusia selalu sama dengan potensial tanah (bumi) tempat manusia berpijak sehingga tidak berbahaya bagi manusia yang menyentuhnya.
 - b. Bagian pembuangan muatan listrik, (bagian bawah) dari lightning arrester, Hal ini diperlukan agar lightning arrester dapat berfungsi dengan baik, yaitu membuang muatan listrik yang diterimanya dari petir ke tanah (bumi) dengan lancar
 - c. Kawat petir yang ada pada bagian atas saluran transmisi. kawat petir ini sesungguhnya juga berfungsi sebagai *lightning arrester*, karena letaknya yang ada di sepanjang saluran transmisi, maka semua kaki tiang transmisi harus ditanahkan agar petir yang menyambar kawat petir dapat disalurkan ke tanah dengan lancar melalui kaki tiang saluran transmisi.
 - d. Titik netral dari transformator atau titik netral dari generator, hal ini diperlukan dalam kaitan dengan keperluan proteksi khususnya yang menyangkut gangguan hubung tanah, dalam praktik, diinginkan agar tahanan pentanahan dari titik-titik pentanahan tersebut di atas tidak melebihi 4 ohm (PUIL 2000), Secara teoretis, tahanan dari tanah atau bumi adalah nol karena luas penampang bumi tak terhingga, tetapi kenyataannya tidak demikian, artinya tahanan pentanahan nilainya tidak nol, hal ini terutama disebabkan oleh adanya tahanan kontak antara alat pentanahan dengan tanah di mana alat tersebut dipasang (dalam tanah).
-

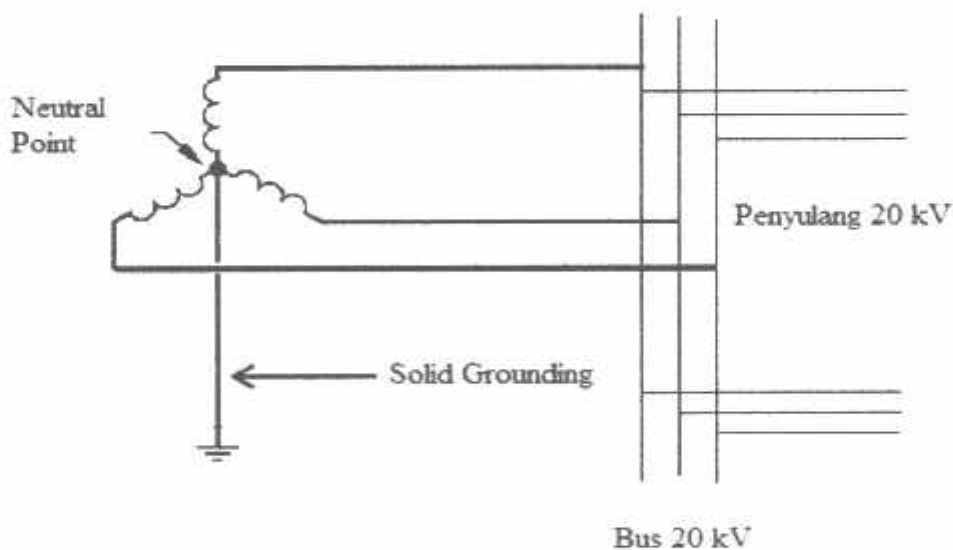
2.6 Sistem Pentanahan Netral^[5]

Walaupun dahulu, banyak sistem distribusi sistem tenaga dioperasikan dengan titik netal tidak ditanahkan, tetapi sekarang praktis untuk mengoperasikan sistem dengan titik netral dihubungkan ketanah (ditanahkan) macam pentanahan titik netral.

1. Pentanahan *Direct Grounding*/langsung (*solid*).
2. Pentanahan *Resistance Grounding*

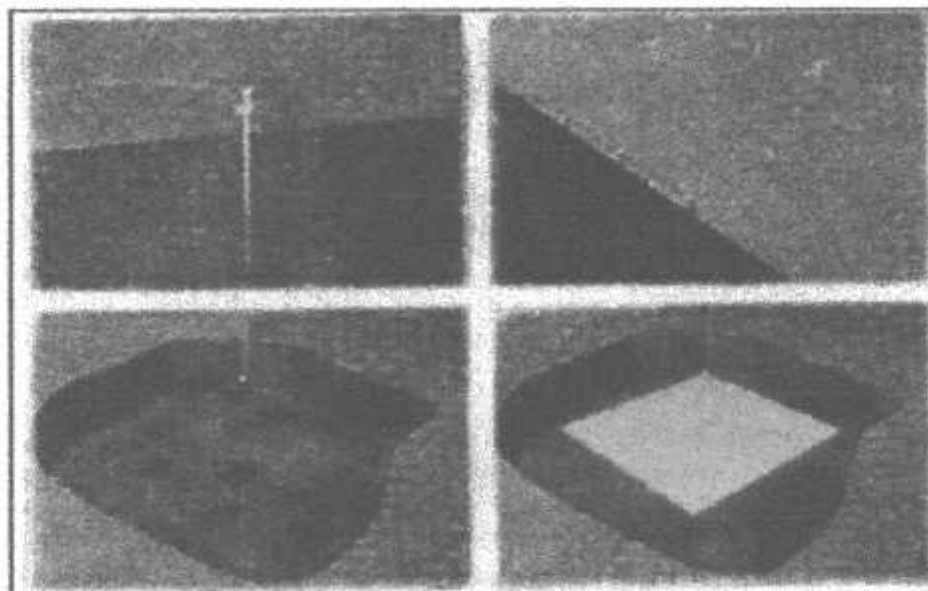
2.6.1. Pentanahan *Direct Grounding*/langsung (*solid*)^[5] :

Pengetanahan ini ialah apabila titik netra trafo kita hubungkan langsung ke tanah, pada sistem ini bila terjadi gangguan kawat ketanah akan mengakibatkan terganggunya kawat dan gangguan ini harus di isolasi dengan memutus Pemutus daya (PMT/CB) digunakan pada system dengan tegangan 20 kV, sistem ini mengandalkan nilai besarnya tahanan Pentanahan (makin kecil tahanan pengetanahan makin baik) yang dipengaruhi oleh bahan dari elektroda Pentanahan.



Gambar 2.1
Pentanahan Netral *Direct Grounding*/langsung (*solid*)^[6]

Pentanahan Titik Netral Tanpa Impedansi (*Direct Grounding/langsung (solid)*), Sistem pentanahan langsung adalah dimana titik netral sistem dihubungkan langsung dengan tanah, tanpa memasukkan harga suatu impedansi, pada sistem ini bila terjadi gangguan fasa ke tanah akan selalu mengakibatkan terganggunya saluran (*line outage*), yaitu gangguan harus di isolir dengan membuka pemutus daya, salah satu tujuan pentanahan titik netral secara langsung adalah untuk membatasi tegangan dari fasa-fasa yang tidak terganggu bila terjadi gangguan fasa ke tanah.

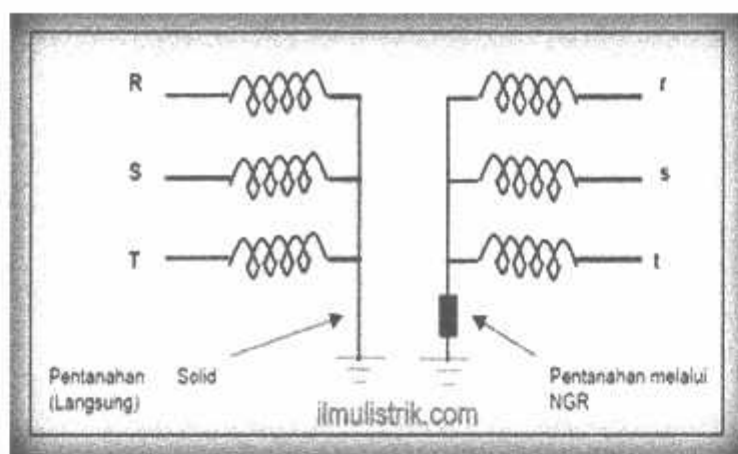


Gambar 2.2

Macam-Macam Alat Pentanahan yang di Tanam Langsung^[7]

Dari Gambar 2.2 tampak bahwa ada empat alat pentanahan, yaitu:

- a. Batang pentanahan tunggal (*single grounding rod*)
- b. Batang pentanahan ganda (*multiple grounding rod*), terdiri dari beberapa batang tunggal yang dihubungkan paralel.
- c. Anyaman pentanahan (*grounding mesh*), merupakan anyaman kawat tembaga.
- d. Pelat pentanahan (*grounding plate*), yaitu pelat tembaga.



Gambar 2.3
Pola Pengamanan Sistem Transformator ^[6]

Keuntungan :

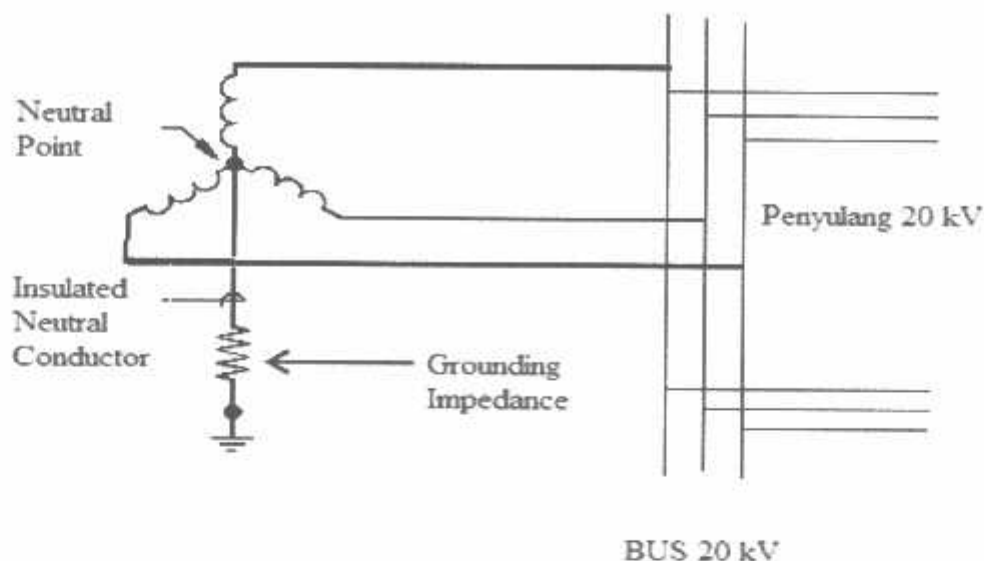
1. Tegangan lebih pada fasa-fasa yang tidak terganggu relatif kecil.
2. Kerja pemutus daya untuk melokalisir lokasi gangguan dapat dipermudah sehingga letak gangguan cepat diketahui.
3. Sederhana dan murah dari segi pemasangan.

kekurangan :

1. setiap gangguan fasa ke tanah selalu mengakibatkan terputusnya daya
2. arus gangguan ke tanah besar, sehingga akan dapat membahayakan makhluk hidup.

2.6.2 Pentanahan *Resistance Grounding* ^[10] :

Dengan diketahuinya akibat dari gangguan – gangguan pada sistem tenaga listrik terutama gangguan satu fasa ke tanah dapat menimbulkan kerusakan peralatan pada jaringan bahkan bisa merusak peralatan listrik, maka perlu diupayakannya melindungi sistem dari gangguan satu fasa ke tanah yaitu dengan mengetanahkan titik netral transformator tenaga, dengan pengetanahan ini besar arus hubung singkat bisa dikurangi, pemasangan tahanan ini pada sisi sekunder trafo tenaga 70/20 kV yang biasanya dihubungkan Y-Y diketanahkan seperti pada gambar 2.4 (SPLN 26:1980).



Gambar 2.4
Pentanahan Netral *Resistance Grounding*^[6]

Pentanahan sisi netral sistem tenaga dengan tahanan adalah menghubungkan titik netral sistem tenaga (terutama titik netral trafo) dengan tanah melalui impedansi yang bersifat resistif, biasanya dipasang tahanan yang mempunyai resistansi lebih besar dari reaktansi pada tempat dimana tahanan di pasang sehingga besar arus gangguan hubung singkat pertama-tama akan ditanahkan oleh kawat sendiri.

Pentanahan netral dengan tahanan tinggi dengan besar tahanan pentanahan 500Ω dihubungkan pada titik netral transformator daya 70/20 kV alasan digunakan tahanan tinggi adalah.

- a. Arus hubung singkat dari fasa ketanah cukup kecil sehingga dapat mengurangi efek penyalan dan percikan busur api pada gangguan peralatan listrik switchgear, kabel misin – mesin listrik.
- b. Mengurangi gaya elektro dinamis yang mungkin terjadi akibat adanya arus hubung singkat.
- c. Mengurangi bahaya tegangan kejut pada alat-alat listrik yang disebabkan oleh adanya arus gangguan hubung singkat tersebut.

2.6.3 Pentanahan Resistance Tinggi 500 ohm^[5] :

Pengetanahan tahanan tinggi 500 ohm dan arus gangguan tanah maksimum tiap fasa 25A.

$$I_n = \frac{20kV}{500 \Omega \sqrt{3}} = 23,00 \text{ A}$$

yang dipakai pada saluran udara tegangan menengah 20 kV untuk sistem 3 fasa 3 kawat. Keunikan dari sistem ini, karena gangguan tanah sangat kecil maksimum 25A sehingga bila terjadi persentuhan kawat tegangan menengah pada jaringan atau instalasi tegangan rendah, bila tahanan tanah pada instalasi maks 1 ohm (tegangan sentuhnya $1 \times 25A = 25 \text{ Volt}$, tidak melebihi tegangan sentuh 50 volt yang diijinkan), mengingat rendahnya arus hubung singkat fasa tanah, maka sebagian besar gangguan yang sifatnya temporer dapat bebas dengan sendirinya.

Pentanahan titik netral melalui tahanan (*resistance grounding*) mempunyai keuntungan dan kerugian yaitu

Keuntungan :

1. Besar arus gangguan tanah dapat diperkecil.
2. Bahaya gradient voltage lebih kecil karena arus gangguan tanah kecil.
3. Mengurangi kerusakan peralatan listrik akibat arus gangguan yang melaluinya.

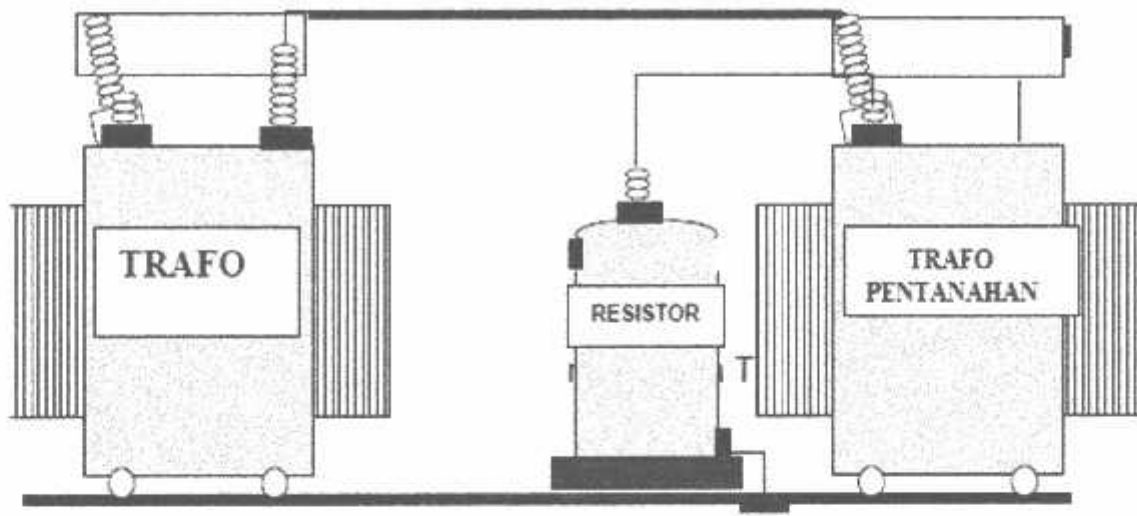
kekurangan :

1. Timbulnya rugi-rugi daya pada tahanan pentanahan selama terjadinya gangguan fasa ke tanah.
2. Karena arus gangguan ke tanah relatif kecil, kepekaan relai pengaman menjadi berkurang dan lokasi gangguan tidak cepat diketahui.

2.7 Transformator Pentanahan

Bila pada suatu sistem tenaga listrik tidak terdapat titik netral, sedangkan sistem itu harus diketanahkan, maka sistem itu dapat ditanahkan dengan menambahkan "Transformator Pentanahan" (*grounding transformer*).

Sistem tegangan 20 kV



Gambar 2.7
Transformator Pentanahan^[5]

Transformator pentanahan itu dapat terdiri dari transformator Zig-zag atau transformator bintang-segitiga ($Y-\Delta$), trafo pentanahan yang paling umum digunakan adalah transformator zig-zag tanpa belitan sekunder.

2.8 Penetapan Sistem Pentanahan di Indonesia Sistem 20 kV

Pentanahan netral sistem 20 kV beserta pengamannya ditetapkan (SPLN 26:1980) sebagai berikut :

Pentanahan netral untuk sistem ini adalah pentanahan dengan tahanan Pengaman Sistem Dilaksanakan Sebagai Berikut :

1. Bagi saluran udara maupun saluran dalam tanah dipakai pemutus dengan relai arus lebih untuk gangguan hubung singkat fasa ke fasa dan rele tanah untuk gangguan hubung singkat fasa ke tanah, pada gardu distribusi dipasang penunjuk gangguan.

2. Bagi saluran udara dipakai pula penutup cepat atau lambat, sedang bagi saluran dalam tanah tidak dipakai penutup kembali.

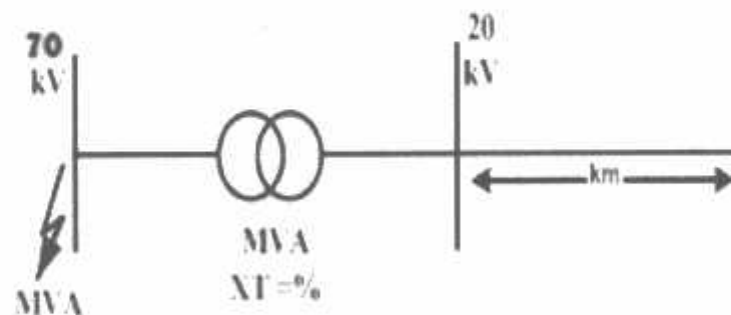
Selanjutnya berdasarkan (SPLN 26:1980) telah ditetapkan besar tahanan pentanahan sebagai berikut :

1. Tahanan rendah 12 ohm dan arus gangguan tanah maksimum 1000 ampere dipakai pada jaringan kabel tanah.
2. Tahanan rendah 40 ohm dan arus gangguan maksimum 300 ampere dipakai pada jaringan saluran udara dan campuran saluran udara dengan kabel tanah.
3. Tahanan tinggi 500 ohm dan arus gangguan maksimum 25 ampere dipakai pada saluran udara.

Khusus untuk sistem fasa tiga, empat kawat, pengetanahan dilakukan tanpa impedansi dan banyak titik (*multiple grounding*).

2.9 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Perhitungan arus hubung singkat dari sistem 20 kV yang dipasok dari Gardu Induk seperti pada gambar di bawah ini.



Gambar 2.8
Single line Diagram Gardu Induk^[10]

Untuk menghitung arus hubung singkat pada sistem diatas, pertama – tama hitung impedansi sumber (reaktansi) dalam hal ini diambil dari data hubung singkat pada bus 70 kV, kedua menghitung reaktansi trafo tenaga, ketiga menghitung impedansi penyulang.

2.9.1 Menghitung Impedansi Sumber

Untuk menghitung impedansi sumber maka data yang diperlukan adalah data hubung singkat pada bus primer trafo.

$$X_s = \frac{kV^2}{MVA}$$

Perlu diingat bahwa impedansi sumber ini adalah nilai ohm pada sisi 70 kV, karena arus gangguan hubung singkat yang akan dihitung adalah gangguan hubung singkat di sisi 20 kV, maka impedansi sumber tersebut harus dikonversikan dulu ke sisi 20 kV, sehingga pada perhitungan arus gangguan nanti sudah menggunakan sumber 20 kV, untuk mengkonversikan impedansi yang terletak di sisi 70 kV, dilakukan dengan cara sebagai berikut.

$$X_s (\text{sisi } 20 \text{ kV}) = \frac{kV^2}{MVA} \times X_s (\text{sisi } 70 \text{ kV})$$

2.9.2 Menghitung Reaktansi Trafo

$$X_t (\text{pada } 100\%) = \frac{kV^2}{\text{trafo MVA}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Nilai reaktansi trafo tenaga :

Reaktansi urutan positif, negative ($X_{t1} = X_{t2}$)

$$X_t = X_t \% \times X_t (\text{pada } 100\%) \dots\dots\dots (2.2)$$

Reaktansi urutan nol (X_{t0})

Reaktansi urutan nol ini didapat dengan memperhatikan data trafo tenaga itu sendiri yaitu dengan melihat kapasitas belitan delta yang ada dalam trafo itu :

- a. Untuk trafo tenaga dengan hubungan belitan Δ/Y dimana kapasitas belitan delta sama besar dengan kapasitas belitan Y, maka $X_{t0} = X_{t1}$.
- b. Untuk trafo tenaga dengan belitan Yyd dimana kapasitas belitan delta (d) biasanya sepertiga dari kapasitas belitan Y (belitan yang dipakai untuk menyalurkan daya, sedangkan belitan delta tetap ada di dalam tetapi tidak dikeluarkan kecuali satu terminal delta untuk ditanahkan), maka nilai $X_{t0} = 3X_{t1}$.
- c. Untuk trafo tenaga dengan hubungan YY dan tidak mempunyai belitan delta di dalamnya, maka besarnya X_{t0} berkisar antara 9 s/d 14 X_{t1} .

2.9.3 Menghitung Impedansi Penyulang

Menghitung impedansi penyulang, impedansi penyulang ini dihitung tergantung dari besarnya impedansi per meter penyulang yang bersangkutan, dimana besar nilainya ditentukan dari konfigurasi tiang yang digunakan untuk jaringan SUTM atau dari jenis kabel tanah untuk jaringan SKTM, dalam perhitungan disini diambil dengan impedansi $Z = (R + jX) \Omega/\text{km}$.

Dengan demikian nilai impedansi penyulang untuk lokasi gangguan yang dalam perhitungan ini disimulasikan terjadi pada lokasi dengan jarak terdekat dan terjauh panjang penyulang.

2.9.4 Menghitung Impedansi Ekuivalen Jaringan

Perhitungan yang akan dilakukan disini adalah perhitungan besarnya nilai impedansi positif ($Z_1 \text{ eq}$), negative ($Z_2 \text{ eq}$), dan nol ($Z_0 \text{ eq}$) dari titik gangguan sampai ke sumber, sesuai dengan urutan di atas.

Karena dari sumber ke titik gangguan impedansi yang terbentuk adalah tersambung seri, maka perhitungan $Z_1 \text{ eq}$ dan $Z_2 \text{ eq}$ dapat langsung menjumlahkan impedansi-impedansi tersebut, sedangkan untuk perhitungan $Z_0 \text{ eq}$ dimulai dari titik gangguan sampai ke trafo tenaga yang netralnya ditanahkan. Untuk menghitung Z_0

eq ini, diumpamakan trafo tenaga yang terpasang mempunyai hubungan Yyd, dimana mempunyai nilai $X_{t0} = 3X_{t1}$.

Perhitungan $Z1_{eq}$ dan $Z2_{eq}$:

$$Z1_{eq} = Z2_{eq} = Z_{s1} + Z_{t1} + Z1_{\text{penyulang}} \dots \dots \dots (2.3)$$

Karena lokasi gangguan diasumsikan terjadi pada 25%, 50%, 75% dan 100% panjang penyulang, maka $Z1_{eq}$ ($Z2_{eq}$) yang didapat juga pada lokasi tersebut.

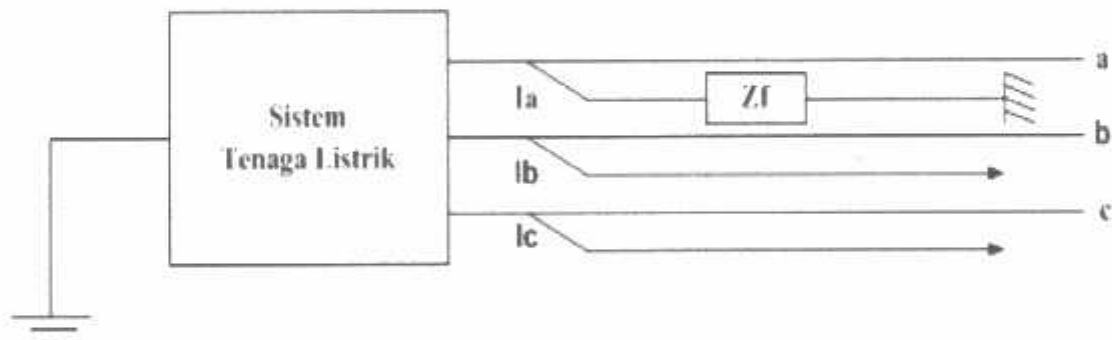
Perhitungan $Z0_{eq}$:

$$Z0_{eq} = Z_{t0} + 3R_N + Z0_{\text{penyulang}} \dots \dots \dots (2.4)$$

Karena lokasi gangguan diasumsikan terjadi pada 25%, 50%, 75% dan 100% panjang penyulang, maka $Z0_{eq}$ yang didapat juga pada lokasi tersebut.

