

SKRIPSI

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



**ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN
SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA
INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON DENGAN
MENGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION***

Disusun Oleh :
DIDID CAHYADI
02.12.055

MARET 2008



10-11-19

REAGAN JOINTMAN AGREEMENT SYSTEM
REVENUE DEPARTMENT CALIFORNIA
1-3 CREDITED PAYMENT RECEIPTS
PAYROLL DEPARTMENT PAYROLL DEPARTMENT

THE MANAGER TRAINING PROGRAMS FOR THE STATE OF CALIFORNIA
AND (P) FROM THE STATE OF CALIFORNIA AND THE STATE OF
CALIFORNIA AND THE STATE OF CALIFORNIA AND THE STATE OF
CALIFORNIA AND THE STATE OF CALIFORNIA AND THE STATE OF
CALIFORNIA AND THE STATE OF CALIFORNIA AND THE STATE OF

10-11-19
REVENUE DEPARTMENT
CALIFORNIA

10-11-19

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN *SETTING*
RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI
PEMBANGKIT DI PLTU PAITON DENGAN MENGGUNAKAN
*SOFTWARE ETAP POWER STATION***

SKRIPSI

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

**Disusun Oleh :
DIDID CAHYADI
02.12.055**

Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II


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


(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)
NIP. Y 101 880 0189



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


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

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

MALANG 2008

A B S T R A K S I

ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN *SETTING* RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION*

Didid Cahyadi
Teguh Herbasuki
Yusuf Ismail Nakhoda

Sistem kelistrikan yang terpasang pada suatu industri membutuhkan keandalan dan kontinuitas untuk menjamin terlaksananya proses produksi. Hal ini karena konsumsi energi listrik oleh beban-beban industri berlangsung secara terus-menerus. Keandalan dari suatu sistem kelistrikan dapat dinilai dari kemampuan sistem untuk tetap menyuplai beban ketika terjadi gangguan pada sistem. Interkoneksi pada generator pembangkit listrik dengan cara kerja parallel bertujuan untuk menjaga kontinuitas suplai daya.

Hal lain yang tidak kalah pentingnya dalam sistem tenaga listrik adalah kemampuan dan kapasitas hubung singkat dari peralatan. Kapasitas hubung singkat peralatan perlu di evaluasi untuk mengetahui apakah peralatan tersebut masih mampu menahan arus gangguan jika terjadi hubung singkat pada sistem.

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui seberapa besar kemampuan atau kapasitas hubung singkat dari peralatan dan seting rele pengaman yang tepat dan selektif yang akan menjamin keandalan dari sistem kelistrikan. Setelah dianalisa, sebelum adanya interkoneksi setting rele rata-rata Tap-nya 0.9 dan Delay time-nya 0.05 detik. Sedangkan setelah ada interkoneksi Tap-nya menjadi 1.3 dan Delay time-nya 0.7 detik. Dan ada beberapa rele yang masih dalam batas setingan awal, karena dianggap masih selektif dan cukup baik kordinasinya. Sedangkan untuk evaluasi kapasitas hubung singkat peralatan, setelah dianalisa ternyata masih dalam batas kemampuan terhadap adanya arus hubung singkat sehingga peralatan-peralatan tersebut masih cukup mampu dan masih sesuai untuk sistem jika dilakukan interkoneksi pembangkit.

Kata Kunci : *Setting* rele, Koordinasi rele, Kapasitas hubung singkat

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, atas rahmat dan karunia-Nya memungkinkan penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul, “ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN *SETTING* RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT UNIT 7 & 8 DI PLTU PAITON DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP PWER STATION*”.

Skripsi ini bertujuan untuk memenuhi kurikulum akademik yang harus ditempuh oleh setiap mahasiswa ITN Malang guna mengakhiri pendidikan pada jenjang strata satu (S1) jurusan Teknik Elektro konsentrasi Teknik Energi Listrik di Institut Teknologi Nasional Malang.

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

1. Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Ir. F Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro (S1) ITN Malang.
3. Ir. Teguh Herbasuki, MT, selaku dosen pembimbing pertama.
4. Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku dosen pembimbing kedua.
5. My ”HERO” H. Dul Hadi and my ”ANGEL” Bunda Hj. Sustainah, terima kasih telah membesarkan, mendidik dan selalu mendo’akanku sampai terwujud cita-citaku menjadikan seorang Sarjana Teknik
6. Kanda, guru, teman, musuh, sahabatku, ”Mas Tutut” dan ”Mbak Lilik”, terima kasih buat doa dan dukungannya. My ”Litle ANGEL” Putri nggak ada loe skripsiku gak jalan.
7. Asay Vina D.J, kamu adalah ”BIDADARI” yang selalu memberikan aku dukungan, doa dan selalu menemani aku dalam ngerjain skripsi dari A – Z, terima kasih yah SAY !.
8. Buat sahabat-sahabatku, My Brother ”Galuh”, terima kasih telah mendo’akan dan memberi semangat pada aku.