Setelah mendapatkan impedansi ekuivalen sesuai dengan lokasi gangguan, selanjutnya perhitungan arus gangguan hubung singkat dapat dihitung dengan menggunakan rumus dasar seperti dijelaskan sebelumnya, hanya saja impedansi ekuivalen mana yang dimasukkan ke dalam rumus dasar tersebut adalah tergantung dari hubung singkat 3 fasa, 2 fasa atau 1 fasa ke tanah.

2.10 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah



Gambar 2.9
Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa^[8]

Kemungkinan terjadinya gangguan satu fasa ke tanah adalah back flashover antara tiang ke salah satu kawat transmisi dan distribusi, sesaat setelah tiang tersambar petir yang besar walaupun tahanan kaki tiangnya cukup rendah namun bisa

juga gangguan fasa ke tanah ini terjadi sewaktu salah satu kawat fasa transmisi / distribusi tersentuh pohon yang cukup tinggi dll.

$$I = \frac{V}{Z}$$

Dimana.

I = Arus gangguan urutan Nol = I_0

V = Tegangan Fasa – Netral sistem 20 kV = $\frac{20000}{\sqrt{3}} = V_{ph}$

Z = Jumlah impedansi urutan Positif (Z_1 eq) dan urutan Negatif (Z_2 eq) dan Impedansi urutan Nol (Z_0 eq)

$$I_1 \text{ fasa ke tanah} = 3 \times I_0 \dots\dots\dots(2.5)$$

Sehingga arus gangguan hubung singkat 1 fasa ketanah dapat dihitung sebagai berikut

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a3} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

2.11 Pengertian dan Fungsi Pengaman

Sistem pengaman adalah cara untuk mencegah/membatasi kerusakan peralatan terhadap gangguan, sehingga kelangsungan penyaluran tenaga listrik dapat dipertahankan salah satu alat pengaman yang digunakan adalah relai.

Relai adalah suatu alat pengaman yang bekerja secara otomatis mengukur / memasukkan rangkaian listrik (rangkaian trip atau alarm) akibat adanya perubahan rangkain lain.

Fungsi sistem pengaman adalah :

1. Untuk menghindari atau mengurangi kerusakan akibat gangguan pada yang terganggu atau peralatan yang dilalui oleh arus gangguan
 2. Untuk melokalisir (mengisolir) daerah gangguan menjadi sekecil mungkin.
 3. Untuk dapat memberikan pelayanan listrik dengan keandalanyang tinggi kepada konsumen.
-

2.12 Persyaratan Kerja Sistem Pengaman^[4] :

Untuk memenuhi fungsi diatas, relai proteksi harus memenuhi persyaratan sebagai berikut:

1. *Selektif*

Suatu relai proteksi adalah bertugas mengamankan suatu alat atau bagian dari sistem tenaga listrik dalam jangkauan pengamannya, letak pemutus tenaga (PMT) sedemikian rupa sehingga setiap bagian dari sistem dapat dipisahkan, maka tugas relai adalah mendeteksi adanya gangguan yang terjadi pada daerah pengamannya, dan memberi perintah untuk membuka PMT, dan memisahkan bagian dari sistem yang terganggu, dengan demikian bagian sistem yang lain yang tidak terganggu dapat beroperasi dengan normal, Jika hal ini dapat dircalisir, maka pengaman yang selektif.

2. *Dapat diandalkan*

Dalam keadaan normal, tidak ada gangguan relai tidak bekerja, mungkin berbulan – bulan atau bertahun – tahun, tetapi bila pada suatu saat ada gangguan, maka ia harus bekerja, maka dalam hal ini relai tidak boleh gagal bekerja, karena pemadaman akan meluas. Disamping itu juga relai tidak boleh salah bekerja, dalam hal yang harus dapat diandalkan bukan hanya relainya saja, tetapi juga komponen – komponen perangkat proteksi itu, keadaan relai proteksi itu ditentukan mulai dari rencana, pengerjaan, bahan yang digunakan dengan pengawatannya, oleh karena itu diperlukan perawatan yang dalam hal ini perlu adanya pengujian secara periodik.

3. *Cepat*

Waktu kerja relai cepat, makin cepat relai bekerja, maka tidak hanya dapat memperkecil kerusakan akibat gangguan tetapi juga dapat memperkecil kemungkinan meluasnya gangguan, adakalanya demi terciptanya selektivitasnya dikehendaki adanya penundaan waktu (*time delay*), tetapi

secara keseluruhan tetap dikehendaki waktu kerja relai yang cepat, jadi harus dapat memberikan selektivitas yang baik dengan waktu yang lebih cepat.

4. Peka

Relai dikatakan peka bila dapat bekerja dengan masukan (input) dari besaran yang dideteksi adalah kecil, Jadi relai dapat bekerja pada awal kejadian gangguan.

2.13 GFR (*Ground Fault Relay*)

Gangguan satu fasa ke tanah sangat tergantung dari jenis pentanahan dan sistemnya, gangguan satu fasa ke tanah umumnya bukan merupakan hubung singkat melalui tahanan gangguan, sehingga arus gangguannya menjadi semakin kecil dan tidak bisa terdeteksi oleh OCR (*Over Current Relay*), dengan demikian diperlukan relai pengaman gangguan tanah.

2.13.1 Penyetelan GFR (*Ground Fault Relay*)

Sebagian besar gangguan hubung singkat yang terjadi adalah gangguan hubung singkat fasa ke tanah maka relai yang perlu digunakan adalah GFR (*Ground Fault Relay*), untuk gangguan penggerak GFR (*Ground Fault Relay*) dipakai arus urutan nol serta tegangan urutan nol, untuk sistem yang beroperasi dalam keadaan normal arus urutan nol tidak mengalir.

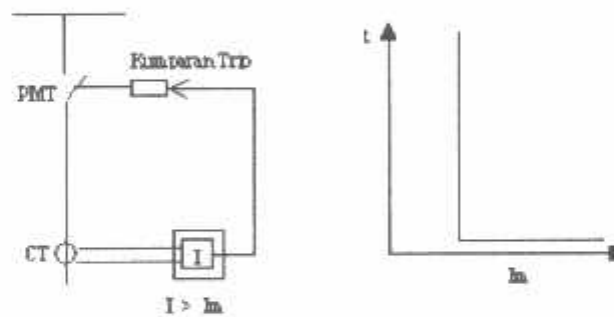
Pada prinsipnya kerja GFR (*Ground Fault Relay*) dan OCR sama namun karena besar arus gangguan tanah lebih kecil dibandingkan besar arus gangguan fasa maka digunakan GFR (*Ground Fault Relay*), prinsip kerja GFR (*Ground Fault Relay*) yaitu pada kondisi normal dengan beban seimbang arus – arus fasa I_r , I_s , dan I_t (I_b) sama besar sehingga kawat netral tidak timbul arus dan relai gangguan tanah tidak dialiri arus, namun bila terjadi ketidakseimbangan arus atau terjadi gangguan hubung singkat fasa ke tanah maka akan timbul arus urutan nol pada kawat netral, arus urutan nol ini akan mengakibatkan GFR (*Ground Fault Relay*) bekerja.

Untuk menentukan penyetelan setting GFR (*Ground Fault Relay*) terlebih dahulu diketahui besar arus hubung singkat yang mungkin terjadi, dan harus diketahui terlebih dahulu impedansi sumber, reaktansi trafo tenaga, dan impedansi penyulang. Dan setelah ketiga komponen yang telah disebutkan, baru dapat ditentukan total impedansi jaringan, total impedansi jaringan inilah yang akan langsung digunakan dalam perhitungan arus hubung singkat, dalam perhitungan arus hubung singkat satu fasa ke tanah sangat dipengaruhi oleh sistem pentanahan yang digunakan.

2.14 Berdasarkan Karakteristik Waktu Kerja

1. Relai yang bekerja seketika (tanpa waktu tunda) ketika arus yang mengalir melebihi nilai settingnya, relai akan bekerja dalam waktu beberapa mili detik (10 – 20 ms), dapat kita lihat pada gambar dibawah ini.

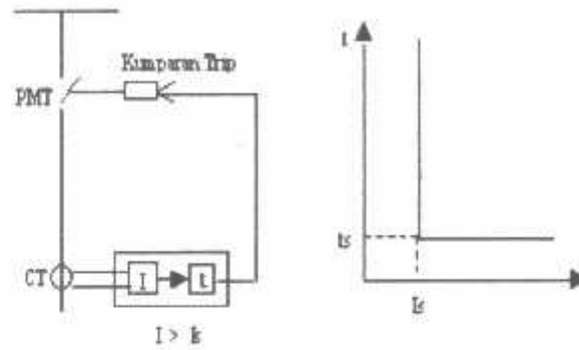
Relai ini jarang berdiri sendiri tetapi umumnya dikombinasikan dengan relai arus lebih dengan karakteristik yang lain.



Gambar 2.10
Karakteristik Relai Waktu Seketika

2. Relai arus lebih waktu tertentu (definite time relay)

Relai ini akan memberikan perintah pada PMT pada saat terjadi gangguan hubung singkat dan besarnya arus gangguan melampaui settingnya (I_s), dan jangka waktu kerja relai mulai pick up sampai kerja relai diperpanjang dengan waktu tertentu tidak tergantung besarnya arus yang mengerjakan relai.

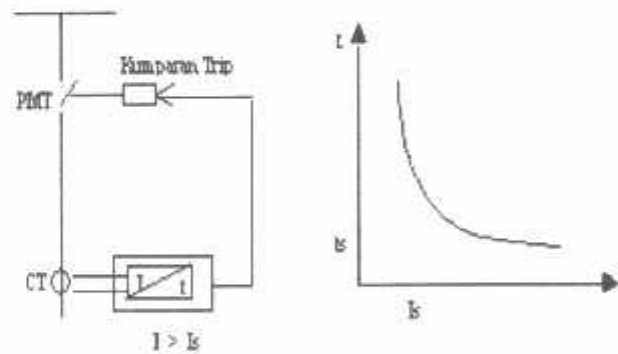


Gambar 2.11
Karakteristik Relai Waktu Definite

3. Relai arus lebih waktu terbalik.

Relai ini akan bekerja dengan waktu tunda yang tergantung dari besarnya arus secara terbalik (*inverse time*), makin besar arus makin kecil waktu tundanya, karakteristik ini bermacam-macam, setiap pabrik dapat membuat karakteristik yang berbeda-beda, karakteristik waktunya dibedakan dalam tiga kelompok :

- *Standar invers*
- *Very inverse*
- *extreemely inverse*



Gambar 2.12
Karakteristik Relai Waktu Inverse

2.15 Menghitung Setelan Ground Fault Relay (GFR)^[10]

Untuk menghitung nilai setelan gangguan satu fasa ke tanah dapat dilakukan dengan cara sebagai berikut :

Nilai Setelan relai penyulang 20 kV

$$I \text{ Set (primer)} = 0,1 \times I \text{ beban} \dots \dots \dots (2.6)$$

Nilai setelan tersebut adalah nilai primer, untuk mendapatkan nilai setelan sekunder yang dapat disetkan pada GFR (*Ground Fault Relay*), maka dihitung dengan menggunakan data Ratio Trafo Arus yang terpasang di Penyulang tersebut yaitu sebagai berikut :

$$I \text{ set (sek)} = I \text{ set (primer)} \times \frac{1}{\text{Ratio CT}}$$

Setelan Waktu/Time Multiple Setting (Tms)

Setelan waktu standar inverse dihitung dengan menggunakan rumus kurva Waktu Vs Arus, rumus ini bermacam – macam sesuai desain Pabrik pembuat Relai, dalam hal ini diambil rumus kurva Waktu Vs Arus dari (*Standard British*), sebagai berikut :

$$t = \frac{0,14 \times Tms}{\left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]} \dots \dots \dots (2.7)$$

Untuk mentukan nilai Tms yang akan disetelankan pada Ground Fault Relai (GFR) diambil pada angka arus gangguan (*I fault*) sebesar arus gangguan satu fasa ke tanah pada lokasi gangguan berapa persen dari panjang penyulang dan waktu kerja GFR (*Ground Fault Relay*) di penyulang itu (sesuai keterangan waktu tercepat di atas) misal diambil selama 0.3 detik, maka nilai Tms yang akan disetkan pada Ground Fault Relai (GFR) adalah :

$$Tms = \frac{tx \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right) - 1 \right]}{0,14} \dots \dots \dots (2.8)$$

Nilai Setelan incoming 20 KV trafo tenaga

Untuk menentukan setelan relai arus lebih di sisi incoming 20 kV trafo, perlu dihitung terlebih dahulu arus nominal trafo tenaga itu yang datanya sesuai yang harus diketahui adalah Kapasitas, Tegangan, Impedansi, Ratio CT

Arus nominal trafo pada sisi 20 KV :

$$I_n (\text{sisi } 20\text{kV}) = \frac{kVA}{\sqrt{3} kV_x} \dots\dots\dots (2.9)$$

$$I_{set} (\text{primer}) = 0,07 \times I_{beban} \dots\dots\dots (2.10)$$

Nilai setelan tersebut adalah nilai primer. Untuk mendapatkan nilai setelan sekunder yang dapat disetkan pada GFR maka harus di hitung dengan menggunakan data rasio trafo arus yang terpasang di incoming 20 kV tersebut yaitu sebagai berikut

$$I_{set} (\text{sekunder}) = I_{set} (\text{primer}) \times \frac{1}{\text{Ratio CT}} \dots\dots\dots (2.11)$$

Setelan Waktu (Tms)

Setelan waktu relai *standard inverse* dengan menggunakan rumus kurva Waktu Vs Arus dalam hal ini juga diambil dari standar (*British*), maka rumusnya :

$$t = \frac{0,14 \times Tms}{\left[\left(\frac{I_{f1 \text{ fault}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]} \dots\dots\dots (2.12)$$

Karena Tms GFR (*Ground Fault Relay*) di penyulang yang akan disetelkan pada GFR (*Ground Fault Relay*) nya diambil pada angka arus gangguan (Ifault) sebesar arus gangguan satu fasa ke tanah pada lokasi gangguan sebesar berapa persen dari panjang penyulang, maka perhitungan menentukan nilai Tms arus lebih di incoming juga harus berdasarkan besar arus gangguan satu fasa ke tanah dilokasi berapa persen dari panjang penyulang juga.

Sedangkan waktu kerja GFR (*Ground Fault Relay*) di incoming trafo 20 kV harus dibuat lebih lambat (0,4 – 0,5) detik dari waktu kerja relai di penyulang 20 kV (dari relai yang di sisi hilirnya). Besarnya beda waktu ini dipengaruhi oleh beberapa hal, yaitu :

- Kesalahan relai pada penyulang : 0,2–0,3 detik
- Waktu pembukaan PMT sampai hilangnya bunga api : 0,1 detik
- *Over Shoot* : 0,05 detik

- Faktor keamanan : 0,05 detik

Selisih waktu kerja relai di incoming 20 kV sisi hulu lebih lama 0,4 detik dari waktu kerja relai di penyulang (sisi hilir) di sebut *grading time*, yang maksudnya agar relai di incoming 20 kV memberikan kesempatan relai di penyulang bekerja lebih dahulu. Dengan demikian bila memang gangguan hubung singkat terjadi penyulang tersebut, penyulang lain yang masih tersambung, sehingga beban di penyulang lain masih menyala.

Untuk itu, nilai T_{ms} yang akan disetelankan pada relai arus lebih di incoming 20 kV dihitung dengan menggunakan rumus yang sama :

$$T_{ms} = \frac{tx \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right) - 1 \right]}{0,14} \dots\dots\dots (2.13)$$

Dimana t = waktu setelan GFR (*Ground Fault Relay*) penyulang + waktu koordinasi

Nilai setelan T_{ms} yang didapat masih harus diuji lagi dengan arus gangguan yang lain seperti arus gangguan hubung singkat untuk lokasi gangguan satu fasa ke tanah yang terjadi di lokasi lain misalnya pada panjang penyulang.

2.16 Penyetelan GFR (*Ground Fault Relay*) pada Sistem Tanpa Pentanahan

Pada sistem ini arus gangguan satu fasa ke tanah relatif kecil namun terjadi pergeseran tegangan bila sistemnya menggunakan relai tegangan urutan nol, maka relai ini tidak boleh bekerja bila terjadi pergeseran tegangan pada keadaan normal.

$$V_0 = 30\% \times V$$

Dimana

$$V_0 = \text{Penyetelan relai tegangan urutan nol}$$

$$V = \text{Tegangan nol}$$

2.17 Penyetelan GFR (*Ground Fault Relay*) pada Sistem Pentanahan Langsung

Penyetelan untuk pengamanan gangguan tanah pada sistem ini sama dengan sistem pentanahan melalui tahanan rendah tetapi untuk sistem 3 fasa 4 kawat harus dipertimbangkan adanya ketidak seimbangan yang minimum, penyetelan relai gangguan tanah pada sistem ini adalah :

$$I_{set} = k_s \times I_{vb}$$

Dimana I_{set} = Penyetelan arus gangguan tanah

I_{vb} = Arus tidak seimbang yang mungkin terjadi

K_s = Faktor keamanan, digunakan 1,2 – 1,5.

Karena pada jaringan ini arus gangguan cukup besar maka kriteria penyetelannya sama dengan relai gangguan antar fasa tetapi batas minimum dapat lebih kecil dari arus beban nominal.

2.18 Penyetelan GFR (*Ground Fault Relay*) pada Sistem Pentanahan Melalui Tahanan Tinggi

Pada sistem ini arus gangguan satu fasa ke tanah besarnya hanya 23 A dan tidak jauh dengan kapasistansi ke tanah, artinya arus kapasistansi ke tanah tidak dapat diabaikan terhadap arus resistif, adapaun relai yang digunakan adalah relai gangguan tanah, relai ini sangat sensitif dengan karakteristik waktu tertentu, Relai ini mendapat suplai dari arus urutan nol tegangan urutan nol, setelan minimum relai gangguan ini adalah 1 A.

Jika I_s minimum masih bisa menyebabkan relai bekerja adalah $1,25 \times I_{set}$, jadi akibat sentuhan ranting pohon atau kawat putus menyentuh tanah diharapkan relai bekerja.

BAB III
SISTEM KELISTRIKAN GARDU INDUK TUREN TRAF0
ALSTHOM 1

3.1 Data Data Pada Trafo 1 Alsthom Gardu Induk Turen Kab, Malang

Gardu Induk Turen memiliki 3 Trafo tenaga untuk menurunkan tegangan tinggi 70 kV ke rendah 20 kV salah satunya trafo 1 Alsthom, Trafo tenaga itu mempunyai data sebagai berikut :

Kapasitas : 30 MVA

Tegangan : 70/20 kV

Frekuensi : 50 HZ

Impedansi : 12.22 %

Vector group : YNyn0(d11)

Dengan data trafo seperti tersebut maka impedansi di dapat dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Z_T &= \frac{Vs^2}{P} X^T \\ &= \frac{20^2}{30} j0,12 \\ &= j1,6 \Omega \end{aligned}$$

Jadi besarnya impedansi sumber yang berasal dari trafo 1 Alsthom adalah :

$$Z_T = j1,6 \Omega$$

Keterangan :

Z_T = Impedansi sumber trafo

P = Daya nominal dari rating trafo

X^T = Impedansi yang tertulis pada papan nama trafo

3.2 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Perhitungan hubung singkat pada tugas akhir ini adalah gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah.

Dan Perhitungan hubung singkat pada tugas akhir ini di lakukan pada tiap penyulang yang di suplai oleh trafo 1 Alsthom, penyulang yang di suplai oleh trafo 1 adalah :

Tabel 3.1
Data Beban Tiap Penyulang

| Penyulang | L (Km) | KVA |
|----------------|--------|------|
| Pindad 2 | 1,235 | 400 |
| Spare | 2,335 | - |
| Bakalan | 4,219 | 400 |
| Dampit | 5,847 | 2460 |
| Bantur | 12,883 | 520 |
| Tirtoyudo | 15,957 | 5260 |
| Wajak | 17,549 | 2200 |
| Sumber Manjing | 20,067 | 100 |

3.3 Data Saluran Penyulang

Pada penyulang yang di suplai oleh Trafo 1 Alsthom gardu induk turen menggunakan penghantar jenis penghantar AAAC dengan luas penampang 150 mm², sehingga besarnya impedansi urutan positif, negatif dan nol dapat di lihat pada Table 3.2 yaitu sebagai berikut :

Tabel 3.2
Impedansi Urutan Positif dan Nol Penghantar AAAC

| Penampang Nominal (mm ²) | Jari-jari Nominal (mm ²) | Jumlah Urat | GMR (mm ²) | Impedansi Urutan Positif (mm ²) | Impedansi Urutan Nol (mm ²) |
|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------|------------------------|---|---|
| 25 | 2,8230 | 7 | 2,0475 | 1,2903+j0,3859 | 1,4384+j1,6770 |
| 35 | 3,3371 | 7 | 2,4227 | 0,2917+j0,3790 | 1,0696+j1,6655 |
| 50 | 3,9886 | 7 | 2,8957 | 0,6452+j0,3678 | 0,7931+j1,6553 |
| 70 | 4,7193 | 7 | 3,4262 | 0,4608+j0,3572 | 0,6088+j1,6447 |
| 95 | 5,4979 | 19 | 4,1674 | 0,3396+j0,3449 | 0,4876+j1,6324 |
| 120 | 6,1791 | 19 | 4,6837 | 0,2688+j0,3376 | 0,4186+i1,6251 |
| 150 | 6,9084 | 19 | 5,2365 | 0,2162+j0,3305 | 0,3441+j1,6180 |
| 185 | 7,6722 | 19 | 5,8155 | 0,1744+j0,3323 | 0,3224+j1,6114 |
| 240 | 8,7386 | 19 | 6,6238 | 0,1344+j0,3158 | 0,2824+j1,6033 |

Data tabel 3.2 saluran digunakan untuk menentukan besar impedansi urutan kawat untuk tiap penyulang Gardu Induk Turen, dan setelah itu digunakan untuk menentukan besar arus gangguan untuk tiap penyulang Gardu Induk Turen.

3.4 Relai Gangguan Tanah GFR (*Ground Fault Relay*)

Relai gangguan ke tanah yang terpasang pada trafo 70/20 kV Gardu Induk Turen memiliki data-data sebagai berikut :

| | |
|------------------|--------|
| Pabrik | : GEC |
| Type | : MCGG |
| No.seri | : |
| Ratio ct | : 50/5 |
| Setting Primer | : 10 A |
| Setting Sekunder | : 1 A |

3.5 Setelan Waktu Kerja Relai

Setelan waktu kerja relai yang digunakan untuk relai GFR dengan metode Metode Pentanahan *Direct Grounding*/langsung (*solid*) dan Pentanahan *Resistance Grounding* adalah dengan karakteristik (*standard inverse*).

$$T = \frac{0,14}{\left[\left(\frac{I_{f1 \text{ fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right]} TD \dots\dots\dots (3.1)$$

Dimana :

I_{max} = arus hubung singkat (Amper)

I_{set} = setting arus relai (Amper)

TD = *Time Delay* (detik)

Tabel 3.3
Konstanta (ANSI/IEEE dan IEC) Untuk Standard Relai

| Curve Description | Standard | α | β | L |
|--------------------|----------|----------|---------|--------|
| Moderately Inverse | IEEE | 2.0 | 0.0515 | 0.114 |
| Very Inverse | IEEE | 2.0 | 19.61 | 0.491 |
| Extremely Inverse | IEEE | 2.0 | 28.2 | 0.1217 |
| Inverse | CO8 | 2.0 | 5.95 | 0.18 |
| Short Time Inverse | CO2 | 0.02 | 0.0239 | 0.0169 |
| Standard Inverse | IEC | 0.02 | 0.14 | 0 |
| Very Inverse | IEC | 1.0 | 13.5 | 0 |
| Exxtremely Inverse | IEC | 2.0 | 80.0 | 0 |
| Long Time Inverse | UK | 1.0 | 120 | 0 |

3.6 PMT

PMT atau pemutus tenaga adalah suatu pemutus rangkaian listrik yang mampu beroperasi dalam keadaan beban normal ataupun pada saat terjadi gangguan.

Syarat-syarat yang harus di penuhi oleh suatu pemutus tenaga adalah

1. Harus mampu menutup dan di aliri arus beban penuh dalam waktu lama.
2. Membuka otomatis untuk memutuskan beban atau beban lebih.
3. Harus memutus cepat bila terjadi hubung singkat.
4. Celah (*gap*) harus tahan terhadap tegangan rangkaian, bila kontak membuka.
5. Mampu menahan efek dari arching kontaknya, gaya elektromagnetik atau kondisi thermal yang tinggi akibat hubung singkat.