9. Rekan seperjuangan dalam skripsi, kalian adalah sohib yang terbaik dari semua sohib.
10. Semua rekan-rekan Teknik Elektro ST yang telah memberi semangat-nya.
11. Semua pihak yang tidak mungkin saya sebutkan satu per-satu,yang telah membantu terselesaikanya penyusunan skripsi ini.

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

Malang, Maret 2008

Penulis

DAFTAR ISI

Halaman:

| | |
|---------------------------------|------------|
| HALAMAN JUDUL | i |
| LEMBAR PERSETUJUAN | ii |
| ABSTRAKSI..... | iii |
| KATA PENGANTAR..... | iv |
| DAFTAR ISI..... | vi |
| DAFTAR GAMBAR..... | x |
| DAFTAR TABEL..... | xii |

BAB I PENDAHULUAN

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

BAB II GANGGUAN DAN SISTEM PENGAMANAN PADA SISTEM TENAGA LISTRIK

| | |
|---|---|
| 2.1. Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik | 6 |
| 2.2. Jenis Gangguan Dalam Sistem Tiga Phasa | 8 |

| | | |
|--------|--|----|
| 2.3. | Gangguan Hubung Singkat | 9 |
| 2.3.1. | Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa Ke Tanah | 9 |
| 2.3.2. | Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa Ke Tanah | 11 |
| 2.3.3. | Gangguan Hubung Singkat Fasa Ke Fasa | 12 |
| 2.3.4. | Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa Ke Tanah | 13 |
| 2.4. | Sistem Proteksi Dalam Sistem Tenaga Listrik | 15 |
| 2.4.1. | Daerah Perlindungan (<i>Zone Protection</i>) | 15 |
| 2.4.2. | Rele Pengaman | 17 |
| 2.4.3. | Elemen Dasar Rele Pengaman | 18 |
| 2.4.4. | Syarat - syarat Rele Pengaman | 19 |
| 2.4.5. | Klasifikasi Rele | 22 |
| 2.5. | Sistem Pengaman Arus Lebih | 24 |
| 2.5.1. | Prinsip Kerja Rele Arus Lebih (OCR) | 24 |
| 2.5.2. | Jenis – jenis Rele Arus Lebih | 25 |
| | 2.5.2.2. Rele Arus Lebih Dengan Karakteristik | |
| | Waktu Tertentu | 26 |

BAB III PENGARUH KAPASITAS HUBUNG SINGKAT TERHADAP SISTEM KELISTRIKAN DAN RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR)

| | | |
|--------|--|----|
| 3.1. | Arus Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa | 26 |
| 3.2. | Analisa Kapasitas Hubung Singkat Peralatan | 27 |
| 3.2.1. | Kapasitas Hubung Singkat Saluran / Kabel | 27 |
| 3.2.2. | Kapasitas Hubung Singkat Pemutus Daya (CB) | 29 |

| | |
|---|----|
| 3.2.3. Kapasitas Hubung Singkat Busbar..... | 33 |
| 3.3. <i>Setting</i> dan Koordinasi Rele Pengaman Arus Lebih (OCR) | 34 |
| 3.3.1. Prinsip Dasar Penyetelan Arus..... | 34 |
| 3.3.2. Prinsip Dasar Perhitungan Waktu | 36 |
| 3.3.3. Penyetelan Rele Arus Lebih..... | 38 |
| 3.4. Solusi Untuk Perbaiki Gangguan Hubung Singkat dan <i>Setting</i> Rele Pengaman OCR dengan Software ETAP <i>Power Station</i> | 39 |
| 3.5. Algoritma Pemecahan Masalah..... | 42 |
| 3.6. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah | 43 |

BAB IV ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION

| | |
|---|----|
| 4.1. Arus Hubung Singkat Tiga Fasa | 44 |
| 4.2. Peralatan Pengaman Rele Arus Lebih | 47 |
| 4.3. <i>Setting</i> dan Koordinasi Rele Arus Lebih..... | 48 |
| 4.3.1. Analisa dan Setting Rele Arus Lebih Gangguan Fasa | 52 |
| 4.3.2. Analisa dan Setting Rele Arus Lebih Gangguan Fasa | 67 |
| 4.4. Analisa Kapasitas Hubung Singkat Peralatan | 69 |
| 4.4.1. Kapasitas Hubung Singkat Saluran / Kabel | 69 |
| 4.4.2. Kapasitas Hubung Singkat Pemutus Daya (CB)..... | 73 |
| 4.4.3. Kapasitas Hubung Singkat Busbar | 77 |