Data spesifikasi PMT yang digunakan untuk proteksi penyulang yang di suplai oleh trafo Alsthom adalah:

Penyulang pindad :

Pabrik = FUJI
 Jenis = VCB
 No, Seri = FA 2520 12 MP
 Rating = 24 KV
 Ip = 1250

Penyulang Spare :

Pabrik = FUJI
 Jenis = VCB
 No, Seri = FA 2520 12 MP
 Rating = 24 KV
 Ip = 1250 A

Penyulang Bakalan :

Pabrik = MEIDENSHA
 Jenis = VCB

No, Seri = LG8724-34

Rating = 24 KV

Ip = 1250 A

Penyulang Dampit :

Pabrik = MEIDENSHA

Jenis = VCB

No, Seri = LG8724-2

Rating = 24 KV

Ip = 1250 A

Penyulang bantur :

Pabrik = MERLIN GERIN

Jenis = VCB

No, Seri = 51955

Rating = 24 KV

Ip = 630 A

Penyulang Tirtoyudo :

Pabrik = MERLIN GERIN

Jenis = VCB

No, Seri = 51956

Rating = 24 KV

Ip = 630 A

Penyulang Wajak :

Pabrik = MERLIN GERIN

Jenis = VCB

No, Seri = 51954

Rating = 24 KV

Ip = 630 A

Penyulang Sumber Manjing:

Pabrik = MERLIN GERIN

Jenis = VCB

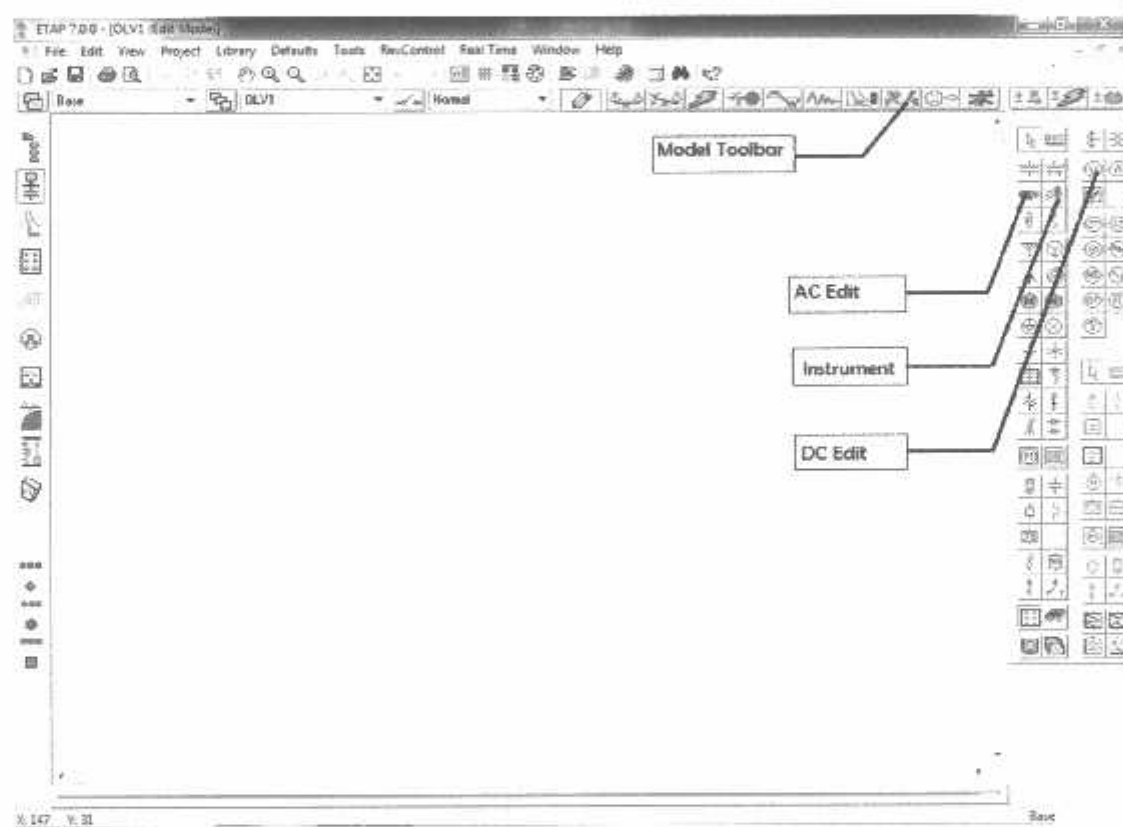
No, Seri = 51926

Rating = 24 KV

Ip = 630 A

3.7 Simulasi Software ETAP Powerstation

ETAP Powerstation merupakan program untuk menganalisa kondisi transien suatu system kelistrikan, *ETAP Powerstation* memungkinkan antar muka secara grafis dan komputasi yang sempurna dan secara langsung kita dapat menggambar single line diagram, tampilan utama *Software ETAP Powerstation* pada gambar 3.3.



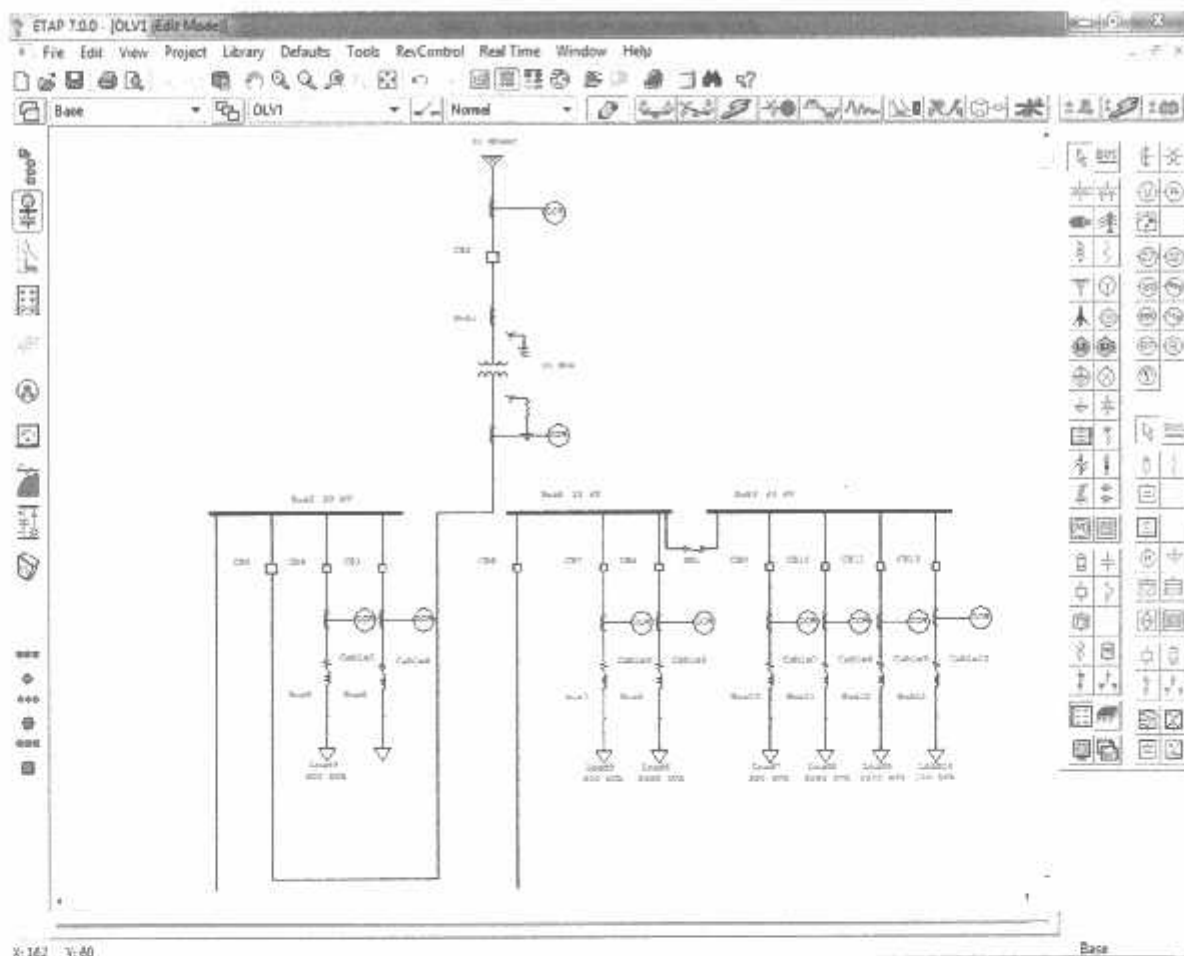
Gambar 3.1
Tampilan Model Utama Simulasi *Software ETAP Powerstation*

3.7.1 Operasi Nyata Secara Virtual (*virtual reality operation*)

Pengoprasian program mirip dengan pengoprasian listrik secara nyata, seperti ketika menutup atau membuka CB, membuat suatu elemen keluar dari rangkaian, mengganti status operasi motor dan lain sebagainya, *ETAP Powerstation* memiliki konsep – konsep baru dalam menentukan koordinasi peralatan pengaman secara langsung dari single line diagram.

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

ETAP Powerstation menggabungkan konsep elektrik, logika, mekanik dan fisik dari suatu elemen sistem dalam data base yan sama, sebagai contoh : sebuah kabel tidak terdiri dari data sifat-sifat listrik dan dimensi fisik, tetapi juga informasi yang mengindikasikan jalur yang di lalui, gabungan data-data ini menentukan konsistansi sistem secara keseluruhan dan menghindarkan dari pemasukan data yang berulang-ulang untuk element yang sama.

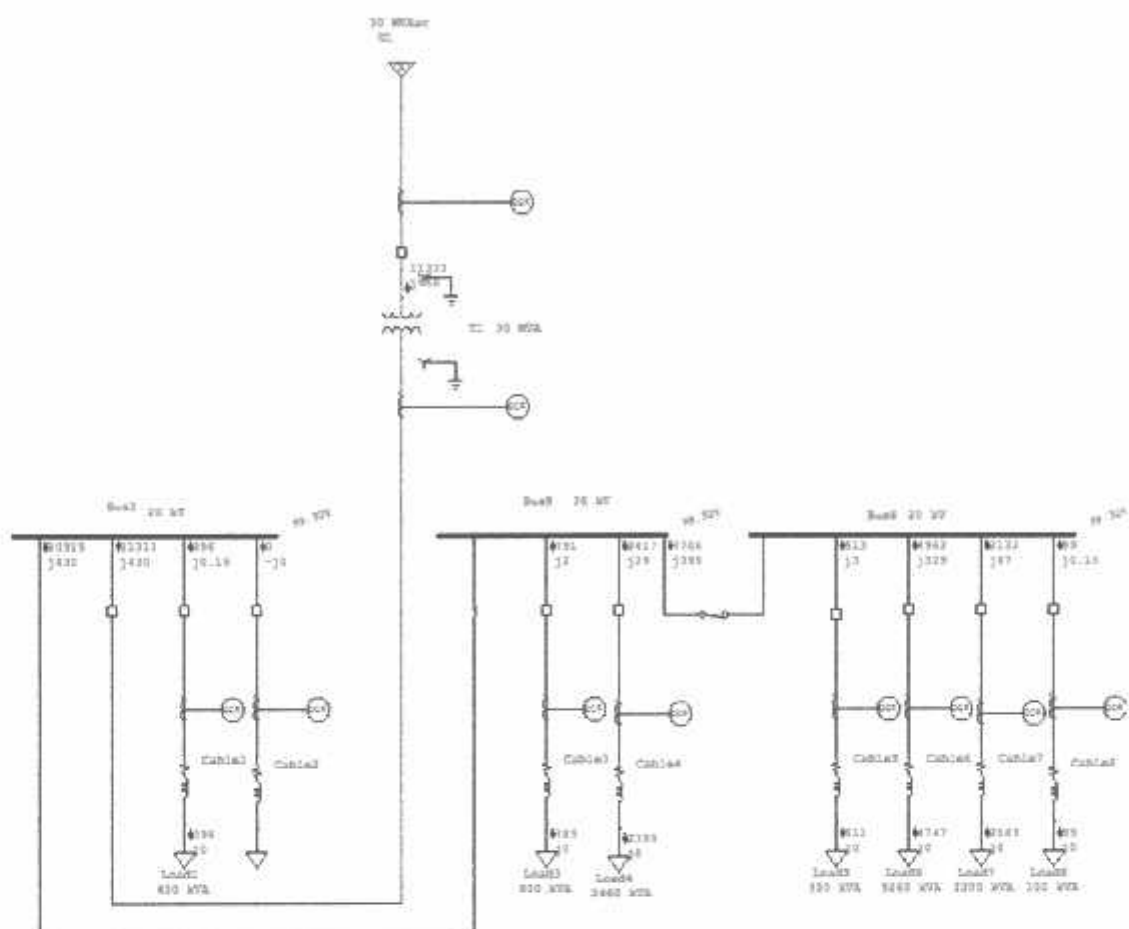


Gambar 3.2
Tampilan Pemodalan *Single line Diagram*
Simulasi Menggunakan *Software ETAP Powerstation*

3.8 Perancangan Simulasi Menggunakan *ETAP Power Station*

1. Menggambar *single line diagram*

Menggambar *single line diagram* di *ETAP Power Station* didasarkan pada *single line diagram* dari data yang diperoleh di GI. Turen.



Gambar 3.3
Single Line Diagram Sistem Kelistrikan di GI. Turen

2. Input Data Trafo

2-Winding Transformer Editor - T1

Info Rating Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

30 MVA liquid-Fill OA/FA 55/55 C 70 20kV

Rating

Primary kV: 30 (MVA) Max MVA: 30 FLA: 247.4 Connected Bus: 70

Secondary kV: 20 FLA: 895 Connected Bus: 20

Impedance

Positive % Z: 12.22 X/R: 23.7 Z Variation: @ -5% Tap: 0 %

Zero % Z: 12.22 X/R: 23.7 Z Variation: @ +5% Tap: 0 %

Buttons: Typical X/R, Typical Z & X/R

Buttons: OK, Cancel

Gambar 3.4
Input Rating Trafo di *ETAP Power Station*

3. Input Data Beban

Static Load Editor - Load1

Info Loading Cable/Vid Cable Amp Harmonic Reliability Remarks Comment

1 400 kV 0 kvar 20 kV Cable Info not available

Rating

kV: 55 kVA: 400 kW: 400 kvar: 0 % PF: 100 Amps: 1155 Grounding: Y

Buttons: Calculator

Loading

| Loading Category | % Loading | Load | | Feeder Loss | |
|------------------|-----------|------|------|-------------|------|
| | | kW | kvar | kW | kvar |
| 1 Design | 100 | 400 | 0 | 0 | 0 |
| 2 Normal | 100 | 400 | 0 | 0 | 0 |
| 3 Brake | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 Winter Load | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 Summer Load | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 FL Reject | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 Emergency | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 Shutdown | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 Accident | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 Backup | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Operating Load: 396 kW 0 kvar

Buttons: OK, Cancel

Gambar 3.5
Input Rating Beban di *ETAP Power Station*

4. Input Data CB

High Voltage Circuit Breaker Editor - CB3

Info Rating Reliability Remarks Comment

24 kV 0.03 sec 12.5 kA 0 kA

Standard ANSI Library Info IEC Model

Library none

Model none

Rating

| | | | |
|----------|-----------|------------|------|
| Rated kV | Rated Amp | FPC Factor | Ithr |
| 24 | 1250 | 1.3 | 0 |

| | | | | |
|------------|-------------|-----|-------------|-----|
| Min. Delay | Making Peak | TRV | AC Breaking | Tbr |
| 0.03 | 0 | 0 | 12.5 | 3 |

Application/Association

Association

OK Cancel

Gambar 3.6
Input Rating CB di ETAP Power Station

5. Input Data CT

Current Transformer(CT) Editor - CT2

Info Rating Checker Remarks Comment

Ratio

| | | |
|---------|-----|--------|
| Primary | Sec | Ratio |
| 1000 A | 5 A | 1000/5 |

Class

Designation

Burden 0 VA

Other

OK Cancel

Gambar 3.7
Input Rating CT di ETAP Power Station

6. Input Data Impedensi

Cable Editor - Cable1

| Info | Reliability | Physical | Remarks | Comment |
|---------------------------|-------------|------------|----------|------------------|
| Impedance | Loading | Protection | Aspecty. | String |
| | | | | Routing |
| Impedance (per conductor) | | | | |
| | R | X | Y | Units |
| Pos | 0.4081 | 0 | | Ohms per 1000 ft |
| Zero | 0.4494 | 1.5982 | 0 | Ω Ohms |
| Cable Temperature | | | | |
| Base | 75 °C | Min | 75 °C | Max |
| | | | | 75 °C |

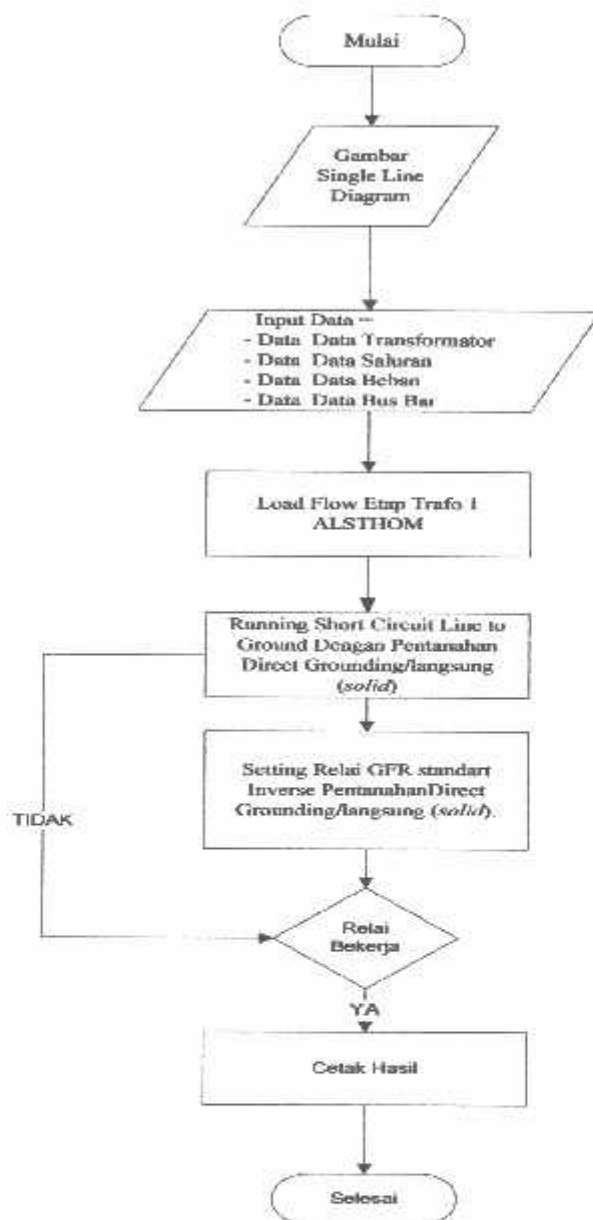
Gambar 3.8
Input Impedensi di *ETAP Power Station*

3.9 Algoritma Simulasi *Software ETAP Power Station*

- a. Mulai
 - b. Menggambar *single line diagram* GI. Turen Baru menggunakan *Software ETAP Power Station*.
 - c. Menginputkan data teknis ke dalam *single line diagram* GI. Turen, yang meliputi data transformator, data CT, data beban, data CB dan Data Impedensi.
 - d. Menjalankan fitur program *Load Flow System* yang terdapat pada *software ETAP Power Station*, untuk mengetahui keadaan sistem di GI. Turen.
 - e. Melakukan simulasi gangguan satu fasa ke tanah, pada pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)* dan *Resistance Grounding* menggunakan fitur *Star – Protection Device Coordination Simulation* yang ada pada *software ETAP Power Station*.
 - f. Setting relai GFR *standard inverse* pada arus gangguan pentanahan *Direct Grounding (solid)* dan *Resistance Grounding*.
 - g. Apabila relai tidak dapat bekerja sesuai fungsinya, maka relai disetting ulang lalu kembali ke poin 5. Dan apabila relai bekerja sesuai fungsinya, maka akan langsung menganalisa hasil dari proses simulasi tersebut lalu ditarik kesimpulan. Maksud dari relai bekerja gangguan satu fasa ke tanah, pada pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)* dan *Resistance Grounding*.
 - h. Analisa hasil dan penarikan kesimpulan.
 - i. Selesai.
-

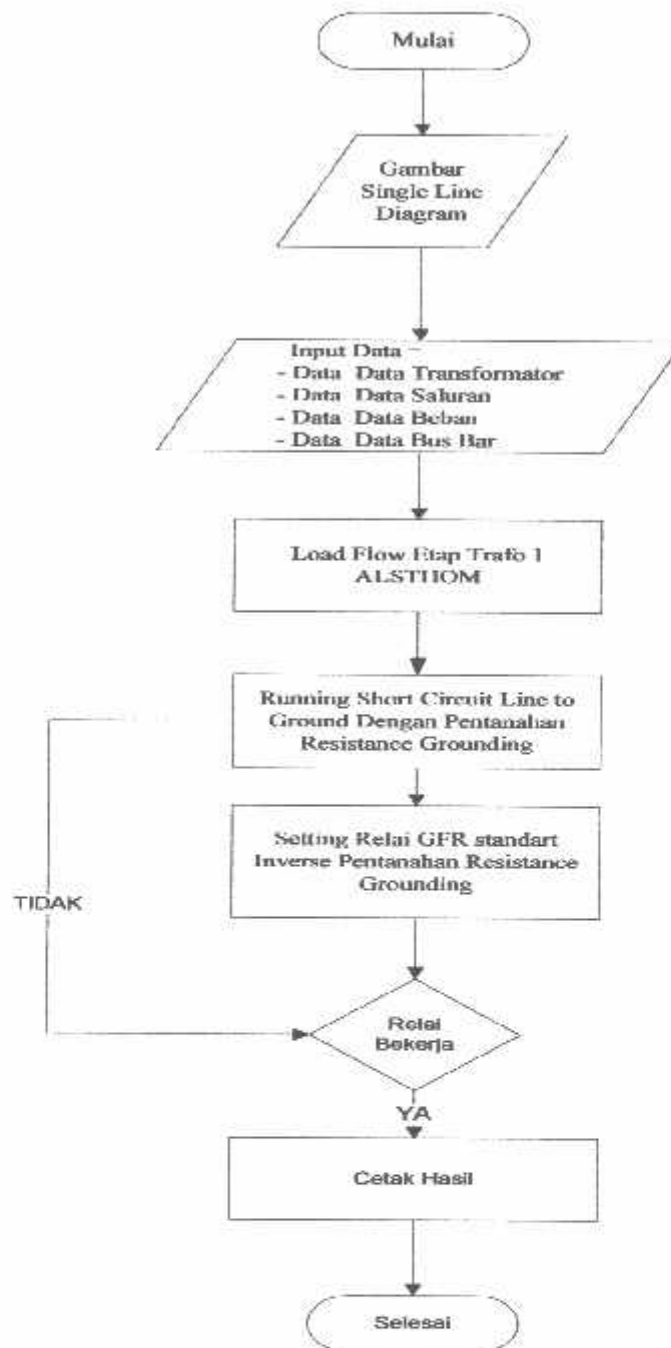
3.10 Flowchart pemecahan masalah menggunakan simulasi *Software ETAP Powerstation*

3.10 .1 Flowchart analisa dengan metode pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)*



Gambar 3.9
Flowchart Analisa Dengan Metode Pentanahan
Direct Grounding/langsung (solid)

3.10.2 Flowchart analisa dengan metode pentanahan *Resistance Grounding*

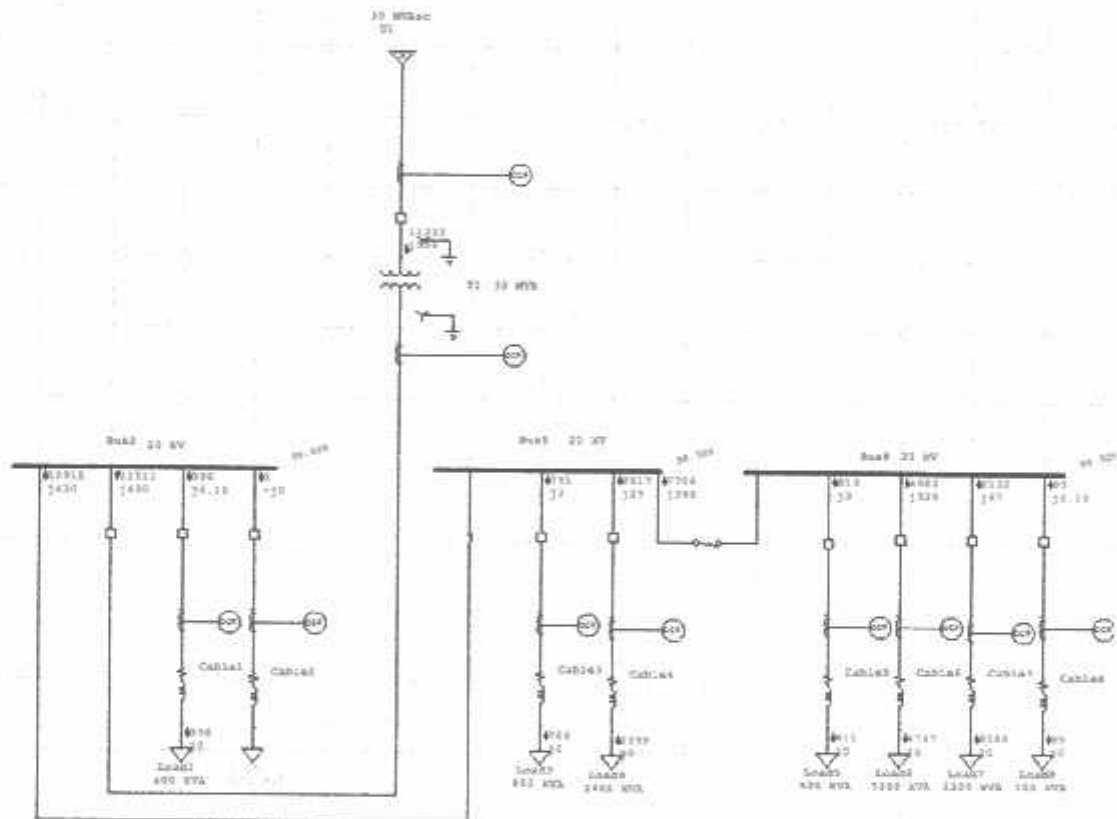


Gambar 3.10
Flowchart Analisa Dengan Metode Pentanahan
Resistance Grounding

BAB IV ANALISA DAN HASIL

4.1 Pemodelan *Single Line Diagram* Alsthom Gardu Induk Turen 70/20 kV Trafo 1 Alsthom Menggunakan *Software ETAP PowerStation*.

Membuat pemodelan *single line diagram* GI Turen Baru menggunakan *software ETAP Power Station* merupakan langkah awal dalam melakukan analisa. Yang mana di dalam pemodelan tersebut akan dimasukkan data – data teknis yang meliputi, data transformator, data beban, data CT, dan data CB (*Circuit Breaker*).



Gambar 4.1
Single Line di *ETAP Power Station* 70/20 kV Trafo 1 Alsthom Gardu Induk Turen

4.2 Menghitung Impedansi Penyulang

Menghitung impedansi penyulang, impedansi penyulang ini dihitung tergantung dari besarnya impedansi per meter penyulang yang bersangkutan, dimana besar nilainya ditentukan dari konfigurasi tiang yang digunakan untuk jaringan SUTM atau dari jenis kabel tanah untuk jaringan SKTM. Dalam perhitungan disini diambil dengan impedansi $Z = (R + jX) \Omega/\text{km}$.

Dengan demikian nilai impedansi penyulang untuk lokasi gangguan yang dalam perhitungan ini disimulasikan terjadi pada lokasi beban dengan jarak panjang penyulang.

Pada jaringan udara di GI Turen menggunakan jenis penghantar aluminium campuran (AAAC) dengan luas penampang 150mm^2 untuk saluran utamanya, impedansi saluran udara di GI Turen adalah sebagai berikut :

$$\text{Impedansi urutan positif } (Z1) = 0,2162 + j0,3305 \Omega/\text{km}$$

$$\text{Impedansi urutan negatif } (Z2) = 0,2162 + j0,3305 \Omega/\text{km}$$

$$\text{Impedansi urutan nol } (Z0) = 0,3631 + j1,6180 \Omega/\text{km}$$

4.2.1 Menentukan Besaran Impedansi Urutan Kawat Udara di GI Turen Untuk Tiap Penyulang

4.2.1.1 Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Pindad 2

Besar impedansi urutan positif dan negative dengan panjang saluran $l = 1,235\text{km}$

$$\begin{aligned} Z1=Z2 &= (0,2162 + j0,03305) \cdot l \\ &= (0,2162 + j0,03305) \cdot 1,235 \\ &= 0,2670 + j 0,4081 \Omega \end{aligned}$$

Sedangkan impedansi urutan nol dengan panjang saluran $l = 1,235 \text{ km}$

$$\begin{aligned} Z0 &= (0,3631 + j1,6180) \cdot l \\ &= (0,3631 + j1,6180) \cdot 1,235 \\ &= 0,4484 + j1,9982 \Omega \end{aligned}$$

Sedangkan impedansi urutan nol dengan panjang saluran $l = 5,847$ km

$$\begin{aligned} Z_0 &= (0,3631 + j1,6180) \cdot l \\ &= (0,3631 + j1,6180) \cdot 5,847 \\ &= 2,1230 + j9,4604 \Omega \end{aligned}$$

4.2.1.5 Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Bantur

Besar impedansi urutan positif dan negative dengan panjang saluran $l = 12,883$ km

$$\begin{aligned} Z_1 = Z_2 &= (0,2162 + j0,03305) \cdot l \\ &= (0,2162 + j0,03305) \cdot 12,883 \\ &= 2,7858 + j4,2578 \Omega \end{aligned}$$

Sedangkan impedansi urutan nol dengan panjang saluran $l = 12,883$ km

$$\begin{aligned} Z_0 &= (0,3631 + j1,6180) \cdot l \\ &= (0,3631 + j1,6180) \cdot 12,883 \\ &= 4,6778 + j20,844 \Omega \end{aligned}$$

4.2.1.6 Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Tirtoyudo

Besar impedansi urutan positif dan negative dengan panjang saluran $l = 15,957$ km

$$\begin{aligned} Z_1 = Z_2 &= (0,2162 + j0,03305) \cdot l \\ &= (0,2162 + j0,03305) \cdot 15,957 \\ &= 3,4499 + j5,2737 \Omega \end{aligned}$$

Sedangkan impedansi urutan nol dengan panjang saluran $l = 15,957$ km

$$\begin{aligned} Z_0 &= (0,3631 + j1,6180) \cdot l \\ &= (0,3631 + j1,6180) \cdot 15,957 \\ &= 5,7939 + j25,818 \Omega \end{aligned}$$

4.2.1.7 Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang wajak

Besar impedansi urutan positif dan negative dengan panjang saluran $l=17,549$ km

$$\begin{aligned} Z1=Z2 &= (0,2162+j0,03305).l \\ &= (0,2162+j0,03305). 17,549 \\ &= 3,7940+j5,7999 \Omega \end{aligned}$$

Sedangkan impedansi urutan nol dengan panjang saluran $l=17,549$ km

$$\begin{aligned} Zo &= (0,3631+j1,6180).l \\ &= (0,3631+j1,6180). 17,549 \\ &= 6,372+j28,3942 \Omega \end{aligned}$$

4.2.1.8 Besarnya Impedansi Kawat Udara di GI Turen Untuk Penyulang Sumber manjing

Besar impedansi urutan positif dan negative dengan panjang saluran $l= 20,067$ km

$$\begin{aligned} Z1=Z2 &= (0,2162+j0,03305).l \\ &= (0,2162+j0,03305). 20,067 \\ &=4,3384+j6,6321 \Omega \end{aligned}$$

Sedangkan impedansi urutan nol dengan panjang saluran $l= 20,067$ km

$$\begin{aligned} Zo &= (0,3631+j1,6180).l \\ &= (0,3631+j1,6180). 20,067 \\ &=7,2862+j32,4684 \Omega \end{aligned}$$

Table 4.1
Hasil Perhitungan Impedansi Urutan Kawat Udara Tiap Penyulang

| Penyulang | Penampang Nominal (mm ²) | L (km) | Z ₁ =Z ₂ (ohm) | Z ₀ (ohm) |
|----------------|--------------------------------------|--------|--------------------------------------|----------------------|
| Pindad 2 | 150 | 1,235 | 0,2670+j0,4081 | 0,4484+j1,9982 |
| Spare | 150 | 2,335 | 0,5048+j0,7717 | 0,8478+j3,7780 |
| Bakalan | 150 | 4,219 | 0,9121+j1,3943 | 1,5319+j6,8263 |
| Dampit | 150 | 5,847 | 1,2641+j1,9324 | 2,1230+j9,4604 |
| Bantur | 150 | 12,883 | 2,7858+j4,2578 | 4,6778+j20,844 |
| Tirtoyudo | 150 | 15,957 | 3,4499+j5,2737 | 5,7939+j25,818 |
| Wajak | 150 | 17,549 | 3,7940+j5,7999 | 6,372+j28,3942 |
| Sumber Manjing | 150 | 20,067 | 4,3384+j6,6321 | 7,2862+j32,4684 |

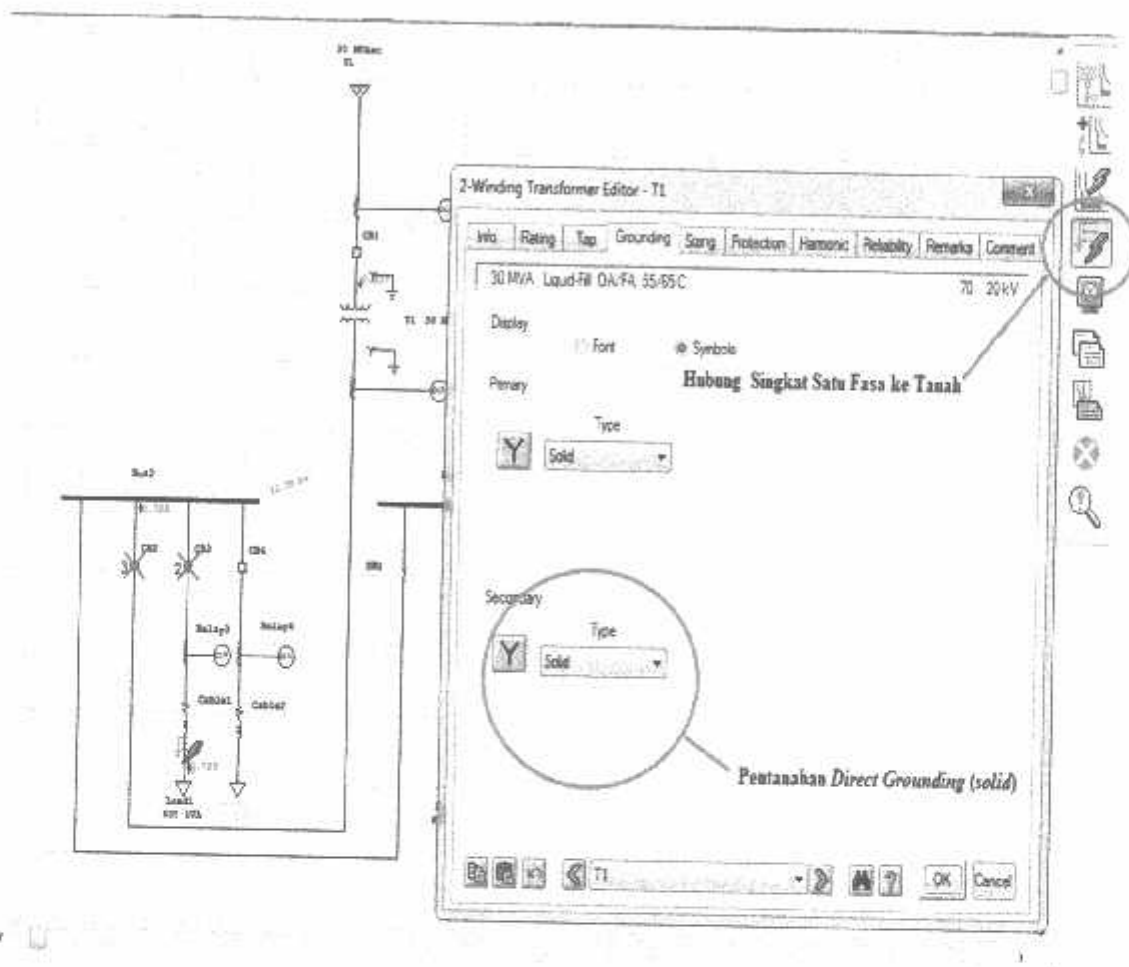
Menghitung impedansi penyulang, impedansi penyulang ini dihitung tergantung dari besarnya impedansi per meter penyulang yang bersangkutan, dimana besar nilainya ditentukan dari konfigurasi tiang yang digunakan untuk jaringan SUTM atau dari jenis kabel tanah untuk jaringan SKTM. Dalam perhitungan disini diambil dengan impedansi $Z = (R + jX) \Omega/\text{km}$.

Dengan demikian nilai impedansi penyulang untuk lokasi gangguan yang dalam perhitungan ini disimulasikan terjadi pada lokasi beban dengan jarak panjang penyulang.

Data impedansi kawat udara digunakan untuk menentukan besar arus gangguan satu fasa ke tanah pada setiap penyulang, dan dimasukkan pada data saluran pada *Etap*.

4.3 Analisa Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Analisa Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah adalah proses yang harus dilakukan sebelum kita memulai proses penghitungan untuk setting relai.



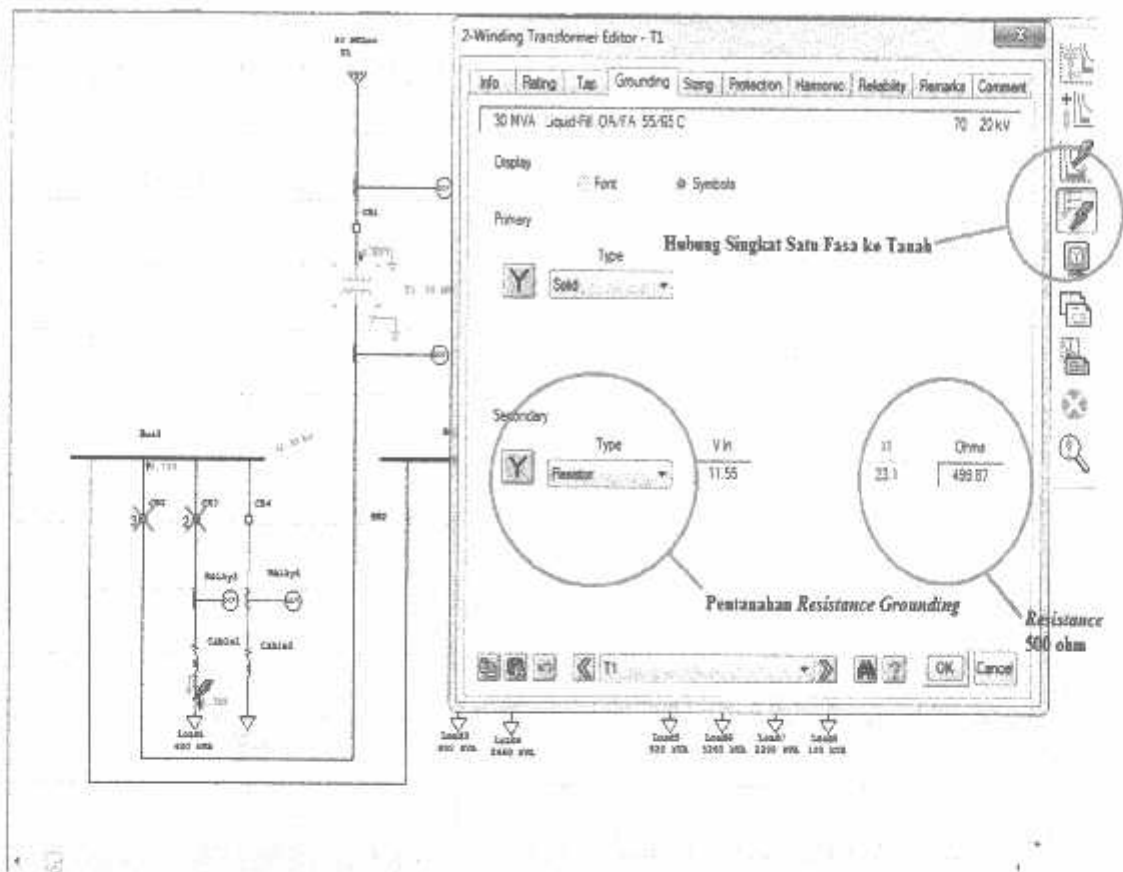
Gambar 4.2
Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah Dengan Metode Pentanahan
Direct Grounding/langsung (solid)

Table 4.2
 Besar Arus Gangguan Satu Fasa ke Tanah Pada Setiap Penyulang Yang di Suplai
 Oleh Trafo 1 Dengan Metode Pentanahan *Direct Grounding/langsung (solid)*

| Penyulang | L (Km) | Arus Gangguan In (A) |
|----------------|--------|----------------------|
| Pindad 2 | 1,235 | 725 |
| Spare | 2,335 | 688 |
| Bakalan | 4,219 | 632 |
| Dampit | 5,847 | 544 |
| Bantur | 12,883 | 460 |
| Tirtoyudo | 15,957 | 419 |
| Wajak | 17,549 | 400 |
| Sumber Manjing | 20,067 | 374 |

Pada metode pentanahan tanpa menggunakan resistan besar arus gangguan tidak di batasi pada saat terjadi gangguan satu fasa ke tanah maksimum adalah 725 A dengan jarak terdekat dari trafo dan 374 A jarak terjauh dari trafo, besar arus gangguan satu fasa ke tanah yang berbeda karna di pengaruhi oleh jarak, semakin jauh besar arus gangguan akan semakin kecil dan semakin dekat dengan trafo besar arus gangguan akan semakin besar.

Dari Table 4.2 pada arus gangguan satu fasa ke tanah pindad adalah yang terbesar sedangkan pada arus gangguan satu fasa ke tanah Sumber Manjing adalah gangguan yang paling kecil karna jarak gangguan satu fasa ke tanah, paling jauh dari trafo pentanahan netral *Direct Grounding/langsung (solid)*.



Gambar 4.3
Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah Dengan Metode Pentanahan
Resistance Grounding

Gambar 4.3 adalah nilai yang dimasukkan untuk *Resistance Grounding* yaitu sebesar 500 ohm di setting pada sisi sekunder trafo Alsthom fungsinya adalah membatasi arus gangguan satu fasa ke tanah, dengan nilai *Resistance* 500 ohm maka arus gangguan sebesar 23 A.

Table 4.3
 Besar Arus Gangguan Satu Fasa ke Tanah Pada Setiap Penyulang Yang di Suplai
 Oleh Trafo 1 Dengan Metode Pentanahan *Resistance Grounding*

| Penyulang | L (Km) | Arus Gangguan In (A) |
|----------------|--------|----------------------|
| Pindad 2 | 1,235 | 23 |
| Spare | 2,335 | 23 |
| Bakalan | 4,219 | 23 |
| Dampit | 5,847 | 23 |
| Bantur | 12,883 | 23 |
| Tirtoyudo | 15,957 | 23 |
| Wajak | 17,549 | 23 |
| Sumber Manjing | 20,067 | 23 |

dari simulasi *ETAP PowerStation* diperoleh nilai arus gangguan satu fasa ke tanah sebesar 23 A pada setiap penyulang, karna adanya tahanan 500 Ω pada metode pentanahan *Resistance Grounding* sesuai dengan rumus ohm (Hartadhi FT UI.2009).

$$I_n = \frac{20kV}{500 \Omega \cdot \sqrt{3}} = 23,00 \text{ A}$$

Table 4.4
 Besar Arus Gangguan Satu Fasa ke Tanah Pada Setiap Penyulang Yang di Suplai
 Oleh Trafo 1 Dengan Metode Pentanahan *Direct Grounding* dan *Resistance Grounding*

| Penyulang | L (Km) | Arus Gangguan <i>Direct Grounding</i> In (A) | Arus Gangguan <i>Resistance Grounding</i> In (A) |
|----------------|--------|--|--|
| Pindad 2 | 1,235 | 725 | 23 |
| Spare | 2,335 | 688 | 23 |
| Bakalan | 4,219 | 632 | 23 |
| Dampit | 5,847 | 544 | 23 |
| Bantur | 12,883 | 460 | 23 |
| Tirtoyudo | 15,957 | 419 | 23 |
| Wajak | 17,549 | 400 | 23 |
| Sumber Manjing | 20,067 | 374 | 23 |

Besar arus gangguan untuk satu fasa ketanah pada pentanahan *Solid*, adalah minimum 374 A dan maksimum 725 A arus gangguan satu fasa sangat besar karna tidak adanya tahanan pada pentanahan Trafo, besar arus gangguan tergantung dari jarak terjadinya gangguan. semakin dekat terjadinya gangguan pada trafo maka arus gangguan akan semakin besar dan jika semakin jauh dari trafo arus gangguan akan semakin kecil.

Dari data Table 4.4 diketahui besar arus ganggun untuk satu fasa ketanah pada Trafo Alsethom Gardu Induk dengan petanahan *Resistance Grounding* pada data pada Etap besar arus gangguan adalah 23 A.

Dampak dari perbedaan petanahan akan berpengaruh terhadap arus gangguan dengan dengan tahanan 500 Ω arus gangguan di batasi sedangkan tanpa tahanan arus gangguan yang tidak di batasi sangat berpotensi merusak peralatan Gardu Induk Turen karen saat terjadi gangguan arus gangguan mencapai 725 A.

4.5 Perhitungan waktu dan Setting Relai GFR Pada Penyulang Gardu Induk Turen Pentanahan *Direct Grounding*

Untuk menentukan setting relai GFR di ambil dari arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah yang terkecil dari total dari panjang jaringan untuk mengantisifasi tahanan yang tinggi jadi untuk pentanahan *Direct Grounding* arus gangguan yang terkecil adalah 374 A dengan arus gangguan mencapai 725 A maka CT yang digunakan adalah 5:1000.

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times I_f \text{ fasa terkecil dan}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

Setting waktu relai dengan menggunakan rumus kurva waktu VS arus, yang hal ini akan digunakan standart Bristis maka :

• **Penyulang Pindad**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 0,187 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_{f1 \text{ phasa}}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{725}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,130 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,130 \times 0,14}{\left[\left(\frac{725}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

• **Penyulang Spare**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 0,187 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_{f1 \text{ phasa}}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{688}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,128 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,128 \times 0,14}{\left[\left(\frac{688}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

• **Penyulang Bakalan**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 3,74 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_{f1 \text{ phasa}}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{632}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,124 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,124 \times 0,14}{\left[\left(\frac{632}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

• **Penyulang Dampit**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 0,187 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_{f1 \text{ phasa}}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{544}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,117 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,117 \times 0,14}{\left[\left(\frac{544}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

• **Penyulang Bantur**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 0,187 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I \text{ f1 phasa}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{460}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,110 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,110 \times 0,14}{\left[\left(\frac{460}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

• **Penyulang Tirtoyudo**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 0,187 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I \text{ f1 phasa}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{419}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,106 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,106 \times 0,14}{\left[\left(\frac{419}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

• **Penyulang Wajak**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 0,187 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_{f1 \text{ phasa}}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{400}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,104 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,104 \times 0,14}{\left[\left(\frac{400}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

• **Penyulang Sumber Manjing**

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 374 = 37,4 \text{ A}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

$$= 37,4 \times \frac{5}{1000} = 0,187 \text{ A}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_{f1 \text{ phasa}}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{374}{37,4} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,100 \text{ A}$$

$$t = \frac{0,100 \times 0,14}{\left[\left(\frac{374}{37,4} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

Dari perhitungan manual di dapat data setting untuk relai GFR dengan metode pentanahan *Direct Grounding* maka setting untuk relai GFR di penyulang untuk gangguan manimum 374 A dan maksimum 725 A adalah maka setting untuk relai adalah.

Ifi phasa terkecil = 374 A

Iset primer = 37,4 A

Iset sekunder = 0,187 A

Tms = 0,130- 0,100

Tabel 4.5
Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang

| Penyulang | Iset primer (A) | Iset sekunder (A) | TMS | I fasa Gangguan (A) | t kerja relai (detik) |
|----------------|-----------------|-------------------|-------|---------------------|-----------------------|
| Pindad 2 | 37,4 | 0,187 | 0,130 | 725 | 0,300 |
| Spare | 37,4 | 0,187 | 0,128 | 688 | 0,300 |
| Bakalan | 37,4 | 0,187 | 0,124 | 632 | 0,300 |
| Dampit | 37,4 | 0,187 | 0,117 | 544 | 0,300 |
| Bantur | 37,4 | 0,187 | 0,110 | 460 | 0,300 |
| Tirtoyudo | 37,4 | 0,187 | 0,106 | 419 | 0,300 |
| Wajak | 37,4 | 0,187 | 0,104 | 400 | 0,300 |
| Sumber Manjing | 37,4 | 0,187 | 0,100 | 374 | 0,300 |

Dari analisa Tabel 4.5 dengan arus gangguan terbesar 725 A maka relai akan bekerja pada selang waktu 0,300 detik dan dengan arus gangguan terkecil yaitu penyulang Sumber Manjing arus gangguan sebesar 374 A maka kerja relai adalah 0,300 detik, waktu untuk pentanahan *Direct Grounding* sama yaitu 0,300 detik, maka rata-rata kerja relai adalah 0,3 detik.

4.5 Perhitungan waktu dan Setting Relai GFR Pada Penyulang Gardu Induk Turen Pentanahan *Resistance Grounding*

Untuk menentukan setting relai GFR di ambil dari arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah yang terkecil 23 A dari total dari panjang jaringan untuk mengantisipasi tahanan yang tinggi yang di sebabkan penghantar fasa bersentuhan dengan benda lain.

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times I_f \text{ fasa terkecil dan}$$

$$I \text{ SET SEKUNDER} = I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}}$$

Setting waktu relai dengan menggunakan rumus kurva waktu VS arus, yang hal ini akan digunakan standard (*Bristis*) maka :

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_f \text{ fasa}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$t = \frac{T_{ms} \times 0,14}{\left[\left(\frac{I_f \text{ fasa}}{I_{setpri}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$I \text{ SET PRIMER} = 0,1 \times 23 = 2,3 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I \text{ SET SEKUNDER} &= I \text{ SET PRIMER} \times \frac{I}{\text{Ratio CT}} \\ &= 2,3 \times \frac{5}{50} = 0,23 \text{ A} \end{aligned}$$

$$T_{ms} = \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{I_f \text{ fasa}}{I \text{ SET PRIMER}} \right) - 1 \right]}{0,14}$$

$$= \frac{(0,3) \times \left[\left(\frac{23}{2,3} \right) - 1 \right]}{0,14} = 0,100$$

$$t = \frac{0,100 \times 0,14}{\left[\left(\frac{23}{2,3} \right)^{0,02} - 1 \right]} = 0,300 \text{ detik}$$

Dari perhitungan manual di dapat data setting untuk relai GFR dengan metode pentanahan *Resistance Grounding* di dapat rata rata arus gangguan sebesar 23 A maka setting untuk penyulang sama karena besar arus gangguan sama maka setting untuk relai GFR di penyulang adalah.