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan 79

5.2. Saran..... 80

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

| Gambar : | Halaman : |
|-----------------|--|
| 2.1 | Hubung Singkat Tiga Fasa 10 |
| 2.2. | Hubungan Jala-jala Urutan Positif Untuk Gangguan Tiga Fasa 11 |
| 2.3. | Gangguan Satu Fasa ke Tanah 11 |
| 2.4. | Hubungan Jala-jala Urutan Untuk Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah . 12 |
| 2.5. | Hubung Singkat Fasa ke Fasa 12 |
| 2.6. | Hubungan Jala-jala Urutan Untuk Hubung Singkat Fasa-Fasa..... 13 |
| 2.7. | Gangguan Dua Fasa ke Tanah..... 13 |
| 2.8. | Hubungan Jala-jala Urutan Untuk Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah..... 14 |
| 2.9. | Daerah Perlindungan Sistem Proteksi 16 |
| 2.10. | Diagram Blok Urutan Kerja Rele Pengaman 18 |
| 2.11. | Selektifitas Sistem Pengamanan 20 |
| 2.12. | (a) Rele Primer <i>Direct Acting</i> , (b) Rele Primer <i>Indirect Acting</i> 23 |
| 2.13. | (a) Rele Sekunder <i>Direct Acting</i> , (b) Rele Sekunder <i>Indirect Acting</i> 23 |
| 2.14. | Prinsip Kerja Rele Arus Lebih 25 |
| 2.15. | Karakteristik Rele Arus Lebih Seketika..... 25 |
| 3.1. | Sistem Jaringan Radial 36 |
| 3.2. | Tampilan Modul Utama 42 |
| 3.3 | Flowchart Analisa Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> 43 |

| | | |
|------|---|----|
| 4.1. | <i>Feeder-feeder</i> Yang Menghubungkan Bus Unit 7 & 8 Dengan Bus Integrasi..... | 51 |
| 4.2. | <i>Line</i> Proteksi Dari Bus HVS-NEW Sampai Bus PS-2281A..... | 52 |
| 4.3. | Kurva Arus Waktu Untuk Koordinasi Proteksi Dari Bus PS-2281A Sampai HVS-NEW | 59 |
| 4.4. | Line Proteksi Dari Bus PS-2281A Sampai PS-2280..... | 59 |
| 4.5. | Kurva Arus Waktu Untuk Koordinasi Proteksi Dari Bus PS-2281A Sampai PS-2280 | 63 |
| 4.6. | Line Proteksi Dari HVS-NEW Ke HVS-65 | 64 |
| 4.7. | Kurva Arus Waktu Koordinasi Proteksi Dari Bus HVS-NEW Sampai HVS-65 | 65 |
| 4.8. | Line Proteksi Dari Bus HVS-51 Sampai HVS-65 | 65 |
| 4.9. | Kurva Arus Waktu Koordinasi Proteksi Dari Bus HVS-51 Sampai HVS-65 | 66 |

DAFTAR TABEL

| Tabel : | Halaman : |
|--|------------------|
| 2-1. Macam gangguan hubung singkat dan kemungkinan terjadinya | 14 |
| 3-1. Konstanta Pemutusan CB..... | 31 |
| 3-2. Harga μ Terhadap I_{hs}/I_{nom} | 32 |
| 4-1. Kelengkapan (<i>utility</i>) Rele | 48 |
| 4-2. Tabulasi <i>Resetting</i> Rele Arus Lebih..... | 68 |
| 4-3. Arus Gangguan Yang Mengalir Pada Saluran | 71 |
| 4-4. Perbandingan Arus Hubung singkat Terbesar Dengan Kemampuan Saluran..... | 73 |
| 4-5. Arus Hubung Singkat Dan Tegangan Pragangguan..... | 75 |
| 4-6. Kapasitas Hubung singkat CB | 77 |
| 4-7. Kapasitas Hubung Singkat Busbar..... | 78 |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sistem tenaga listrik pada suatu industri harus dapat menjamin terlaksananya proses produksi secara efisien. Suatu sistem kelistrikan industri harus mampu menyuplai daya secara kontinyu agar proses produksi berlangsung secara terus-menerus. Dalam mencapai hal itu diperlukan suatu sistem tenaga yang memiliki kontinuitas dan keandalan yang baik.

Sistem tenaga listrik dapat terjamin keandalannya jika suatu sistem tersebut mampu mengisolir bagian yang terganggu secepat mungkin ketika terjadi gangguan, sehingga efek yang ditimbulkan oleh gangguan tersebut tidak meluas dan meminimalkan kerugian yang terjadi dalam sistem.

PLTU swasta unit 7 dan 8 ini dimiliki oleh Paiton Energy Company yang sekarang dioperasikan oleh PT. International Power Mitsui Operation and Maintenance Indonesia (PT. IPMOMI). Pembangunan proyek ini ditujukan untuk menghasilkan tenaga listrik yang diharapkan dapat memenuhi kebutuhan listrik Jawa Bali. Proyek ini sendiri adalah implementasi dari kebijaksanaan Pemerintah Indonesia dalam pertumbuhan, diversifikasi dan konservasi energi. Dalam hal ini, kandungan batubara yang ada di Indonesia akan dimanfaatkan sebagai sumber pembangkit tenaga, dan mengurangi ketergantungan akan minyak bumi.

Paiton Unit 7 & 8 adalah salah satu perusahaan Listrik Swasta yang terbesar di Indonesia. Sehingga untuk menunjang hal itu di perlukan suplai tenaga

listrik yang kontinyu serta sistem kelistrikan yang handal, untuk itu maka Paiton Unit 7 & 8 melakukan penggabungan di antara pembangkit-pembangkitnya.