If1 fasa terkecil = 23 A

Iset primer = 2,3 A

Iset sekunder = 0,23 A

Tms = 0,100

Tabel 4.6
Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang

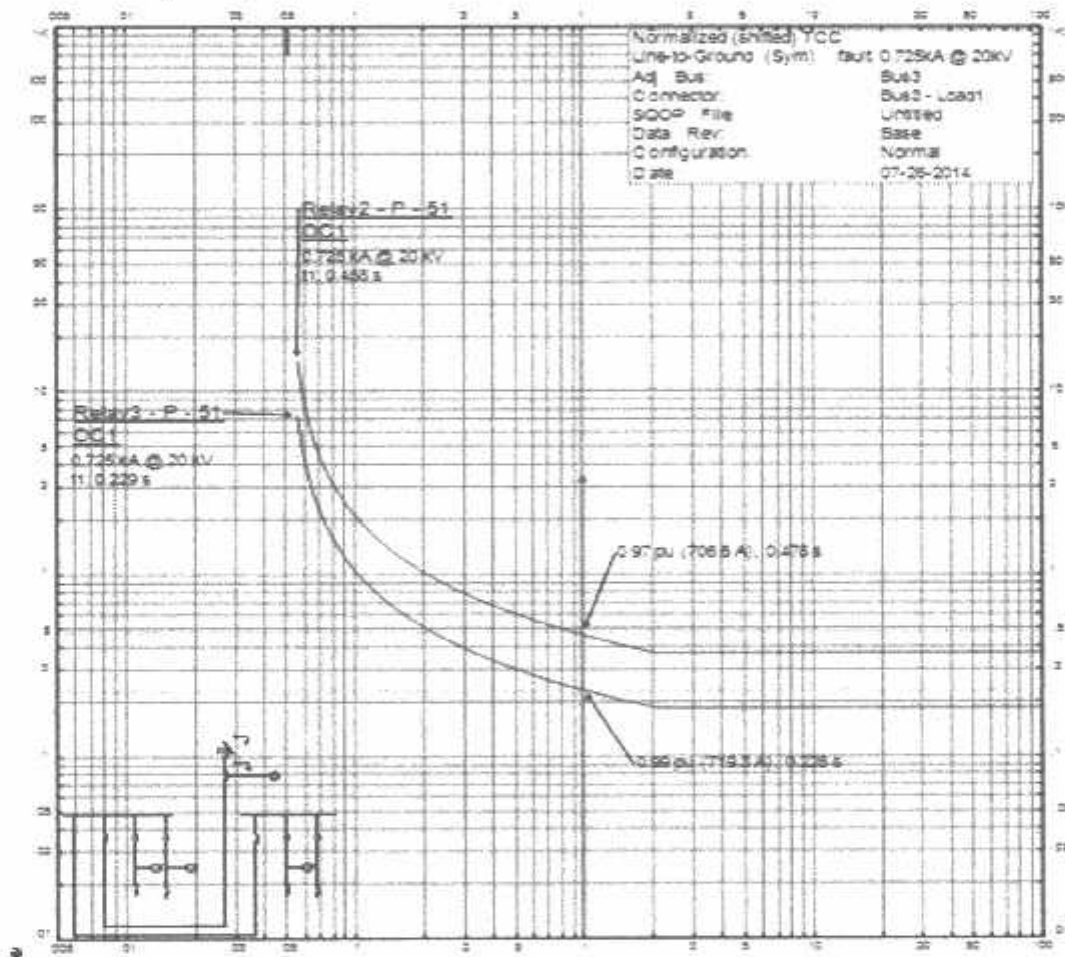
| Penyulang | Iset primer (A) | Iset sekunder (A) | TMS | I fasa Gangguan (A) | t kerja relai (detik) |
|----------------|-----------------|-------------------|-------|---------------------|-----------------------|
| Pindad 2 | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |
| Spare | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |
| Bakalan | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |
| Dampit | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |
| Bantur | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |
| Tirtoyudo | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |
| Wajak | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |
| Sumber Manjing | 2,3 | 0,23 | 0,100 | 23 | 0,300 |

Dari analisa data Tabel 4.6 dengan arus gangguan terbesar 23 A Penyulang Pindad, relai akan bekerja pada selang waktu 0,300 detik dan dengan arus gangguan terkecil yaitu penyulang Sumber Manjing maka kerja relai adalah 0,300 detik, maka rata-rata kerja relai adalah 0,300 detik perhitungan manual.

4.6 Analisis Kurva Kerja Relai Dengan Menggunakan Metode Pentanahan *Direct Grounding* Dengan ETAP *PowerStation*.

Relai yang di gunakan adalah relai GFR dengan metode pentanahan *Direct Grounding* dengan gangguan maksimum sebesar 725 A dan minimum 374 A maka untuk setting relai pada penyulang adalah sebesar Iset primer = 37,4 A, Iset skunder = 0,187 A dengan menggunakan relai jenis cooper, dan untuk relai sekunder Trafo adalah, primer = 74,9 A dan sekunder = 0,396 A dengan menggunakan jenis relai GEC.

• Relai 3 Penyulang Pindad

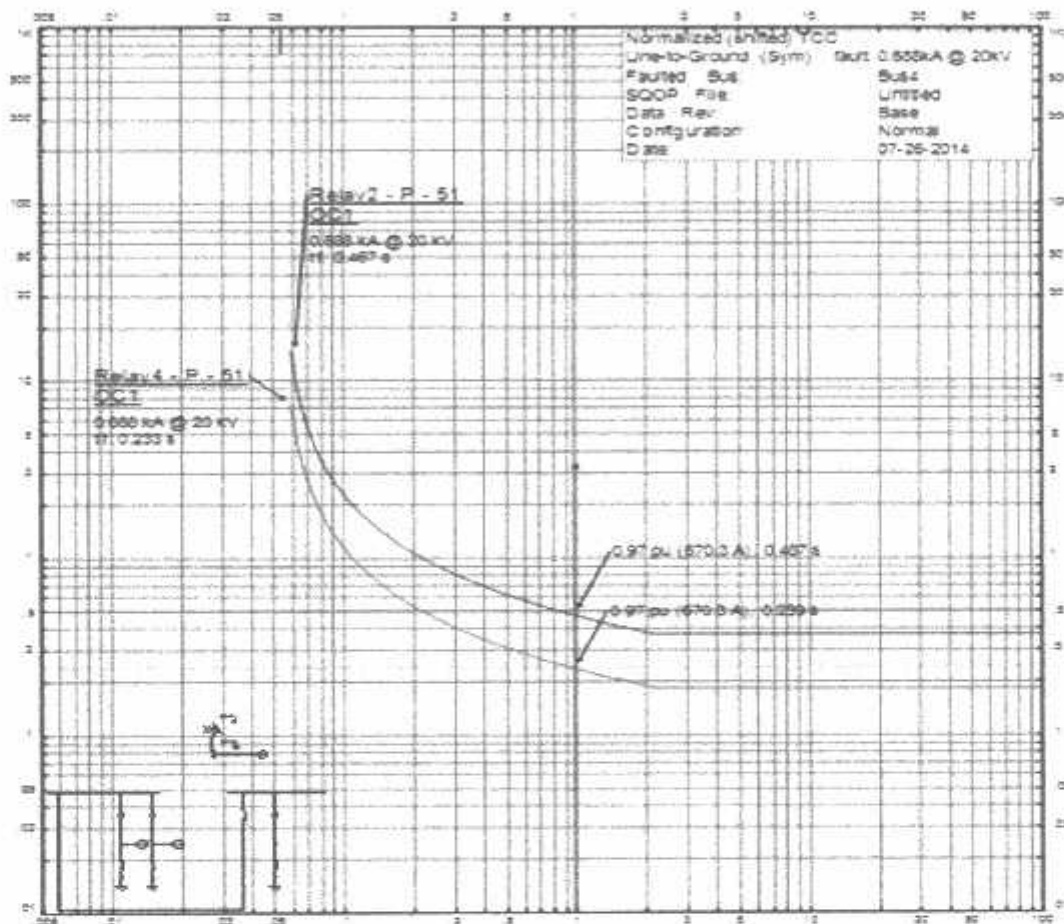


Gambar 4.4

Kurva Relai 3 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Pindad

Gambar 4.4 merupakan kurva dari relai 3 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,226 relai 3 dan 0,478 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,3 untuk relai 5.

• Relai 4 Penyulang Spare

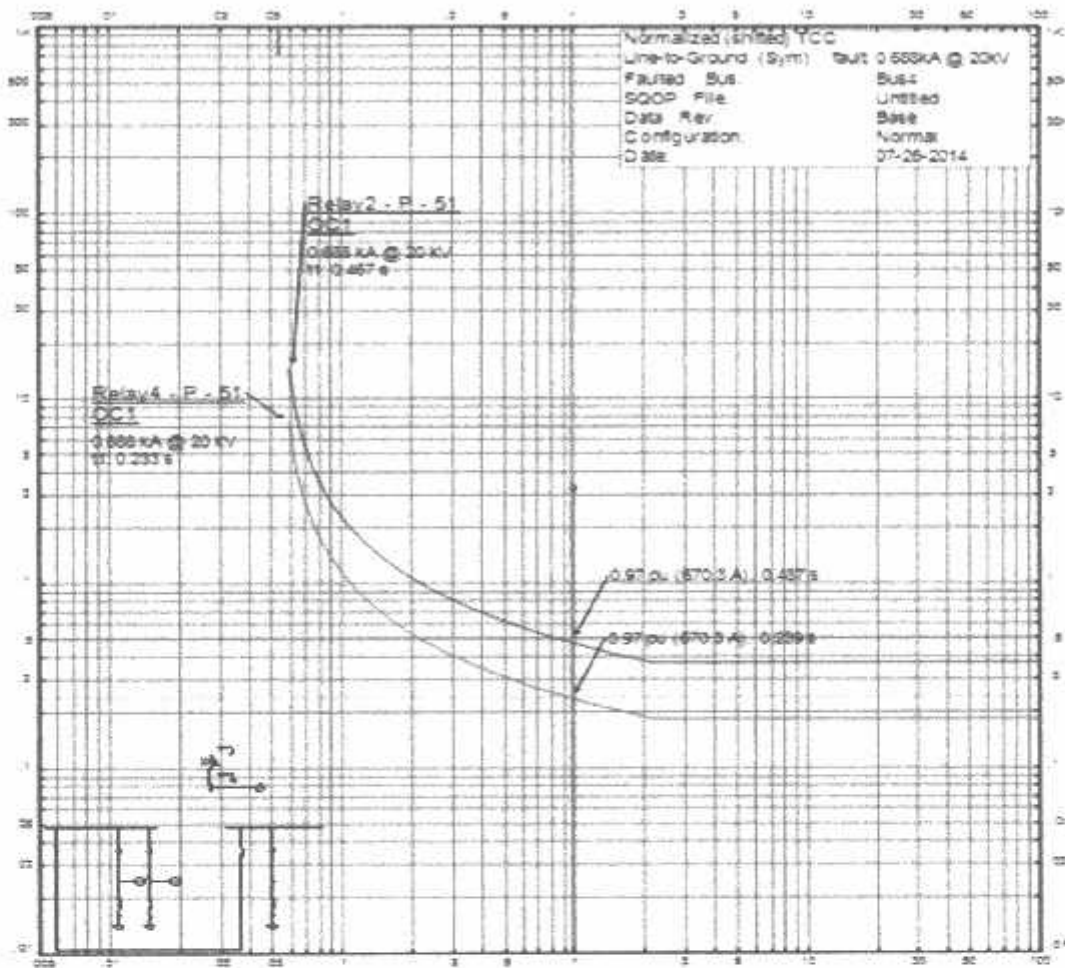


Gambar 4.5

Kurva Relai 4 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Spare

Gambar 4.5 merupakan kurva dari relai 4 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,239 relai 4 dan 0,487 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,3 untuk relai 4.

• Relai 5 Penyulang Bakalan

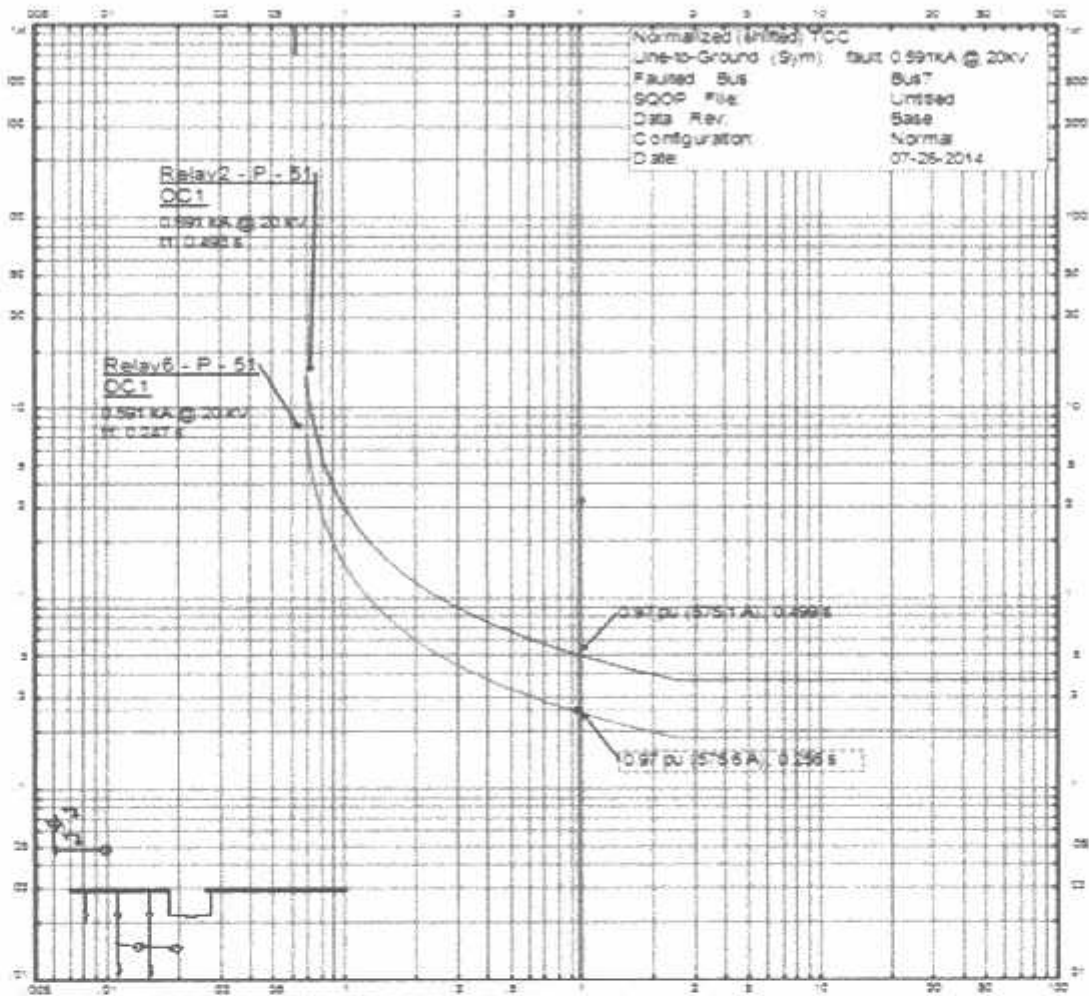


Gambar 4.6

Kurva relai 5 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bakalan

Gambar 4.6 merupakan kurva dari relai 5 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,239 relai 5 dan 0,488 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,3 untuk relai 5.

• Relai 6 Penyulang Dampit

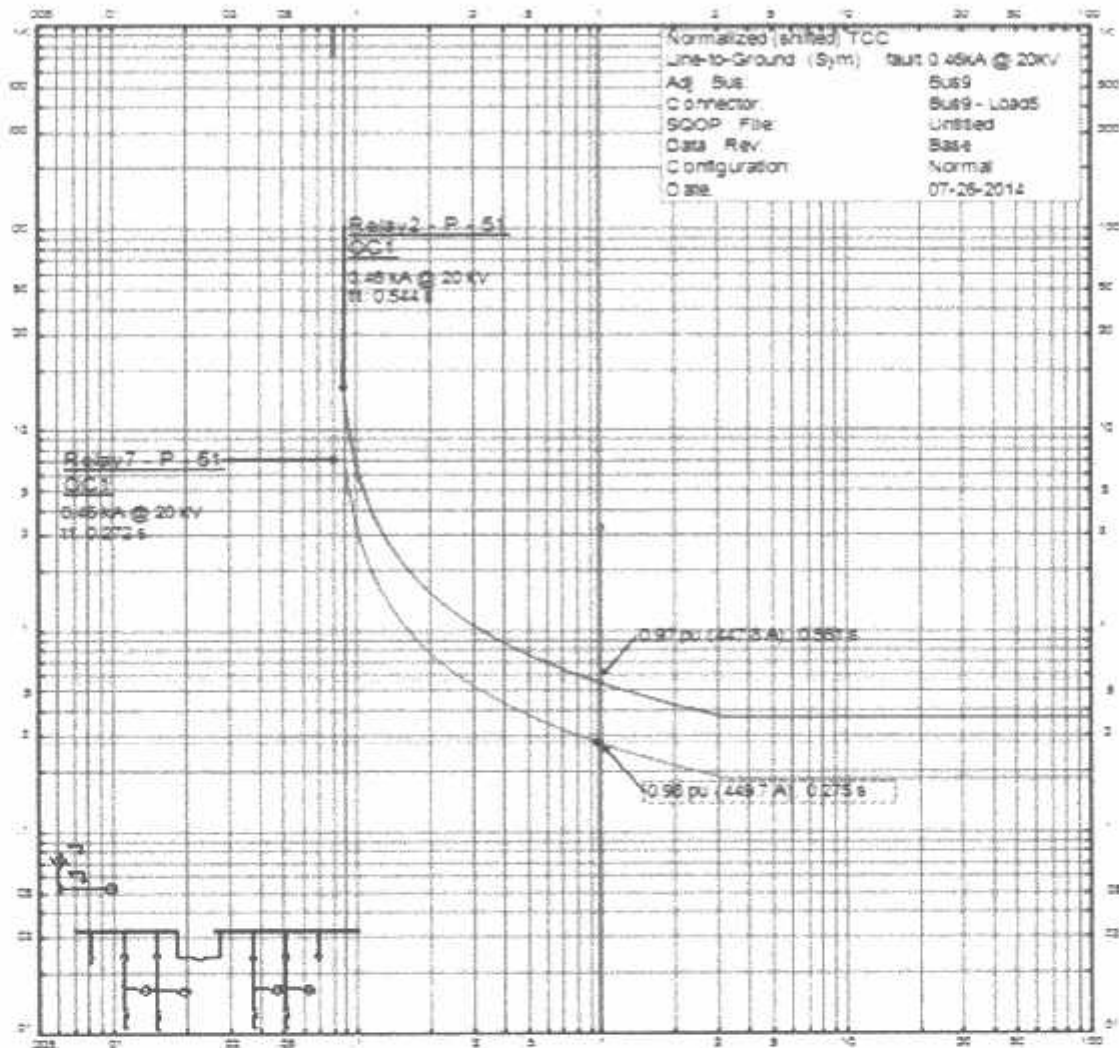


Gambar 4.7

Kurva Relai 6 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Dampit

Gambar 4.7 merupakan kurva dari relai 6 dan 2 sehingga waktu yang di perlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,256 relai 6 dan 0,499 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,3 untuk relai 6.

• Relai 7 Penyulang Bantur

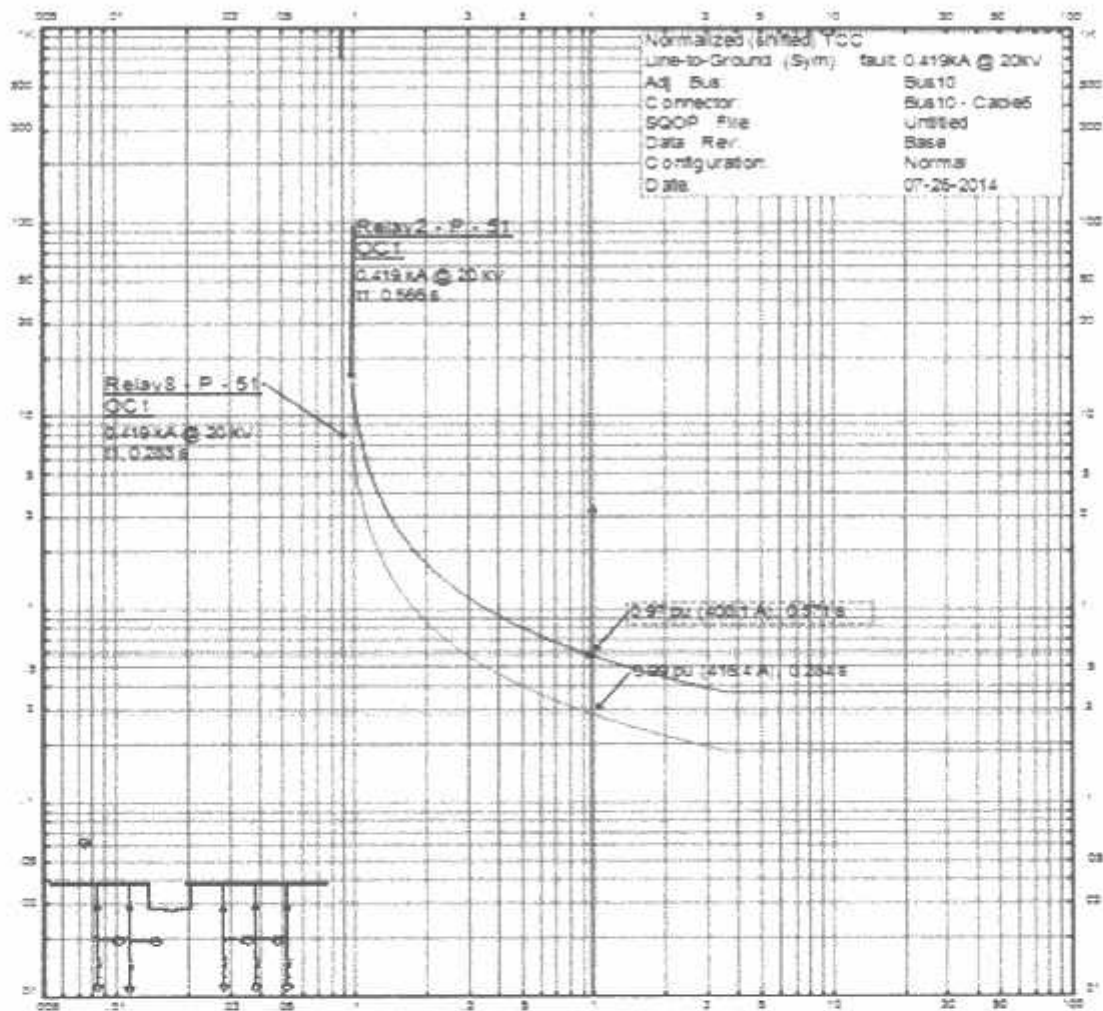


Gambar 4.8

Kurva Relai 7 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bantur

Gambar 4.8 merupakan kurva dari relai 7 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,275 relai 7 dan 0,561 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,3 untuk relai 7.