Sehubungan dengan adanya interkoneksi atau penggabungan pembangkit di Paiton Unit 7 & 8 ini, maka sistem kelistrikan dari pembangkit mengalami perubahan. Begitu juga dalam sistem proteksinya. Untuk menghindarkan terganggunya kontinuitas daya dalam sistem distribusi tenaga listrik di Paiton Unit 7 & 8, sangat perlu digunakan sistem pengaman terhadap kemungkinan terjadinya gangguan yang bertujuan untuk meminimalkan gangguan tersebut atau membatasi daerah yang terganggu sesempit mungkin supaya tidak meluas. Sehingga perlu dilakukan analisis dan setting ulang terhadap rele-rele pengaman. Untuk dapat membentuk suatu sistem pengaman yang aman dan selektif maka rele pengaman memerlukan suatu koordinasi.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang ada, maka permasalahan yang timbul adalah :

1. Bagaimana *setting* serta koordinasi rele pengaman terhadap adanya interkoneksi pembangkit.
2. Evaluasi terhadap kapasitas hubung singkat saluran, busbar dan peralatan pemutus (CB) yang digunakan, terhadap gangguan hubung singkat yang mungkin timbul dengan melakukan analisa dan simulasi hubung singkat.

1.3 Tujuan Pembahasan

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah

1. *Mensetting* ulang rele pengaman yang ada serta koordinasinya, akibat adanya interkoneksi (sinkronisasi) pembangkit agar didapatkan sistem proteksi yang handal dan selektif.
2. Menganalisa kapasitas hubung singkat untuk mengetahui kemampuan peralatan yaitu saluran / kabel, busbar dan pemutus terhadap kemungkinan terjadinya hubung singkat pada sistem.

1.4 Batasan Masalah

Pada skripsi ini batasan permasalahan adalah sebagai berikut :

1. Rele pengaman yang *disetting* dan dikoordinasikan adalah rele arus lebih
2. Rele arus lebih yang *disetting* adalah pada level tegangan 13,8 kV dan 416 Volt yang terdapat pada *feeder-feeder* yang menginterkoneksi antara Unit 7 & 8.
3. Analisa kapasitas hubung singkat peralatan dilakukan pada saluran/kabel, busbar serta pemutus .
4. Tidak menganalisa syarat-syarat sinkronisasi

Sistem jaringan listrik yang digunakan adalah jaringan sistem tenaga listrik pada Pembangkit Unit 7 & 8.

1.5 Metodologi Pembahasan

Metode yang digunakan pada penyusunan skripsi ini adalah :

1. Studi literatur tentang *setting* rele pengaman dan kapasitas hubung singkat peralatan.
2. Pengumpulan data.
3. Simulasi hubung singkat dengan menggunakan *software ETAP Power Station*.
4. Pembahasan dan analisa data serta simulasi koordinasi rele dengan *software powerplot*.
5. Penyelesaian akhir dan penyusunan buku.

1.6 Sistematika Penulisan

Skripsi ini disusun dalam sistematika dan terstruktur agar memudahkan bagi yang mememanfaatkannya.

Sistematika penulisan skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB 1 : PENDAHULUAN.

Pada bab ini dibahas mengenai pendahuluan dari skripsi yang telah dilakukan. Pendahuluan meliputi latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan, metodologi dan sistematika.

BAB II : GANGGUAN DAN SISTEM PENGAMAN PADA SISTEM TENAGA LISTRIK.

Bab ini menjelaskan mengenai gangguan serta sistem pengaman dalam suatu sistem tenaga listrik terutama pengamanan arus lebih.

BAB III : PENGARUH KAPASITAS HUBUNG SINGKAT TERHADAP SISTEM KELISTRIKAN DAN *SETTING* RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR).

Bab ini menjelaskan mengenai pengaruh hubung singkat terhadap sistem kelistrikan dan mensetting ulang rele arus lebih (OCR) yang meliputi *setting Tap, Time Dial, Time Delay*.S

BAB IV : ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN *SETTING* RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT UNIT 7 & 8.

Bab ini menjelaskan mengenai perhitungan arus gangguan hubung singkat dan *setting* ulang rele pengaman arus lebih pada line interkoneksi (sinkronisasi) serta koordinasinya, selain itu juga evaluasi kapasitas hubung singkat peralatan yaitu saluran/kabel, busbar dan CB.

BAB V : KESIMPULAN

Merupakan bab terakhir yang memuat intisari dari hasil pembahasan, yang berisikan kesimpulan dan saran.



BAB II
GANGGUAN DAN SISTEM PENGAMAN
PADA SISTEM TENAGA LISTRIK

2.1. Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik.

Gangguan dalam sistem tenaga listrik adalah keadaan tidak normal yang menyebabkan terganggunya aliran arus yang normal dimana keadaan ini dapat mengakibatkan terganggunya kontinuitas pelayanan tenaga listrik.

Ada dua faktor penyebab utama terjadinya gangguan pada sistem tenaga listrik, yaitu :

- Gangguan dari dalam sistem

Faktor dalam yaitu akibat adanya kerusakan yang terjadi di dalam peralatan sistem tenaga listrik tersebut.