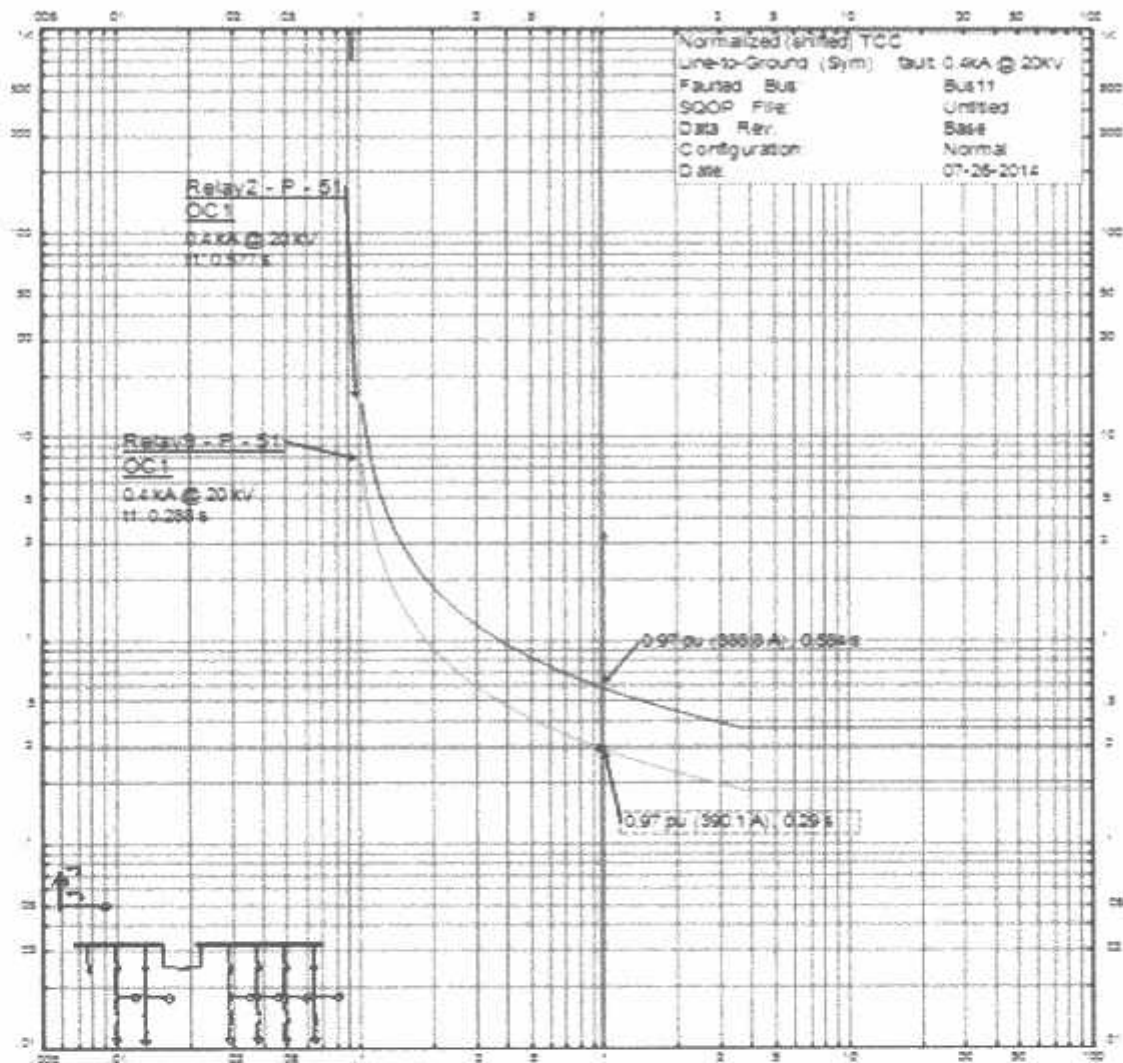
• Relai 8 Penyulang Tirtoyudo



Gambar 4.9
Kurva Relai 8 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah
Pada Penyulang Tirtoyudo

Gambar 4.9 merupakan kurva dari relai 8 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,284 relai 8 dan 0,571 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,3 untuk relai 8.

• Relai 9 Penyulang Wajak

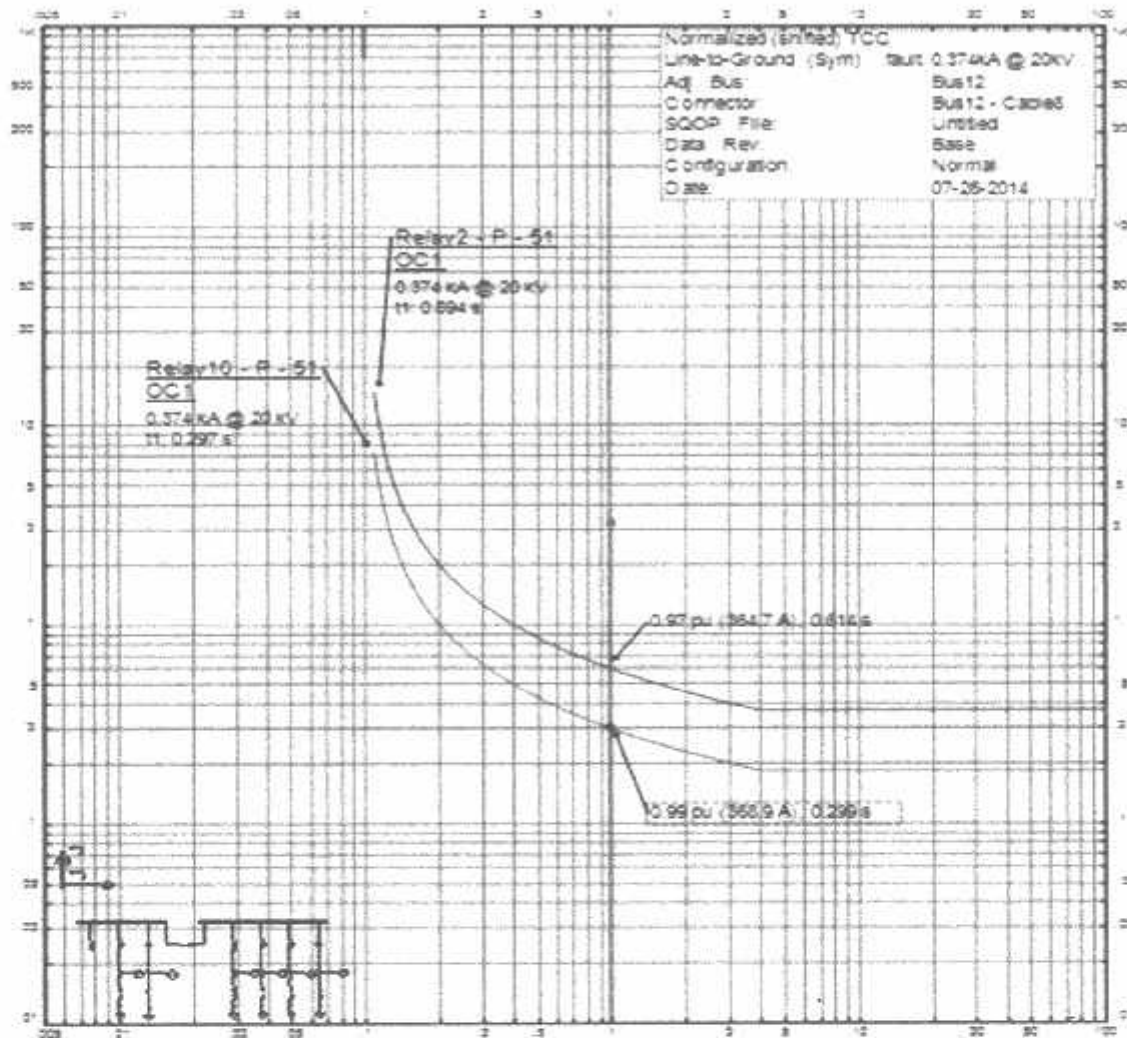


Gambar 4.10

Kurva Relai 9 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Wajak

Gambar 4.10 merupakan kurva dari relai 9 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,299 relai 9 dan 0,584 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,3 untuk relai 9.

• Relai 10 Penyulang Sumber Manjing



Gambar 4.11

Kurva Relai 10 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Sumber Manjing

Gambar 4.11 merupakan kurva dari relai 10 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,299 relai 10 dan 0,614 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 10.

Tabel 4.7
Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang
Dengan Setting Untuk Pentanahan *Direct Grounding*

| Penyulang | Iset Primer Relai (A) | Iset sekunder Relai (A) | I fasa Direct Grounding (A) | kerja relai manual (detik) | kerja relai perhitungan dengan Etap (detik) |
|----------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------|----------------------------|---|
| Pindad 2 | 37,4 | 0,187 | 725 | 0,300 | 0,226 |
| Spare | 37,4 | 0,187 | 688 | 0,300 | 0,239 |
| Bakalan | 37,4 | 0,187 | 632 | 0,300 | 0,239 |
| Dampit | 37,4 | 0,187 | 544 | 0,300 | 0,256 |
| Bantur | 37,4 | 0,187 | 460 | 0,300 | 0,275 |
| Tirtoyudo | 37,4 | 0,187 | 419 | 0,300 | 0,284 |
| Wajak | 37,4 | 0,187 | 400 | 0,300 | 0,299 |
| Sumber Manjing | 37,4 | 0,187 | 374 | 0,300 | 0,299 |

Dari data tabel 4.7 perhitungan manual di atas dengan arus gangguan terbesar 725 A maka relai akan bekerja pada selang waktu 0,300 detik dan dengan arus gangguan terkecil yaitu penyulang Sumber Manjing arus gangguan sebesar 374 maka kerja relai adalah pada selang waktu 0,3 detik, maka rata-rata kerja relai adalah 0,300 detik.

Dan pada data analisa pada *ETAP PowerStation* didapat waktu kerja relai GFR tercepat adalah pada selang waktu 0,226 detik dan terlama adalah pada selang waktu 0,299 detik. Maka rata-rata kerja relai adalah selang waktu 0,271 detik

Tabel 4.8
Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang dan Trafo
Dengan Setting Untuk Pentanahan *Direct Grounding*

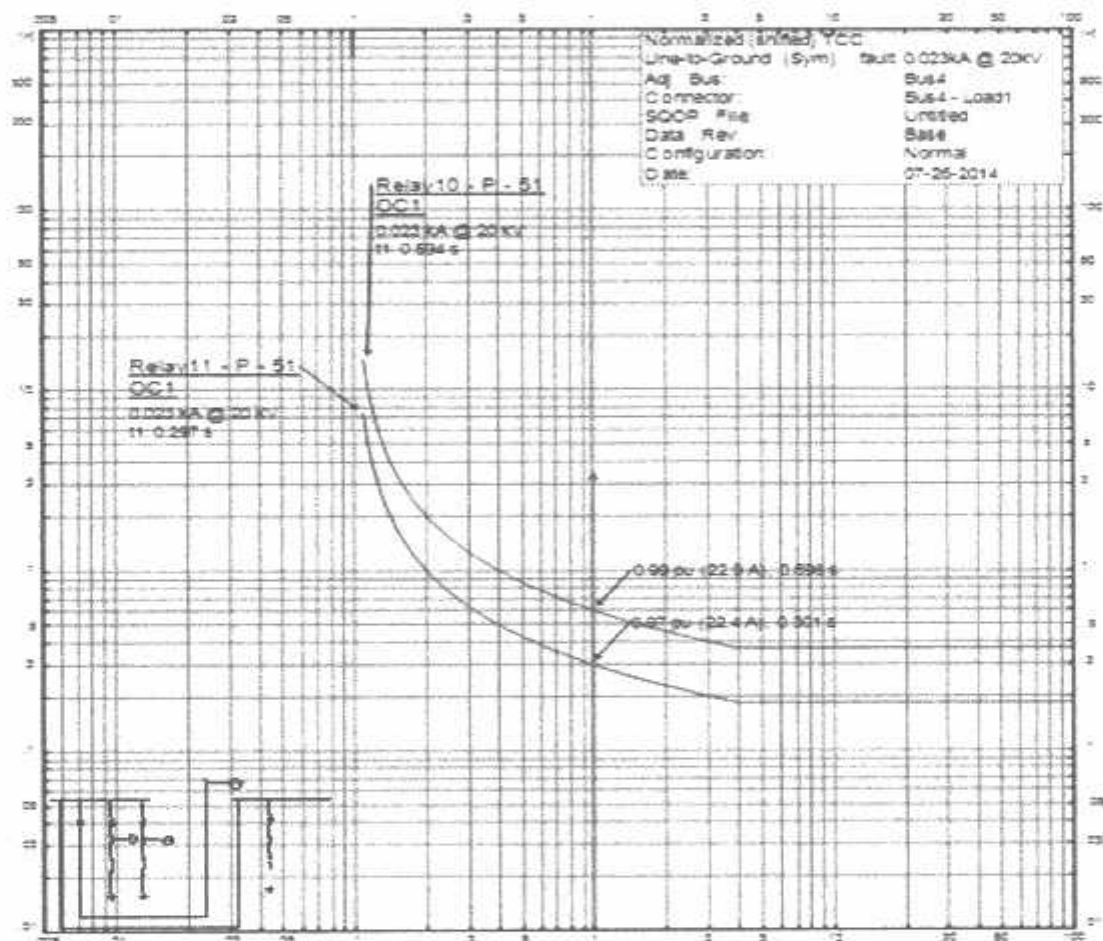
| Penyulang | I fasa Direct Grounding (A) | kerja Relai manual (detik) | kerja Relai Penyulang dengan Etap (detik) | Kerja Relai pada trafo Dengan Etap (detik) |
|----------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--|---|
| Pindad 2 | 725 | 0,300 | 0,226 | 0,478 |
| Spare | 688 | 0,300 | 0,239 | 0,487 |
| Bakalan | 632 | 0,300 | 0,239 | 0,488 |
| Dampit | 544 | 0,300 | 0,256 | 0,499 |
| Bantur | 460 | 0,300 | 0,275 | 0,561 |
| Tirtoyudo | 419 | 0,300 | 0,284 | 0,571 |
| Wajak | 400 | 0,300 | 0,299 | 0,584 |
| Sumber Manjing | 374 | 0,300 | 0,299 | 0,614 |

Dengan pentanahan *Direct Grounding* arus gangguan tidak di batasi dan seting relai Iset primer = 37,4 A Iset skunder = 0,187A dan TD = 0,1 untuk relai penyulang dan TD = 0,2 untuk relai trafo sekunder, maka pada saat terjadi gangguan satu fasa, arus gangguanyang masuk ke relai trafo membutuhkan waktu 0,5 detik dengan pentanahan *Direct Grounding*.

4.7 Analisis Kurva Kerja Relai Dengan Menggunakan Metode Pentanahan *Resistance Grounding* Dengan ETAP Power Station.

Relai yang di gunakan adalah relai GFR dengan metode pentanahan *Resistance Grounding* dengan gangguan sebesar 23 A maka untuk setting relai pada penyulang adalah sebesar Iset primer = 2,3 A, Iset sekunder = 0,23 A, dengan menggunakan relai jenis cooper, dan relai untuk sekunder Trafo adalah, primer = 4,9 A dan skunder = 0,936 A dengan menggunakan jenis relai GFC.

• Relai 3 Penyulang Pindad

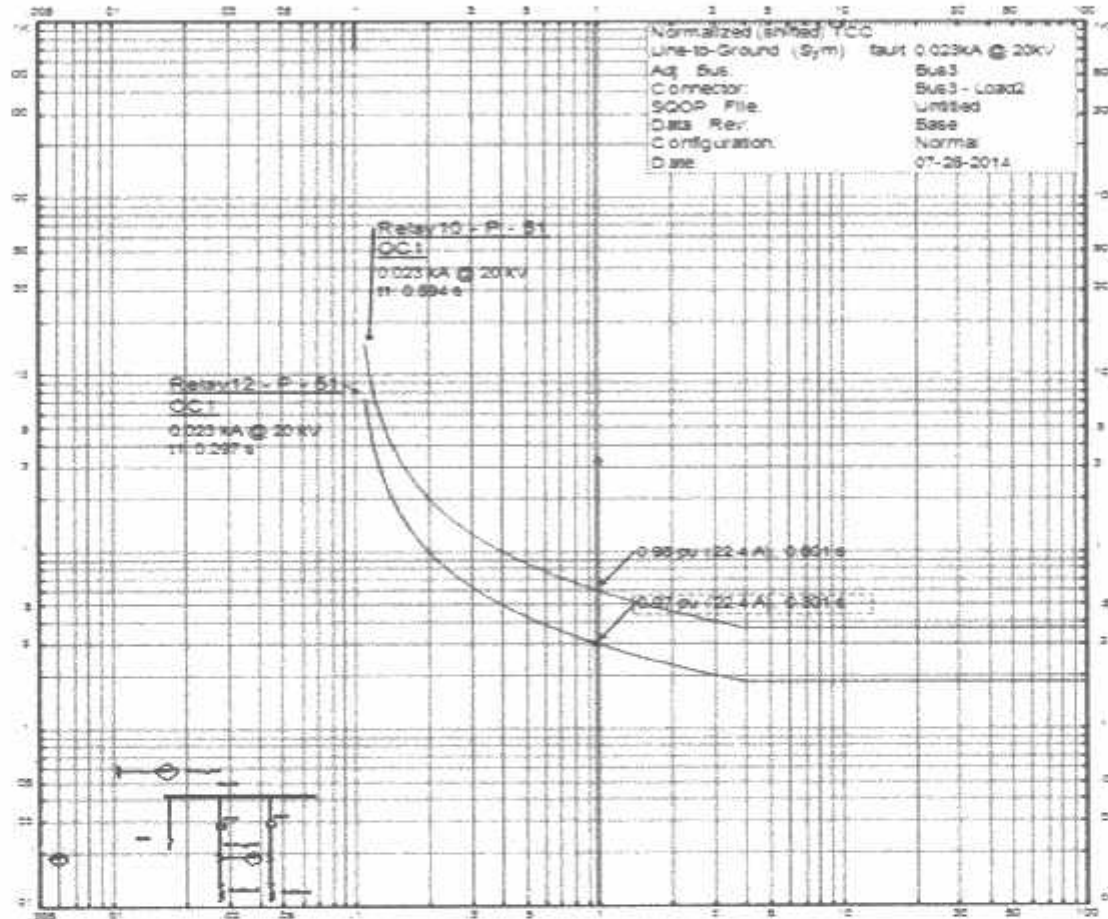


Gambar 4.12

Kurva Relai 3 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Pindad

Gambar 4.12 merupakan kurva dari relai 3 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,301 relai 3 dan 0,596 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 3.

• Relai 4 Penyulang Spare

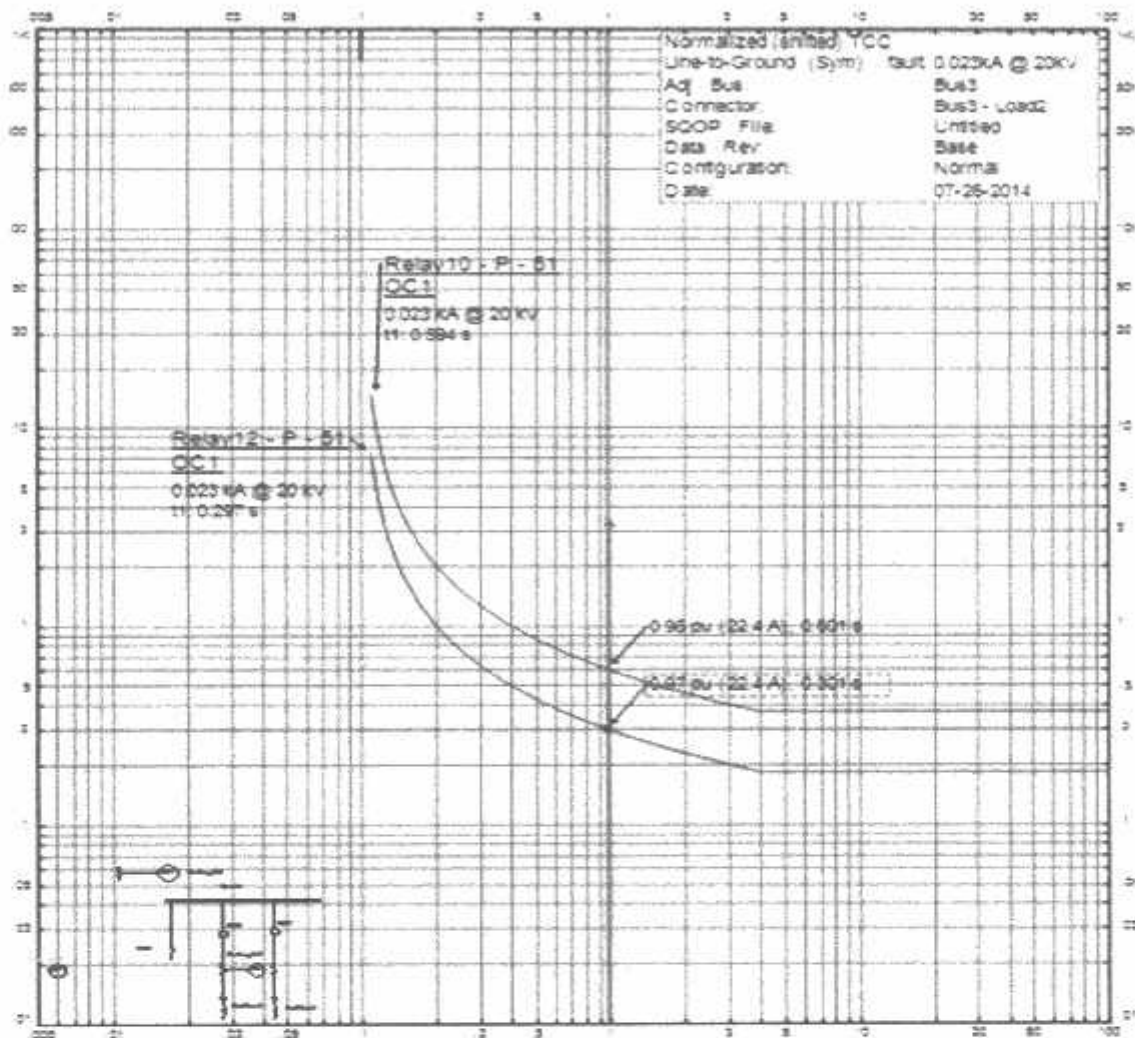


Gambar 4.13

Kurva relai 4 dan 2 setelah di ganggu satu fasa ke tanah pada Penyulang Spare

Gambar 4.13 merupakan kurva dari relai 4 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,301 relai 4 dan 0,601 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 4.

• Relai 5 Penyulang Bakalan

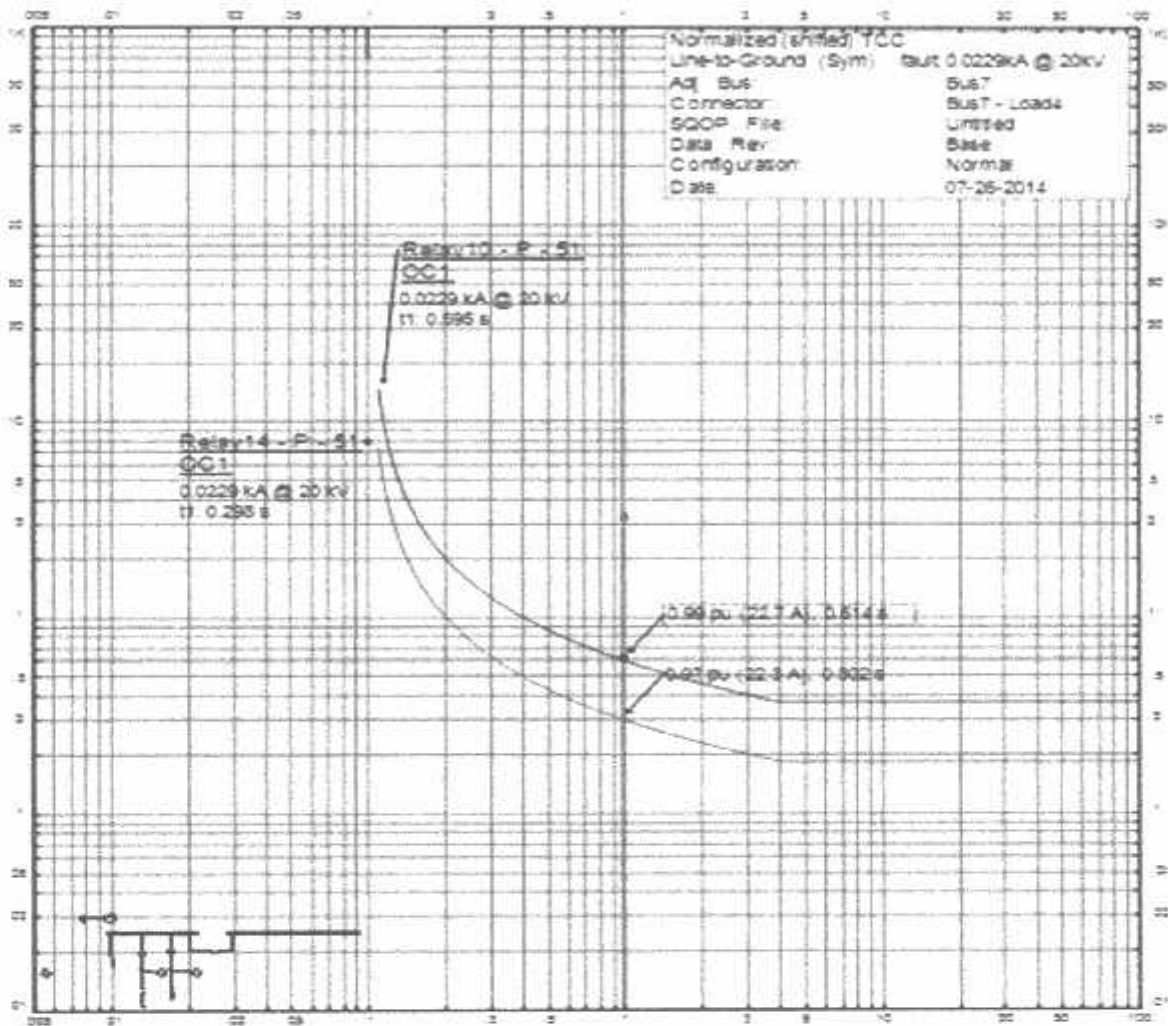


Gambar 4.14

Kurva Relai 5 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bakalan

Gambar 4.14 merupakan kurva dari relai 5 dan 2 sehingga waktu yang di perlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,301 relai 5 dan 0,614 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 5.

• Relai 6 Penyulang Dampit

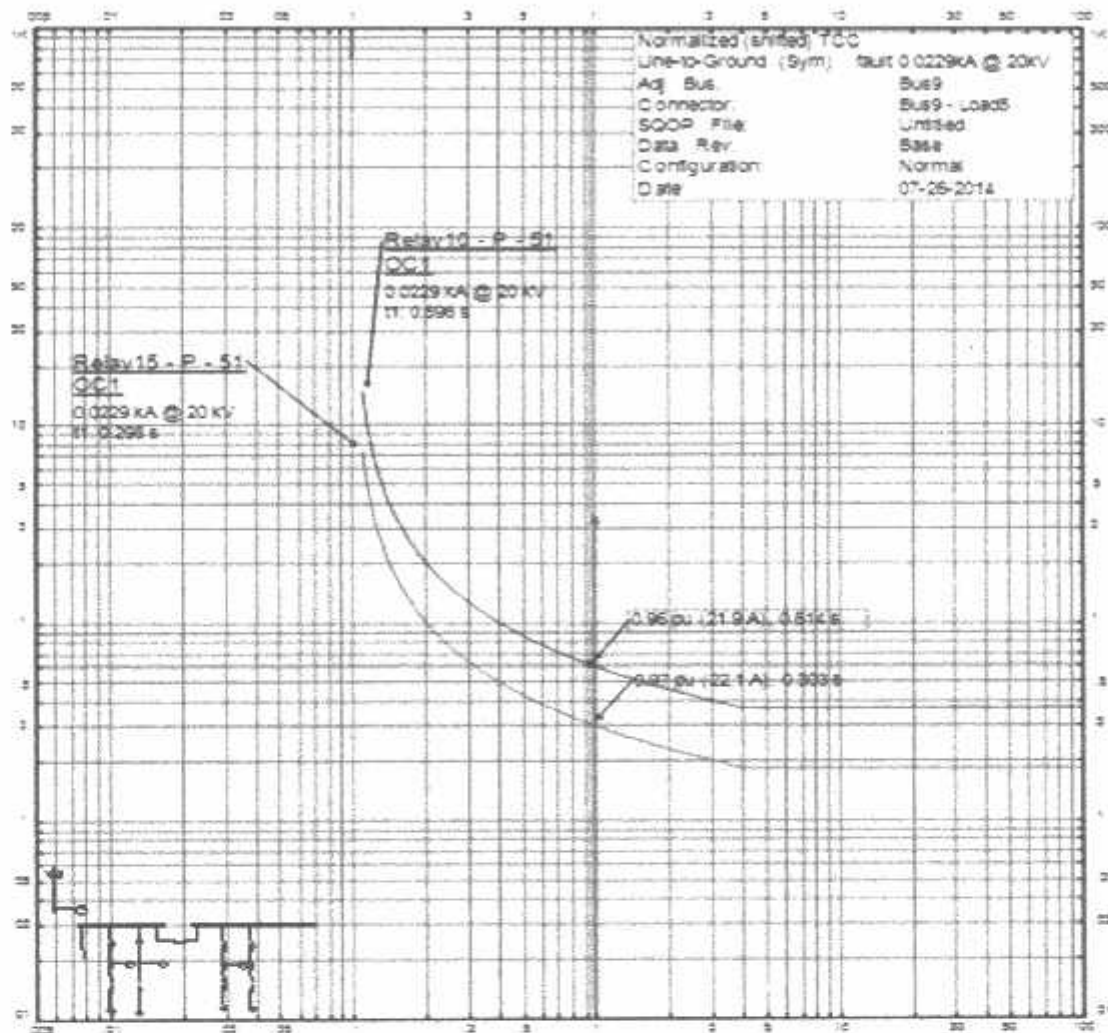


Gambar 4.15

Kurva Relai 6 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Dampit.

Gambar 4.15 merupakan kurva dari relai 6 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,302 relai 6 dan 0,614 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 6.

• Relai 7 Penyulang Bantur

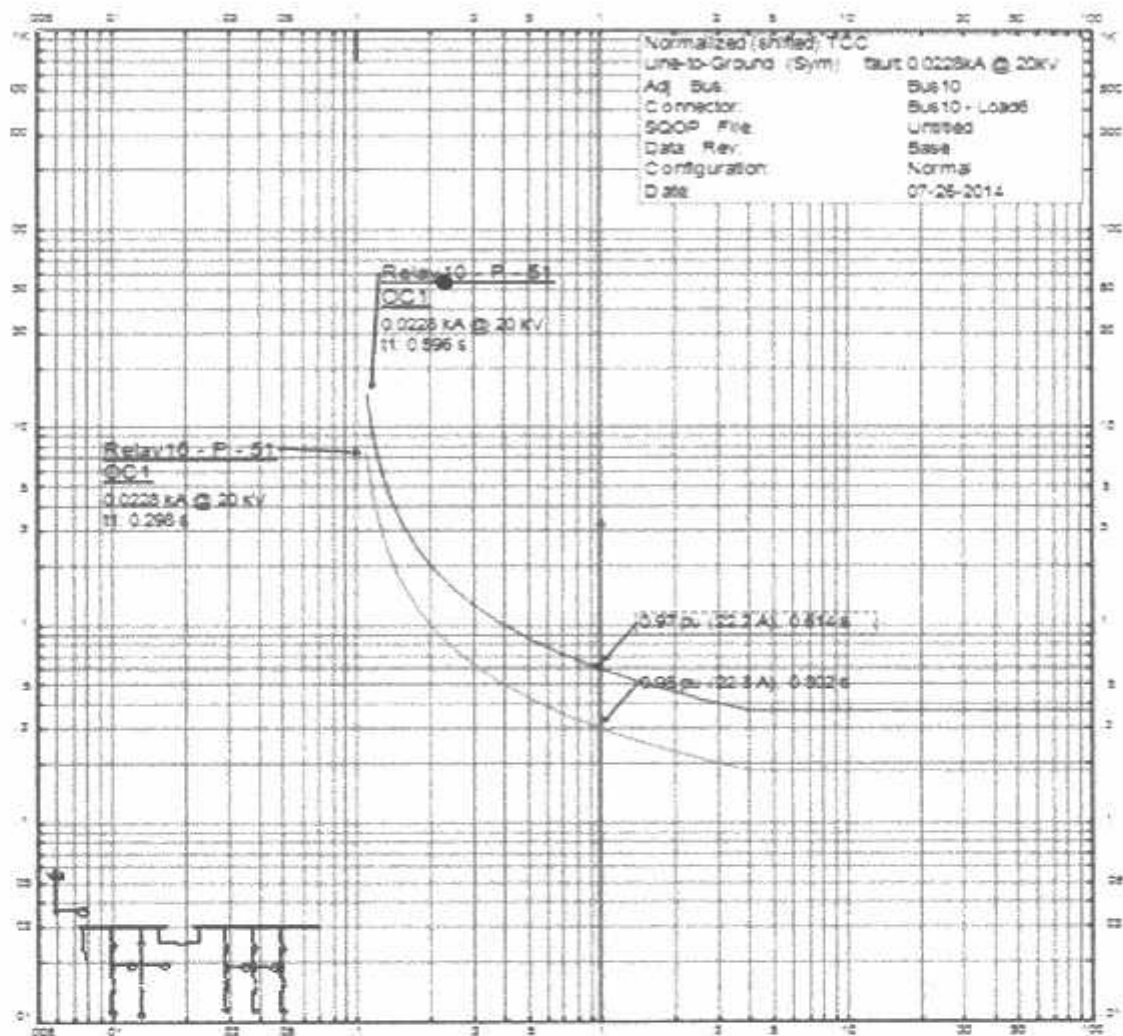


Gambar 4.16

Kurva Relai 7 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Bantur

Gambar 4.16 merupakan kurva dari relai 7 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,303 relai 7 dan 0,614 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 7.

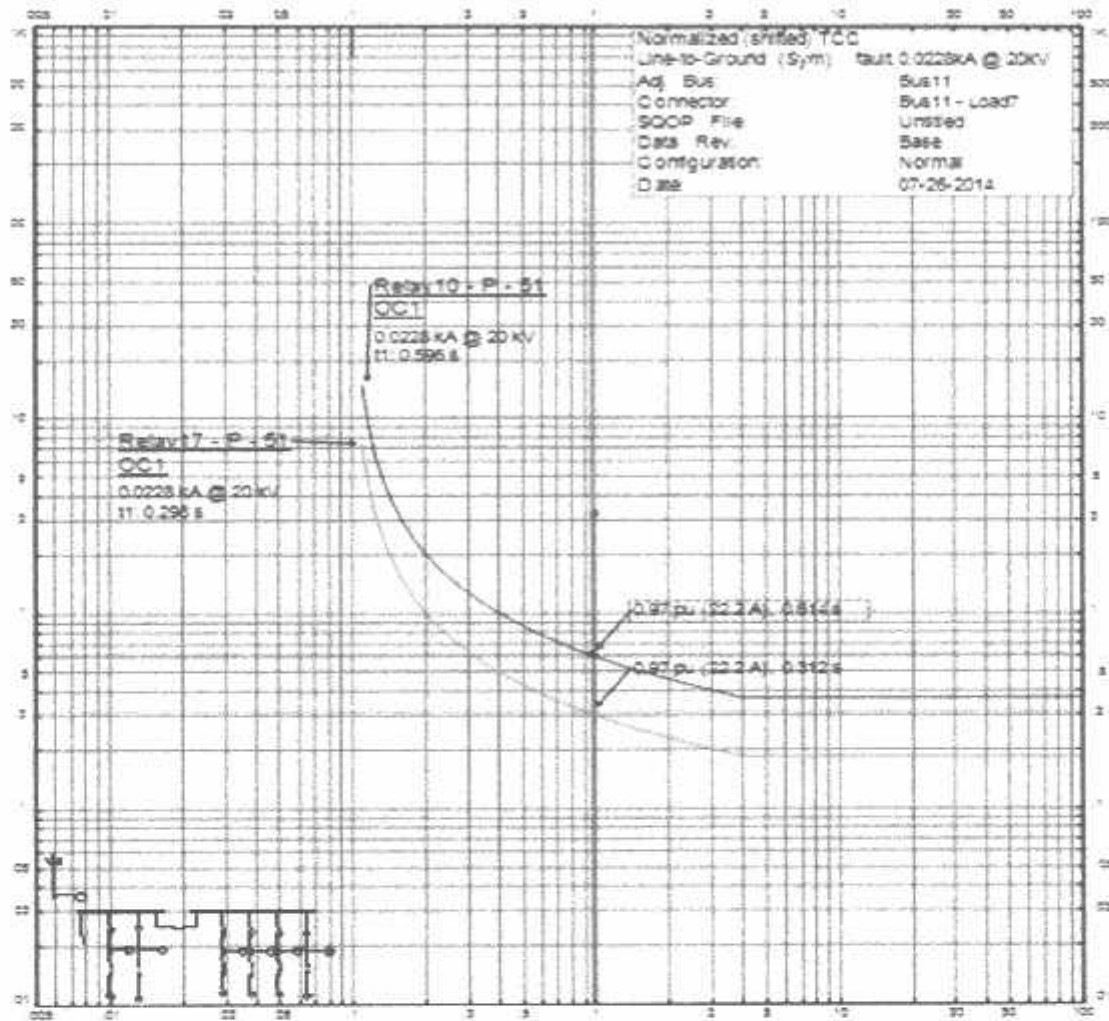
• Relai 8 Penyulang Tirtoyudo



Gambar 4.17
 Kurva Relai 8 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah
 Pada Penyulang Tirtoyudo

Gambar 4.17 merupakan kurva dari relai 8 dan 2 sehingga waktu yang di perlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,302 relai 8 dan 0,614 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 8.

• Relai 9 Penyulang Wajak

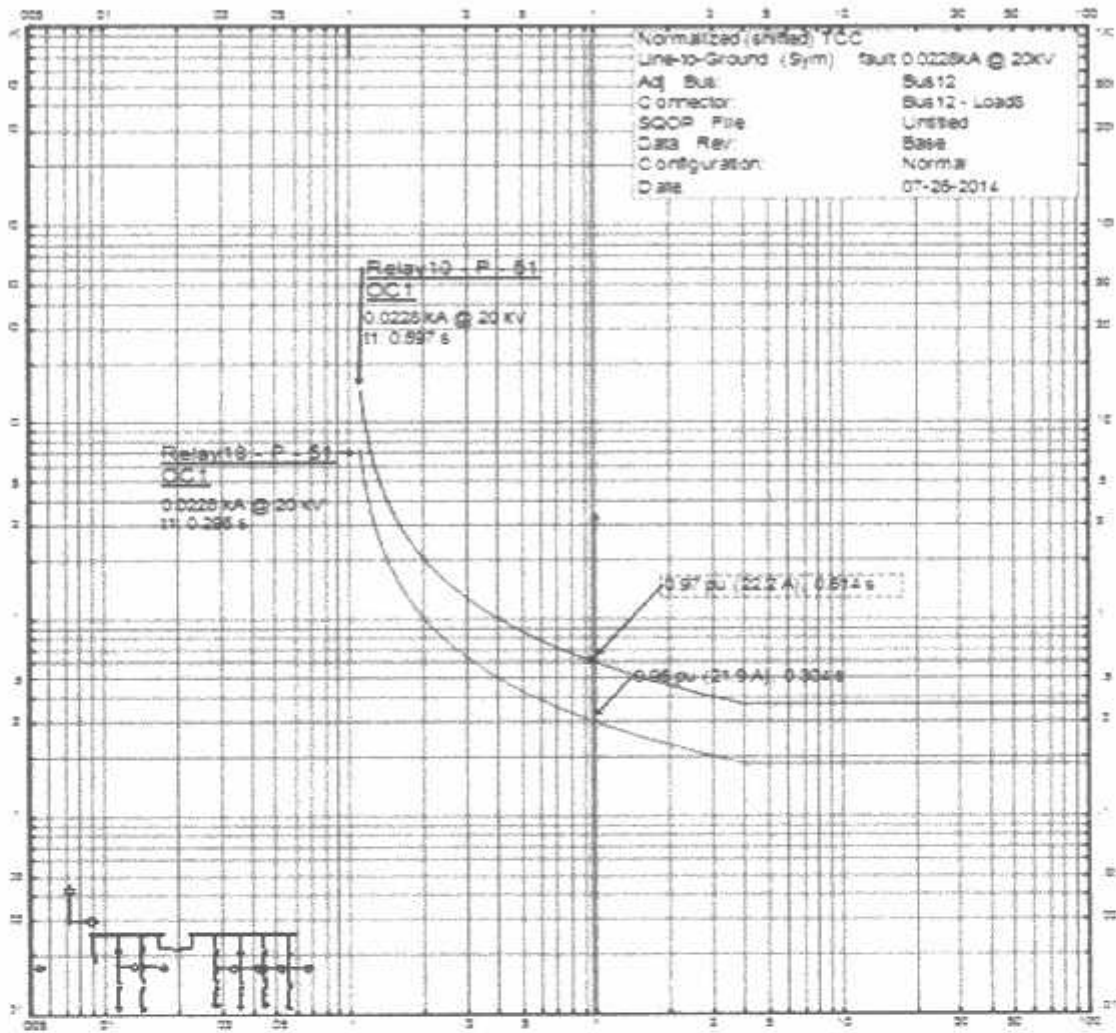


Gambar 4.18

Kurva Relai 9 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah Pada Penyulang Wajak

Gambar 4.18 merupakan kurva dari relai 9 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,312 relai 9 dan 0,614 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 9.

• Relai 10 Penyulang Sumber Manjing



Gambar 4.19

Kurva Relai 10 dan 2 Setelah di Ganggu Satu Fasa ke Tanah

Pada Penyulang Sumber Manjing

Gambar 4.19 merupakan kurva dari relai 10 dan 2 sehingga waktu yang diperlukan untuk bekerjanya relai ketika terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah adalah pada selang waktu 0,312 relai 10 dan 0,614 relai 2 dan perhitungan manual adalah 0,300 untuk relai 10.

Tabel 4.9
Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang Dengan Setting Untuk Pentanahan *Resistance*

| Penyulang | Iset Primer Relai (A) | Iset sekunder Relai (A) | I fasa Resistance Grounding (A) | kerja Relai manual (detik) | kerja Relai perhitungan dengan Etap (detik) |
|----------------|-----------------------|-------------------------|---------------------------------|----------------------------|---|
| Pindad 2 | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,301 |
| Spare | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,301 |
| Bakalan | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,301 |
| Dampit | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,302 |
| Bantur | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,303 |
| Tirtoyudo | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,301 |
| Wajak | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,312 |
| Sumber Manjing | 2,3 | 0,23 | 23 | 0,300 | 0,312 |

Dari data tabel 4.9 perhitungan manual di atas dengan arus gangguan terbesar 23A maka relai akan pada selang waktu 0,300 detik.

Dan pada data analisis pada ETAP *PowerStation* didapat waktu kerja relai GFR adalah pada selang waktu 0,301detik dan terlama adalah pada selang waktu 0,312 detik. Maka rata-rata kerja relai adalah selang waktu 0,301 detik.

Tabel 4.10
Waktu Kerja Relai Untuk Penyulang dan Trafo
Dengan Setting Untuk Pentanahan *Resistance*

| Penyulang | I fasa Resistance Grounding (A) | kerja Relai manual (detik) | kerja Relai Penyulang dengan Etap (detik) | Kerja Relai pada trafo Dengan Etap (detik) |
|----------------|---------------------------------|----------------------------|---|--|
| Pindad 2 | 23 | 0,300 | 0,301 | 0,596 |
| Spare | 23 | 0,300 | 0,301 | 0,601 |
| Bakalan | 23 | 0,300 | 0,301 | 0,614 |
| Dampit | 23 | 0,300 | 0,302 | 0,614 |
| Bantur | 23 | 0,300 | 0,303 | 0,614 |
| Tirtoyudo | 23 | 0,300 | 0,301 | 0,614 |
| Wajak | 23 | 0,300 | 0,312 | 0,614 |
| Sumber Manjing | 23 | 0,300 | 0,312 | 0,614 |

BAB V

PENUTUP

5.1 kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan simulasi dengan ETAP Power station diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. untuk gangguan satu fasa ke tanah nilai arus gangguan maksimal atau minimal untuk pentanahan *Direct* atau tanpa *Resistance* adalah 374 A sampai 725 A dari penyulang terjauh sampai terdekat dengan trafo.
2. Dari hasil short circuit dengan menggunakan ETAP *Powerstation* dapat disimpulkan bahwa untuk gangguan satu fasa ke tanah nilai arus gangguan maksimum atau minimum untuk pentanahan dengan *Resistance* adalah 23A.
3. untuk relai GFR dengan arus gangguan besar akan bekerja lebih cepat, tergantung besar arus gangguan dan jaraknya saat terjadi gangguan satu fasa ke tanah.
4. Pada pentanahan *Direct*, relai penyulang setelah di setting akan bekerja pada pada selang waktu 0,226-0,299 detik tergantung dari jarak terjadinya gangguan, sedangkan pada perhitungan manual di dapat dari hasil analisa arus 725-374 A maka relai akan bekerja pada selang waktu 0,300 detik, maka rata-rata kerja relai adalah 0,300 detik.
5. Pada pentanahan *Resistance* dengan tahanan 500 Ω dengan arus gangguan 23 A, relai penyulang setelah di setting akan bekerja pada pada selang waktu 0,301-0,312 detik, tergantung dari jarak terjadinya gangguan satu fasa ke tanah, sedangkan perhitungan manual di dapat gangguan 23 A maka waktu relai yaitu pada selang waktu 0,300 detik, rata - rata kerja relai penyulang.
6. Analisa dari perbedaan pentanahan sangat mempengaruhi kerja relai GFR, dengan pentanahan *Direct* relai trafo akan bekerja pada waktu 0,5 detik, akan lebih cepat 0,1 detik di bandingkan dengan relai trafo pentanahan *Resistance*, yaitu 0,6 detik, dari analisa ini didapat dengan pentanahan

pentanahan *Direct* kerja relai akan lebih cepat meskipun setting relai yang digunakan adalah *standard inverse*.

7. Pada pentanahan resistansi besar arus gangguan 1 fasa ke tanah adalah 23A, Sehingga setting awal trafo akan bekerja pada selang waktu 7-12 detik, sedangkan pada analisa menggunakan *standard inverse* yang saya gunakan untuk relai GFR dengan pentanahan resistansi relai akan bekerja lebih cepat yaitu 0,6 detik, Sehingga lebih cepat dari setting relai awal, kerja relai yang cepat akan baik untuk system proteksi trafo Gardu Induk Turen

5.2 Saran

Untuk memaksimalkan kerja proteksi gardu induk turen seharusnya di gunakan relai dengan *standard inverse* karena kerja relai yang cepat dan selektif maka sistem yang ada di Gardu Induk Turen lebih baik.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Armando Guzman, *Senior Member, IEEE*, Stanley Zocholl, Gabriel Benmouyal, *Member, IEEE*, and Hector J. Altuve, *Senior Member, IEEE*, 2002, “**A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection: Relay Description and Evaluation**”, *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol 17 No 4 October 2002.
- [2] Badan Standarisasi Nasional (BSN, PUU. 2000).
- [3] Darmanto Nugroho Agus, Susatyo Handoko, 2006 Analisa Koordinasi OCR – Recloser Penyulang Kaliwungu.
- [4] Effendi Asnal, AL, 2006. Analisis Hubungan Singkat Satu Fasa Ke Tanah jurnal Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Padang.
- [5] *Grounding System* PT PLN (Persero) Jasa Pendidikan dan Pelatihan.
- [6] <http://garslandi.wordpress.com/2014/01/03/ccontoh-soal-mesin-listrik/>
- [7] <http://ilmulistrik.com/neutral-grounding-resistant.ht>
- [8] Luces.M Faulkenberry, Walter Coffey, 1996. “*Electrical Power Distribution and Transmission*”, Prentice-Hall, Inc.
- [9] Samsul Bahri Zulkarnaini, 2012 Analisa Hubungan Singkat Satu Fasa Ketanah Untuk Koordinasi *Setting Ground Fault Relay* jurnal Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Padang.
- [10] SPLN 26 : 1980
- [11] Studi Analisa, Pasaribu Linda, FTI UI 2012. Studi kelayakan Hartadi UI 2009.