- Gangguan dari luar sistem.

Faktor luar yaitu gangguan yang disebabkan oleh alam, manusia, hewan, tumbuhan yang menyebabkan parameter-parameter listrik menjadi abnormal dan bahkan bisa merusak peralatan listrik yang ada.

Bila ditinjau dari segi lamanya waktu gangguan, maka dapat dikelompokkan menjadi :

1. Gangguan sementara (*temporary*)

Gangguan sementara bersifat temporer atau sementara, dan akan hilang dengan sendirinya setelah beberapa saat, dan selanjutnya sistem akan beroperasi normal.

2. Gangguan permanen (*stationary*)

Gangguan permanen bersifat tetap (*permanent*), sehingga sebelum ada tindakan tertentu dari peralatan pengamanannya atau dari operator sistem akan terus mengalami gangguan.

Sedangkan faktor-faktor yang menyebabkan terjadi gangguan pada sistem tenaga listrik antara lain :

1. Umur peralatan yang sudah tua menyebabkan kekuatan isolasi peralatan menjadi berkurang, yang akhirnya dapat mengakibatkan kegagalan isolasi sehingga besar kemungkinan terjadi hubung singkat pada peralatan tersebut.

2. Surja petir

Mengingat adanya saluran yang tersebar dan cukup panjang, maka kemungkinan gangguan yang disebabkan oleh petir besar sekali apalagi di musim hujan.

3. Surja Hubung

Surja hubung merupakan kenaikan tegangan pada saat terjadinya pemutusan arus oleh pemutus tenaga, dan pada saat itu perubahan menuju ketidakseimbangan.

4. Polusi debu.

Debu-debu yang menempel pada isolator bila terjadi udara lembab maka debu tersebut merupakan konduktor yang dapat menyebabkan terjadinya loncatan bunga api listrik yang pada akhirnya dapat menyebabkan gangguan.

5. Gangguan alam seperti terjadinya angin kencang yang dapat menyebabkan pohon-pohon disekitarnya tumbang dan mengakibatkan saluran-saluran disekitarnya menjadi terganggu.
6. Gangguan yang disebabkan oleh manusia dan hewan.

2.2 Jenis Gangguan Dalam Sistem Tiga Phasa

Dalam sistem tenaga listrik, jenis-jenis gangguan yang mungkin terjadi dalam sistem tiga phasa:

1. Gangguan *shunt* (hubung singkat)

Gangguan hubung singkat dalam sistem tiga phasa dibedakan menjadi dua jenis gangguan :

- a. Gangguan hubung singkat tiga phasa simetri, terdiri dari :
 - Gangguan tiga phasa (*line-line-line*)
 - Gangguan tiga phasa ke tanah (*line-line-line-ground*)
- b. Gangguan hubung singkat tidak simetris, terdiri dari:
 - Satu phasa ke tanah
 - Antar phasa
 - Antar phasa ke tanah

2. Gangguan seri (hubungan terbuka)

- a. Satu saluran terbuka
- b. Dua saluran terbuka
- c. Impedansi seri tak imbang

3. Gangguan Simultan

- a. *Shunt –shunt*
- b. *Shunt - Seri*
- c. *Seri-seri*

2.3. Gangguan Hubung Singkat

Gangguan-gangguan hubung singkat merupakan gangguan tak seimbang, kecuali gangguan tiga fasa. Biasanya gangguan tiga fasa mengakibatkan arus gangguan yang sangat besar, terbesar dari arus-arus gangguan jenis lain. Tetapi dapat juga terjadi arus gangguan satu fasa ketanah lebih besar daripada arus gangguan tiga fasa. Hal ini dapat terjadi bila titik gangguan terjadi di dekat generator yang netralnya ditanahkan langsung.

Secara umum tanpa memandang jenis gangguannya, gangguan hubung singkat mempunyai persamaan umum sebagai berikut:

$$\begin{aligned}V_{a1} &= V_f - Z_1 I_{a1} \\V_{a2} &= -Z_2 I_{a2} \\V_{a0} &= -Z_0 I_{a0}\end{aligned}$$

dimana fasa a selalu diambil sebagai referensi

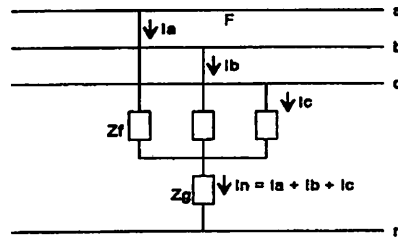
V_f = Tegangan titik gangguan pada keadaan normal (1pu)

Z_1, Z_2, Z_0 = Impedansi urutan positif, negatif dan nol ditinjau dari titik gangguan

2.3.1 Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa ke Tanah

Pada umumnya gangguan tiga fasa adalah gangguan seimbang, tetapi dapat juga dianalisa dengan teori komponen simetris. Gambar 2.1 memperlihatkan

gangguan tiga fasa yang terjadi di titik F, dengan impedansi busur Z_f dan impedansitanah Z_g . Gambar 2.2 memperlihatkan urutan jala-jala.