LAMPIRAN

SETTING RELE PROTEKSI

Halaman : 03
 Tanggal : 15-04-2011

| IDU INDUK | Data Teknis Relay | Data Pemeliharaan SUIT / TRAFU | Ratio CT | Ratio PT | Tap Setting | Aktual Setting (Nilai Primer) |
|---------------|---|--|-----------------------------|----------|--|-----------------------------------|
| Protaksi Pada | | | | | | |
| R TRAFU I | Differential (87) Merk : "NISSIN" Type : EAH-H2 No. Serie : 252755 (R) : 252756 (S) : 252757 (T) | Trafo Merk : "ALSTHOM" Type : IEC 76 -1987 No. Serie : H 65900 - 01 Daya : 30 MVA Tegangan : 70/20 KV Frequency : 50 HZ BIL : / KV Current : 277 / 666 A Vector Group : YNyn0(d11) Impedance : 12.22% (Tap.8) Cooling : OFAF Oil Temp. : 53°C Wind Temp. : 58°C NGR : 500 Ohm , 25 Amp Year of manuf : 1977 | 400/5 A (P) 1000/5 A (S) | | Differential : Ip = 3,2 A ; Percentage : 50 % Is = 4,5 A ; Arus lebih : 1500% Percentage : 50 % Arus lebih : 1500% Ip = 2,9-3,2-3,5-3,8-4,5-5,0-6,7 Is = 2,9-3,2-3,5-3,8-4,5-5,0-6,7 Percentage : 35 - 50 % | Differential |
| | OCR Primer (P51) Merk : SEG Type : Sn : 80601202-008 | | 400/5 A | | Ip = 3,8 A = 304 A T> = TD 0,26 (S1) | Range : 4 - 12 A 0 - 10 sec |
| | OCR Sekunder (S51) Merk : AREVA Type : Micom Sn : 31565432 | | 1000/5 A | | Ip = 5 A = 1000 A T> = TD 0,16 (S1) Ip> = 3,5 In = 17,5 A = 3500 A T>> = 0,5 sec | range : 4 - 12 A 0 - 10 sc |
| | OCR Netral sekunder (NS5T) Merk : GEC Type : MCGG22 Sn : | | 50/5 | | In> = 1 A = 10 A T = TD 0,1 (LT1) T2 = 12 sec t2> = 1 sec | |

Pindad 2

ETAP
7.0.0

Direct Grounding/langsung (solid)

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: ALSTHOM SOLID

Study Case: SM

Page: 1
Date: 08/05/2014
SN: 12345678
Revision: Basic
Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: **Bus3**

fault voltage = 20.000 kV = 100.00% of nominal bus kV (20.000 kV)
= 100.00% of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage of From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|-------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| n3 | Total | 0.60 | 0.0 | 101.64 | -121.7 | 101.79 | 121.6 | 0.725 | -84.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.242 | 0.242 | 0.242 |
| n2 | Bus3 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.725 | -84.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.242 | 0.242 | 0.242 |
| n4 | Bus2 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| n1 | Bus2 | 16.30 | -3.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.725 | -84.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.242 | 0.242 | 0.242 |
| n6 | Bus5 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| n7 | Bus5 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| n9 | Bus8 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| n10 | Bus8 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| n11 | Bus8 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| n12 | Bus8 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.207 | -84.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.069 | 0.069 | 0.069 |
| 5 | Bus2 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 8 | Bus5 | 6.23 | -13.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Spare

Direct Grounding/langsung (solid)

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ALSTHOM SOLID

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SM

Page: 1
 Date: 08-05-2014
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: **Bus4**

fault voltage = 20.000 kV = 100.00% of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00% of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at Fault Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|------------------------|-------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| 4 | Total | 0.00 | 0.0 | 103.10 | -122.9 | 103.17 | 122.9 | 0.688 | -83.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.229 | 0.229 | 0.229 |
| 2 | Bus1 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.688 | -83.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.229 | 0.229 | 0.229 |
| 3 | Bus2 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | Bus2 | 20.68 | -5.4 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.688 | -83.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.229 | 0.229 | 0.229 |
| 6 | Bus5 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | Bus3 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 9 | Bus8 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | Bus8 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 12 | Bus8 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.197 | -83.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.066 | 0.066 | 0.066 |
| 5 | Bus2 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1 | Bus5 | 11.19 | -13.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ALSTHOM SOLID

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SM

Page: 1
 Date: 08-05-2014
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus6

fault voltage = 20.000 kV = 100.00% of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00% of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|-------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| id | Total | 0.00 | 0.0 | 105.44 | -124.7 | 105.25 | 124.7 | 0.632 | -82.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.211 | 0.211 | 0.211 |
| 3 | Bus6 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.632 | -82.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.211 | 0.211 | 0.211 |
| 7 | Bus5 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | Bus2 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | Bus2 | 18.59 | -17.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1 | Bus2 | 27.25 | -6.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.632 | -82.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.211 | 0.211 | 0.211 |
| 9 | Bus8 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | Bus8 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 12 | Bus8 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 0.000 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.181 | -82.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.060 | 0.060 | 0.060 |
| 2 | Bus5 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.632 | -82.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.211 | 0.211 | 0.211 |
| 4 | Bus5 | 18.59 | -12.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Dampit

Direct Grounding/langsung (solid)

Project: **ETAP**
 Location: **7.0.0**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: **ALSTHOM SOLID**

ETAP
7.0.0
 Study Case: **SM**

Page: **1**
 Date: **08-05-2014**
 SN: **12345678**
 Revision: **Base**
 Config.: **Normal**

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: **Bus7**

prefault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|-------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| 07 | Total | 0.00 | 0.0 | 107.31 | -175.9 | 106.78 | 126.1 | 0.591 | -82.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.197 | 0.197 | 0.197 |
| 05 | Bus7 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.591 | -82.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.197 | 0.197 | 0.197 |
| 06 | Bus5 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 03 | Bus2 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 04 | Bus2 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 01 | Bus2 | 32.14 | -7.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.591 | -82.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.197 | 0.197 | 0.197 |
| 09 | Bus8 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | Bus8 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 12 | Bus8 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.169 | -82.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.056 | 0.056 | 0.056 |
| 02 | Bus5 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.591 | -82.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.197 | 0.197 | 0.197 |
| 08 | Bus5 | 24.07 | -11.3 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta Y transformer

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Customer: ALSIHOM SOLID

ETAP
7.0.0
Study Case SM

Page: 1
Date: 08-05-2014
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: Bus9

fault voltage: - 20.000 kV - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
- 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| | Total | 0.00 | 0.0 | 113.87 | -129.3 | 111.51 | 130.3 | 0.460 | -79.5 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.153 | 0.153 | 0.153 |
| | Bus9 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.460 | -79.5 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.153 | 0.153 | 0.153 |
| | Bus8 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | 120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus5 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus5 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 47.50 | -6.2 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.460 | -79.5 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.153 | 0.153 | 0.153 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.131 | -79.5 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.044 | 0.044 | 0.044 |
| | Bus5 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.460 | -79.5 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.153 | 0.153 | 0.153 |
| | Bus8 | 41.26 | -8.8 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.460 | -79.5 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.153 | 0.153 | 0.153 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: ALSTHOM SOLID

ETAP
7.0.0
Study Case: SM

Page: 1
Date: 08-05-2014
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus10**

fault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
= 100.00 % of base kV (20.000 kV)

| Contribution | | Line-To-Ground Fault | | | | | | | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | | | |
| | | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | | | |
| From Bus ID | To Bus ID | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | I1 | I2 | I0 |
| 10 | From | 0.00 | 0.0 | 116.08 | -130.2 | 112.95 | 131.3 | 0.419 | -78.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.140 | 0.140 | 0.140 |
| 8 | Bus10 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.419 | -78.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.140 | 0.140 | 0.140 |
| 9 | Bus8 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 12 | Bus8 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | Bus5 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | Bus5 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | Bus2 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | Bus2 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1 | Bus2 | 52.25 | -6.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.419 | -78.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.140 | 0.140 | 0.140 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.120 | -78.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.040 | 0.040 | 0.040 |
| 2 | Bus3 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.419 | -78.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.140 | 0.140 | 0.140 |
| 5 | Bus8 | 46.57 | -8.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.419 | -78.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.140 | 0.140 | 0.140 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: ALSTHOM SOLID

ETAP
7.0.0
Study Case: SM

Page: 1
Date: 08-05-2014
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: Bus11

fault voltage: - 20.000 kV - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
- 100.00 % of base kV (20.000 kV)

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-------|-----------------------|-----------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|-------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| | | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | | | |
| | | From Bus ID | To Bus ID | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | 0 |
| all | Total | 0.00 | 0.0 | 117.11 | -130.6 | 113.59 | 132.1 | 0.400 | -78.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.133 | 0.133 | 0.133 |
| 8 | Bus11 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.400 | -78.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.133 | 0.133 | 0.133 |
| 9 | Bus8 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | Bus8 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 16 | Bus5 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 17 | Bus5 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 13 | Bus2 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | Bus2 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1 | Bus2 | 54.39 | -5.9 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.400 | -78.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.133 | 0.133 | 0.133 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.114 | -78.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.038 | 0.038 | 0.038 |
| 2 | Bus5 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.400 | -78.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.133 | 0.133 | 0.133 |
| 3 | Bus8 | 48.96 | -7.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.400 | -78.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.133 | 0.133 | 0.133 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Name: ALSTHOM SOLID

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SM

Page: 1
 Date: 08-05-2014
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault bus: Bus12

Fault voltage = 20.000 kV = 100.00% of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00% of base kV (20.000 kV)

| Contribution | | Line-To-Ground Fault | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----------|-----------------------|-----|--------|------|--------|--------|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-----|-----------------------|-----|-------|-------|-------|
| | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | | | |
| | | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 | | |
| From Bus ID | To Bus ID | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | | | | | |
| 2. | Total | | | 0.00 | 0.0 | 118.58 | -131.1 | 114.50 | 132.9 | 0.374 | -77.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.125 | 0.125 | 0.125 |
| | Bus12 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.374 | -77.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.125 | 0.125 | 0.125 |
| | Bus8 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus5 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus5 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | | | 57.42 | -5.6 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.374 | -77.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.125 | 0.125 | 0.125 |
| | Bus1 | | | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.107 | -77.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.036 | 0.036 | 0.036 |
| | Bus5 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.374 | -77.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.125 | 0.125 | 0.125 |
| | Bus8 | | | 52.34 | -7.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.374 | -77.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.125 | 0.125 | 0.125 |

indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Pindad 2

Resistance Grounding

Project: **ETAP**
 Location: **7.0.0**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: **asilshom 2**
 Study Case: **SM**

Page: **1**
 Date: **08-05-2014**
 SN: **12345678**
 Revision: **Base**
 Config: **Normal**

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: **Bus4**

fault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current in From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|------------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|------|-------|-----|-------|-----|-----------------------|-------|-------|
| From Bus (F) | To Bus (T) | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | | | |
| 4 | Total | 0.00 | 0.0 | 171.27 | -150.8 | 174.42 | 149.0 | 0.023 | -1.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 5 | Bus4 | 0.20 | 68.9 | 171.21 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.023 | -1.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 6 | Bus2 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | Bus2 | 99.73 | -1.5 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.023 | -1.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 8 | Bus5 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 9 | Bus5 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | Bus8 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 12 | Bus8 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.007 | -1.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |
| 13 | Bus2 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 14 | Bus7 | 0.20 | 68.9 | 171.31 | -150.8 | 174.46 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Designer:
 Filename: sstf.ctb 2

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SM

Page: 1
 Date: 08-05-2014
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: Bus3

fault voltage = 20.000 kV = 100.00% of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00% of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| | Total | 0.00 | 0.0 | 171.28 | -150.8 | 174.43 | 149.0 | 0.023 | -1.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus3 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.023 | -1.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus2 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 99.73 | -1.5 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.023 | -1.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus5 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus5 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.007 | -1.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |
| | Bus2 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus5 | 0.38 | 67.7 | 171.16 | -150.9 | 174.48 | 149.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

indicates fault current contribution is from three-winding transformers

indicates a zero sequence fault current contribution (I10) from a grounded Delta-Y transformer

Project: ETAP
 Location: 7.0.0
 Substation:
 Engineer:
 Filename: aslsthom 2
 Study Case: SM

Page: 1
 Date: 08-05-2014
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus6

Fault voltage = 20.000 kV = 100.00% of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00% of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| | Total | 0.00 | 0.0 | 171.15 | -150.8 | 174.29 | 149.0 | 0.023 | -2.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus6 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.023 | -2.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus5 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 99.72 | -1.1 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.000 | -2.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus8 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus8 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.007 | -2.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |
| | Bus5 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.023 | -2.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus8 | 0.68 | 68.7 | 170.93 | -150.9 | 174.53 | 148.9 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

displays fault current contribution is from three-winding transformers

displays a zero sequence fault current contribution (I10) from a grounded Delta-Y transformer

Dampit

Resistance Grounding

project: **ETAP**
 location: **7.0.0**
 contract:
 engineer:
 filename: **asisthoru 2**
 Study Case **SM**

Page: **1**
 Date: **08-05-2014**
 SN: **12345678**
 Revision: **Base**
 Config: **Normal**

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: **Bus7**

fault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|------|-------|------|-------|------|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | Mag. | Ang. | | | |
| 7 | Total | 0.00 | 0.0 | 170.50 | -151.0 | 174.34 | 148.8 | 0.023 | -2.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 5 | Bus7 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.023 | -2.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 6 | Bus5 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | Bus2 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | Bus2 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1 | Bus2 | 99.71 | -1.5 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.023 | -2.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 9 | Bus8 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 10 | Bus8 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 12 | Bus8 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.007 | -2.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |
| 2 | Bus5 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.023 | -2.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 8 | Bus8 | 1.33 | 65.1 | 170.37 | -151.1 | 174.54 | 148.7 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

indicates fault current contribution is from three-winding transformers

indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project: ETAP
 Location: 7.0.0
 Contact:
 Engineer:
 Filename: aslsthom 2
 Study Case: SM

Page: 1
 Date: 08-05-2014
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: Bus9

fault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|------|-------|-----|-------|-----|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | | | |
| 0 | Total | 0.00 | 0.0 | 170.51 | -150.9 | 174.29 | 148.8 | 0.023 | -2.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 8 | Bus9 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.023 | -2.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 10 | Bus8 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 11 | Bus8 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 12 | Bus8 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | Bus3 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | Bus5 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | Bus7 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | Bus2 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 1 | Bus2 | 99.69 | -1.5 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.023 | -2.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.007 | -2.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |
| 1 | Bus5 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.023 | -2.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| 1 | Bus8 | 2.05 | 68.1 | 169.84 | -151.2 | 174.71 | 148.4 | 0.023 | -2.8 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |

indicates fault current contribution is from three-winding transformers

indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

Tirtoyudo

Resistance Grounding

Project: **ETAP**
 Location: **7.0.0**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: **aslschom 2**
 Study Case: **SM**

Page: **1**
 Date: **08-05-2014**
 SN: **12345678**
 Revision: **Basic**
 Config: **Normal**

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: **Bus10**

fault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

| Contribution | | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|------|-------|-----|-------|-----|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | I1 | I2 | I0 |
| | | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | | | |
| at0 | Total | 0.00 | 0.0 | 170.29 | -151.0 | 174.25 | 148.7 | 0.023 | -5.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| at8 | Bus10 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.023 | -5.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| at9 | Bus8 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| at11 | Bus8 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| at12 | Bus8 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| at6 | Bus5 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| at7 | Bus5 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| at4 | Bus2 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| at3 | Bus2 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| at1 | Bus2 | 99.68 | -1.5 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.023 | -3.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.007 | -3.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |
| at2 | Bus5 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.023 | -3.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| at5 | Bus8 | 2.54 | 67.7 | 169.44 | -151.3 | 174.76 | 148.3 | 0.023 | -3.1 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project: ETAP
 Location: 7.0.0
 Instruct:
 Engineer:
 Name: aslsthon 2
 Study Case: SM

Page: 1
 Date: 08-05-2014
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

It of bus: Bus11

fault voltage: 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

| Contribution | | Line-To-Ground Fault | | | | | | | | | | | | Sequence Current (kA) | | |
|--------------|-----------|-----------------------|------|--------|--------|--------|-------|--------------------------|------|-------|-----|-------|-----|-----------------------|-------|-------|
| From Bus ID | To Bus ID | % Voltage at From Bus | | | | | | Current at From Bus (kA) | | | | | | I1 | I2 | I0 |
| | | Va | | Vb | | Vc | | Ia | | Ib | | Ic | | | | |
| | | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | Mag | Ang | | | |
| 1 | Total | 0.00 | 0.0 | 170.17 | -151.0 | 174.23 | 148.7 | 0.023 | -3.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus11 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.023 | -3.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus8 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 0 | Bus8 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | Bus8 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus5 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus3 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| | Bus2 | 99.67 | -1.5 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.022 | -3.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus1 | 100.00 | 0.0 | 100.00 | -120.0 | 100.00 | 120.0 | 0.007 | -3.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |
| | Bus5 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.023 | -3.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |
| | Bus8 | 2.79 | 67.6 | 169.24 | -151.4 | 174.78 | 148.2 | 0.023 | -3.2 | 0.000 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.008 | 0.008 | 0.008 |

indicates fault current contribution is from three-winding transformers

indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Febrian Dwi Prastama

NIM : 1012002

Program Studi : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bahwa Skripsi yang saya buat adalah hasil karya sendiri, tidak merupakan plagiasi dari karya orang lain. Dalam Skripsi ini tidak memuat karya orang lain, kecuali dicantumkan sumbernya sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat, dan apabila di kemudian hari ada pelanggaran atas surat pernyataan ini, saya bersedia menerima sanksinya.

Malang, Agustus 2014

Yang membuat Pernyataan,

METERAI
TEMPEL

6285DAAF79214425
6000



Febrian Dwi Prastama

NIM : 1012002



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

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

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

1. Nama : Febrian Dwi Prastama
2. NIM : 1012002
3. Program Studi : TEKNIK ELEKTRO S-1
4. Konsentrasi : TEKNIK ENERGI LISTRIK
5. Judul : ANALISA PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DAN PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING TERHADAP RELAI GFR PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV PADA GARDU INDUK TUREN, MALANG

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1) pada :
Hari : Selasa
Tanggal : 12 Agustus 2014
Dengan Nilai : 84,73 (A) ✓

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

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

Sekretaris Majelis Penguji

Dr. Eng. Aryuanto Soetedjo, ST, MT
NIP. Y. 1030800417

Anggota Penguji

Penguji I

Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE
NIP. Y. 1018500108

Penguji II

Ir. M. Abdul hamid, MT
NIP. Y. 1018800188



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Selasa
Tanggal : 12 Agustus 2014

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

Nama : Febrian Dwi Prastama
NIM : 1012002
Perogram Studi : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : **Analisa Pentanahan Jenis Direct Grounding dan Pentanahan Jenis Resistance Grounding Terhadap Relai GFR Pada Transformator 70/20 kV Pada Gardu Induk Turen, Malang**

| No | Materi Perbaikan | Keterangan |
|----|--|------------|
| 1. | Bab I tidak ada cek | |
| 2 | Latar belaka, apa masalah yang ada sehingga perlu di analisa | |
| 3 | Lengkapi persamaan dari buku referensi | |

Dosen Penguji I

Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE
NIP. Y. 1018500108

Dosen Pembimbing I

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

Dosen Pembimbing II

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



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Selasa
Tanggal : 12 Agustus 2014

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

Nama : Febrian Dwi Prastama
NIM : 1012002
Perogram Studi : Teknik Elektro S-1
Komsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : **Analisa Pentanahan Jenis Direct Grounding dan Pentanahan Jenis Resistance Grounding Terhadap Relai GFR Pada Transformator 70/20 kV Pada Gardu Induk Turen, Malang**

| No | Materi Perbaikan | Keterangan |
|----|--|------------|
| 1. | Hasil analisa digunakan untuk menilai kondisi di lapangan sehingga ada kontribusinya | |

Dosen Penguji II

Ir. M. Abdul hamid, MT
NIP. Y. 1018800188

Dosen Pembimbing I

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

Dosen Pembimbing II

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



MONITORING BIMBINGAN SKRIPSI SEMESTER GENAP TAHUN AKADEMIK 2013-2014

Nama Mahasiswa : Febrian Dwi Prastama
NIM : 1012002
Nama Pembimbing : Bambang Prio Hartono, ST, MT
Judul Skripsi : Analisa Perbandingan Pentanahan Jenis Direct Grounding Dengan Pentanahan Jenis Resistance Grounding Pada Transformator 70/20 kV Pada Gardu Induk Turen

| Minggu Ke- | Hari, Tanggal | Waktu Bimbingan | Materi Bimbingan | Paraf |
|------------|---------------|-----------------|---|--|
| 1 | 15/4 2014 | 12.00 | - latar belakang (pustaka) cari jurnalnya, Perbaiki | A |
| 2 | 22/4 2014 | 13.15 | BAB II jalan | B 26/4 |
| 3 | 5/4 2014 | 13.45 | BAB II Keterangan gambar? Penulisan tambahkan jurnal. | B |
| 4 | 9/4 2014 | 13.45 | load flow | B |
| 5 | 31/5 2014 | 11.45 | BAB III | B |
| 6 | 5/6 2014 | 11.00 | Konsultasi Rata | B 14/6 |
| 7 | 16/6 2014 | 11.30 | BAB II Keterangan di tambahkan. | B |

Malang,

Pembimbing

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



MONITORING BIMBINGAN SKRIPSI SEMESTER GENAP TAHUN AKADEMIK 2013-2014



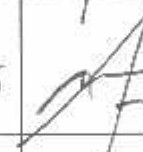
Nama Mahasiswa : Febrian Dwi Prastama
NIM : 1012002
Nama Pembimbing : Bambang Prio Hartono, ST, MT
Judul Skripsi : ANALISA PERBANDINGAN PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DENGAN PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING TERHADAP RELAI GFR PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV PADA GARDU INDUK TUREN

| Minggu Ke- | Hari, Tanggal | Waktu Bimbingan | Materi Bimbingan | Paraf |
|------------|---------------|-----------------|---|---|
| 8 | 27/6 14 | 13.30 | BAB <u>IV</u> Pustaka, Penulisan Tabel | B |
| 9 | 23/6 14 | 13.00 | BAB <u>IV</u> di sempurnakan | B p. 20/6 |
| 10 | 1/6 14 | 11.30 | BAB <u>IV</u> lanjut | B |
| 11 | 3/6 14 | 11.00 | Cek BAB <u>I</u> , <u>II</u> , <u>III</u> , <u>IV</u> | B |
| 12 | 3/6 14 | 11.00 | Kesimpulan di- sempurnakan | B |
| 13 | 3/6 14 | 11.00 | Daftar Pustaka | B |
| 14 | 7/6 14 | 11.30 | Masukan Gambar ETAP di BAB <u>IV</u> | B |



MONITORING KEHADIRAN SKRIPSI SEMESTER GENAP TAHUN AKADEMIK 2013-2014

Nama Mahasiswa : Febrian Dwi Prastama
NIM : 1012002
Nama Pembimbing 1 : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Nama Pembimbing 2 : Bambang Prio Hartono, ST, MT
Tempat Skripsi : Laboratorium Transmisi dan Distribusi
Judul Skripsi : ANALISA PERBANDINGAN PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DENGAN PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING PADA TRANSFORMATOR 70/20 KV PADA GARDU INDUK TUREN

| Minggu Ke- | Hari, Tanggal | Waktu Kehadiran | Kegiatan/Aktivitas | Paraf Ka.Lab |
|------------|---------------|-----------------|---|--|
| 1 | | | Simulasi Star |  2/1/6 |
| 2 | | | Analisa Simulasi L-G |  |
| 3 | | | Analisa perubaha Anis. waktu pada kelai |  2/3/6 |
| 4 | | | | |
| 5 | | | | |
| 6 | | | | |
| 7 | | | | |

Malang, 7 April 2014
Kepala Simulasi Sistem Tenaga
Elektrik

Awan Uji Krismanto, ST, MT
NIP.P.19800120050110002

**MONITORING BIMBINGAN SKRIPSI**
SEMESTER GENAP TAHUN AKADEMIK 2013-2014

Nama Mahasiswa : Febrian Dwi Prastama
NIM : 1012002
Nama Pembimbing 1 : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Nama Pembimbing 2 : Bambang Prio Hartono, ST, MT
Tempat Skripsi : Laboratorium Transmisi dan Distribusi
Judul Skripsi : ANALISA PERBANDINGAN PENTANAHAN JENIS DIRECT GROUNDING DENGAN PENTANAHAN JENIS RESISTANCE GROUNDING PADA TRANSFORMATOR 70/20 kV PADA GARDU INDUK TUREN

| Minggu Ke- | Hari, Tanggal | Waktu Kehadiran | Kegiatan/Aktivitas | Paraf Ka.Lab. |
|------------|---------------|-----------------|---|---------------|
| 8 | | | proses pengambilan data di Gardu Induk Turan. | |
| 9 | | | proses pengambilan data di Gardu Induk Turan. | |
| 10 | | | Belajar Simulasi Etap. | |
| 11 | | | Simulasi Etap. | |
| 12 | | | Masukan data Etap. | |
| 13 | | | Simulasi Etap. | |
| 14 | | | Simulasi Etap. | |

Malang, 7 April 2014

Kepala Laboratorium Simulasi Sistem
Tenaga Elektrik**Awan Uji Krismanto, ST, MT**
NIP.P.19800120050110002



Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

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

NAMA

Febria DP

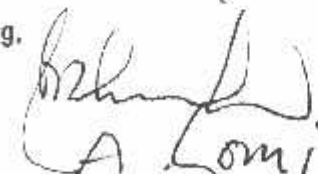
NIM

1012002

Perbaikan meliputi

- 1) Bab I terdiri atas, cek.
- 2) Letak Lempir belakang, apa masalah yg terjadi, di lampirkan slip perbaiki, analisis.
- 3) Lengkapi program? yg diambil dari buku? Referensi.

Malang.


A Lomi



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

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

NAMA

Febrian D.P.

NIM

1012002

Perbaikan meliputi

Sebaiknya hasil analisis di gunakan
untuk menilai kondisi di
lapangan shg. ada kontribusinya.

Malang, 12-08-2014


(_____)

LEMBAR PERSEMBAHAN

Yang Utama Dari Segalanya...

Sembah sujud serta syukur kepada Allah SWT. Taburan cinta dan kasih sayang-Mu telah memberikanku kekuatan, membekaliku dengan ilmu serta memperkenalkanku dengan cinta. Atas karunia serta kemudahan yang Engkau berikan akhirnya skripsi yang sederhana ini dapat terselesaikan. Sholawat dan salam selalu terlimpahkan keharibaan Rasulullah Muhammad SAW.

*Kupersembahkan karya sederhana ini kepada orang yang sangat kukasihi dan kusayangi
keluarga Tercinta*

Sebagai tanda bakti, hormat, dan rasa terima kasih yang tiada terhingga kupersembahkan karya kecil ini kepada orang tua yang telah memberikan kasih sayang, segala dukungan, dan cinta kasih yang tiada terhingga yang tiada mungkin dapat kubalas hanya dengan selembur kertas yang bertuliskan kata cinta dan persembahan. Semoga ini menjadi langkah awal untuk orang tua, selama ini belum bisa berbuat yang lebih. Untuk Ibu dan Ayah yang selalu membuatku termotivasi dan selalu menyirami kasih sayang, selalu mendoakanku, selalu menasehatiku menjadi lebih baik,

Terima Kasih Ibu... Ibu... Ibu.....Terimakasih Ayah

My Sweet Heart "faizah"

Sebagai tanda cinta kasihku, Surya persembahkan karya kecil ini buatmu. Terima kasih atas kasih sayang, perhatian, dan kesabaranmu yang telah memberikanku semangat dan inspirasi dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini, semoga engkau pilihan yang terbaik buatku dan masa depanku.

Dosen Pembimbing Tugas Akhirku...

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT dan Bambang Prio Hartono, ST,MT selaku dosen pembimbing tugas akhir saya, terima kasih banyak saya sudah dibantu selama ini, sudah dinasehati, sudah diajari, saya tidak akan lupa atas bantuan dan kesabaran dari bapak-bapak .

Terima kasih banyak....,

Seluruh Dosen Pengajar SI.Elektro:

Terima kasih banyak untuk semua ilmu, didikan dan pengalaman yg sangat berarti yang telah kalian berikan kepada kami...

..your dreams today, can be your future tomorrow"