Gambar 2.1 Hubung singkat tiga fasa⁶

Persamaan keadaan:

$$V_a - V_b = 0 \dots\dots\dots (2.1)$$

$$V_a - V_c = 0 \dots\dots\dots (2.2)$$

$$I_a + I_b + I_c = 0 \dots\dots\dots (2.3)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan-persamaan ini ke dalam Persamaan 2.1, 2.2 diperoleh:

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) = V_a$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) = 0$$

$$V_{a2} = V_{a1} = 0$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = 0$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c) = I_a$$

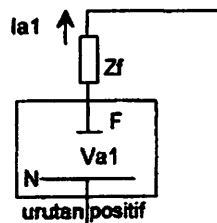
$$I_{a2} = I_{a0} = 0$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1}$$

Karena impedansi busur Z_f tidak dapat diabaikan, maka arus gangguan I_f dapat diperoleh dengan persamaan berikut:

$$V_f = I_{a1}(Z_1 + Z_f) \dots\dots\dots 2.4$$

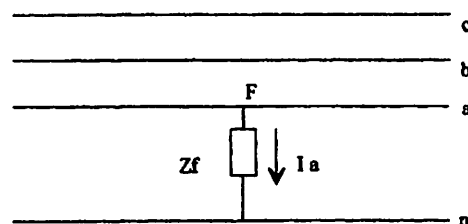
$$I_f = \frac{V_f}{(Z_1 + Z_f)} \dots\dots\dots 2.5$$



Gambar 2.2 Hubungan jala-jala urutan positif untuk gangguan tiga fasa⁶

2.3.2 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah ini merupakan gangguan yang paling sering terjadi pada saluran transmisi. Gambar 2.3 memperlihatkan gangguan satu fasa ke tanah pada titik F, dengan impedansi gangguan Z_f , impedansi Z_f ini bisa terdiri tahanan busur, menara, dan kaki menara saluran transmisi. Gambar 2.4 memperlihatkan hubungan jala-jala. Untuk analisa dimisalkan gangguan terjadi pada fasa a ke tanah.

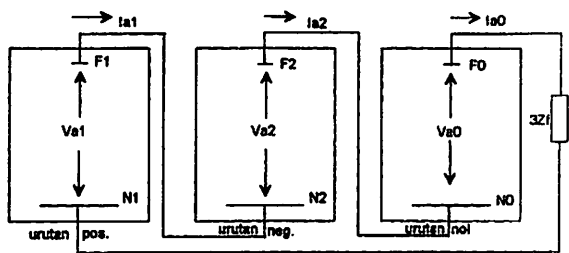


Gambar 2.3 Gangguan satu fasa ke tanah⁶

Dengan demikian arus gangguan dapat diperoleh dengan persamaan berikut:

$$I_f = 3I_{a1} = \frac{3V_f}{(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f)} \dots\dots\dots 2.6$$

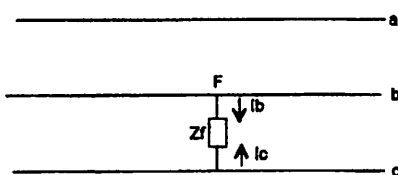
Berikut adalah hubungan jala-jala urutannya dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.4 Hubungan jala-jala urutan untuk hubung singkat satu fasa ke tanah⁶

2.3.3 Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Fasa

Gangguan hubung singkat fasa ke fasa pada saluran transmisi terjadi umumnya bila dua kawat fasa bersentuhan. Gambar 2.5 menunjukkan gangguan fasa ke fasa pada titik F dengan impedansi gangguan Z_f . Gambar 2.6 menunjukkan hubungan jala-jala gangguan ini.

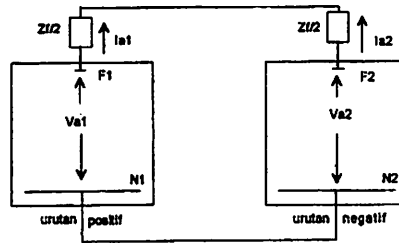


Gambar 2.5 Hubung singkat fasa ke fasa⁶

Arus gangguannya adalah:

$$I_f = -j \sqrt{\frac{3V_f}{(Z_1 + Z_2 + Z_f)}} \dots\dots\dots 2.7$$

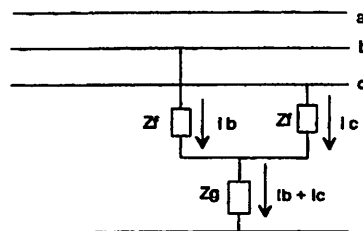
Berikut adalah hubungan jala-jala urutannya dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.6 Hubungan jala-jala urutan untuk hubung singkat fasa-fasa⁶

2.3.4 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa ke Tanah

Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah umumnya terjadi pada saluran transmisi, terjadi jika dua kawat terhubung dengan tanah atau dengan netral sistem tiga fasa. Gambar 2.7 menunjukkan gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah melalui impedansi gangguan Z_f dan Z_g . Impedansi Z_f merupakan tahanan busur sedangkan impedansi Z_g terdiri dari tahanan menara dan tahanan kaki menara. Gambar 2.8 menunjukkan hubungan jala-jala urutan pada gangguan jenis ini.

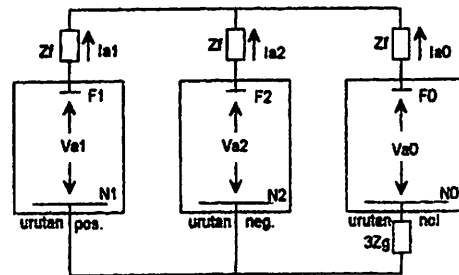


Gambar 2.7 gangguan dua fasa ke tanah⁶

Arus gangguannya adalah :

$$I_f = -\frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \cdot I_{1f} \dots\dots\dots 2.8$$

Berikut adalah hubungan jala-jala urutannya dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.8 Hubungan jala-jala urutan untuk gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah⁶

Tabel 2.1
Macam gangguan hubung singkat dan kemungkinan terjadinya

| Jenis gangguan hubung singkat | Susunan rangkaian | Persentase kemungkinan kejadian |
|---|-------------------|---------------------------------|
| Hubung singkat tiga fasa | | 3 s/d 5 |
| Hubung singkat fasa to fasa a. hubung singkat 2 fasa langsung b. hubung singkat dua fasa ke tanah sistem ditanahkan | | 20 s/d 25 |
| Hubung singkat dua fasa ke tanah sistem sistem tak ditanahkan | | 10 s/d 15 |
| Hubung singkat satu fasa ke tanah yang di ketanahkan | | 65 s/d 70 |

2.4 Sistem Proteksi Dalam Sistem Tenaga Listrik

Sistem perlindungan (*protection system*) adalah suatu sistem peralatan yang berfungsi meminimalkan gangguan atau menghilangkan gangguan, dengan jalan mengisolasi bagian yang terkena gangguan sehingga suatu sistem tenaga sedapat mungkin tidak terganggu dan dapat bekerja dengan normal. Jadi fungsi dari sistem pengaman dalam sistem tenaga listrik adalah untuk mengisolasi gangguan serta meminimalkan kerusakan pada sistem dan komponennya, akibat terjadinya gangguan. Dengan adanya sistem proteksi kontinuitas penyaluran daya dapat dipertahankan.

Sistem proteksi harus di rancang sebagai berikut ² :

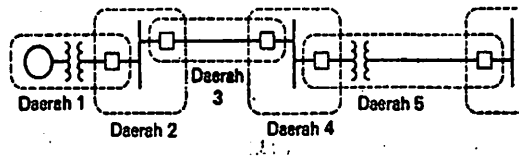
- Dapat mengisolasi dengan cepat bagian dari sistem yang terjadi gangguan dan meminimalkan kerusakan pada bagian yang terganggu
- Meminimalkan *magnitude* dari arus hubung singkat untuk mengurangi kerusakan pada sistem, komponennya dan perlengkapannya.
- Menyediakan rangkaian alternatif, komponen *recloser* otomatis untuk meminimalkan durasi dan perluasan gangguan.

Dalam sistem proteksi, rele pengaman merupakan otak dari bekerjanya alat-alat proteksi seperti pemutus. Oleh karena itu untuk dapat bekerja dengan baik rele harus memenuhi syarat-syarat tertentu.

2.4.1 Daerah Perlindungan (*zone protection*)

Konsep daerah perlindungan ini membantu mendefinisikan persyaratan keandalan sistem. Pada gambar 2.9 terlihat suatu sistem tenaga yang terdiri atas sebuah generator, dua transformator, dua saluran dan tiga buah rele yang

dilukiskan oleh sistem segaris. Garis-garis yang terputus-putus menunjukkan pembagian sistem daya ini terbagi kedalam lima daerah perlindungan



Gambar 2.9 Daerah perlindungan sistem proteksi ⁵

Setiap pemutus dimasukkan ke dalam dua daerah perlindungan yang berdekatan. Daerah 1, misalnya mengandung generator, transformator yang saling berhubungan dan saluran-saluran penghubung antara generator dan transformator.

Batas setiap daerah menentukan suatu bagian dari sistem daya sedemikian hingga untuk suatu gangguan dimanapun didalam daerah tersebut sistem perlindungan yang bertanggung jawab akan bertindak untuk memisahkan semua yang ada dalam daerah itu dari seluruh bagian lain dari sistem. Karena pemisahan dalam keadaan terganggu itu dilakukan oleh pemutus rangkain, maka pada titik diantara dua peralatan yang dilindungi dipasang sebuah pemutus rangkaian.

Aspek penting lainnya dari daerah perlindungan itu ialah bahwa daerah yang berdekatan selalu saling menutup sebagian (*overlap*). Hal ini harus dilakukan supaya semua bagian dari sistem masuk dalam daerah perlindungan. Karena betapapun kecilnya daerah yang tidak masuk dalam sistem perlindungan mempunyai peluang untuk terjadinya gangguan, dan jika daerah tersebut tidak masuk daerah perlindungan maka gangguan tidak langsung bisa terdeteksi dan dampaknya gangguan akan meluas. Dengan adanya saling tindih diantara daerah-

daerah yang berdekatan, tidak ada satu bagianpun dari sistem daya itu yang dibiarkan tanpa perlindungan.

2.4.2 Rele Pengaman

Rele pengaman adalah suatu alat untuk mendeteksi atau mengukur besaran listrik pada jaringan dan akan bekerja memberikan perintah membuka atau trip ke pemutus bila besaran yang di deteksi mencapai batas kerjanya. Batas kerja rele memerintahkan trip ke *circuit breaker* disebut *setting* rele yang ditentukan berdasarkan besaran dalam kondisi gangguan. Cara rele dalam mendeteksi besaran listrik pada jaringan dapat secara langsung atau secara tidak langsung dengan memakai transformator ukur.

Rele-rele untuk jaringan tegangan menengah umumnya dipasang melalui trafo ukur karena secara langsung sudah hampir tidak dipergunakan lagi karena masalah teknik. Perintah trip ke pemutus dapat seketika atau dengan penundaan waktu dari saat rele mulai bekerja (*starting*) tergantung desain rele. Waktu antara rele saat mulai bekerja sampai perintah trip diberikan disebut waktu kerja rele.

Fungsi pengamanan dengan rele ⁶ :

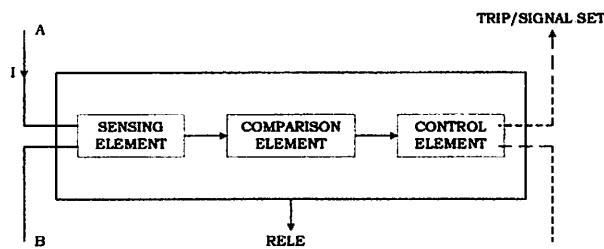
- a. Membunyikan alarm atau melokalisir gangguan untuk membebaskan peralatan dari gangguan.
- b. Membebaskan bagian yang tidak bekerja normal, untuk mencegah kerusakan.
- c. Membebaskan segera bagian dari sistem yang terganggu.
- d. Untuk melokalisir akibat dari gangguan.



- e. Memberi petunjuk atau indikasi atas lokasi serta macam dari kegagalan.
- f. Penggunaan rele pengaman merupakan penghematan (60,5 42 %) dari harga peralatan yang diamankan.

2.4.3 Elemen Dasar Rele Pengaman

Rele pengaman biasanya dipisahkan menjadi tiga elemen dasar seperti terlihat pada Gambar 2.10 :



Gambar 2.10 Diagram blok urutan kerja rele pengaman ⁶

- a. Elemen Sensor.

Suatu alat yang bereaksi bila terjadi perubahan arus pada rangkaian yang diamankan.

- b. Elemen Pembanding.

Suatu alat yang bekerjanya membandingkan besar arus pada rele dengan *setting* rele yang berbeda.

- c. Elemen Kontrol.

Suatu alat yang bekerja memutuskan aliran yang diamankan baik secara langsung atau tidak langsung.

2.4.4 Syarat – Syarat Rele Pengaman

Karena rele pengaman merupakan kunci kelangsungan kerja dari sistem proteksi tenaga listrik, maka untuk menjamin keandalan dari sistem tersebut diperlukan rele pengaman yang memenuhi syarat sebagai berikut :

1) Kecepatan Bereaksi (*Quickness Of Action*)

Kecepatan bereaksi dari rele adalah saat rele mulai merasakan adanya gangguan sampai dengan pelaksanaan pelepasan CB (Trip). Waktu bereaksi ini memang diusahakan secepat mungkin sehingga kerusakan–kerusakan pada alat yang ditimbulkan gangguan tersebut dapat dicegah serta membatasi meluasnya pengaruh akibat adanya gangguan tersebut. Adapun waktu total yang diperlukan untuk memutuskan hubungan adalah jumlah waktu bereaksi dari rele dengan waktu yang diperlukan untuk pelepasan CB, atau secara matematis dapat ditulis:

$$T_{op} = T_p + T_{ob}$$

T_{op} = Waktu total yang digunakan untuk memutuskan hubungan.

T_p = Waktu bereaksi dari Rele Unit.

T_{ob} = Waktu yang digunakan untuk pelepasan CB.

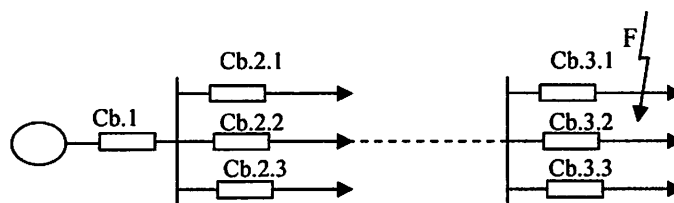
Sehubungan dengan batas – batas stabilitas dari sistem tenaga, maka suatu saat waktu bereaksi Rele perlu juga dilambatkan (*Delay Time*) terutama untuk mengatasi gangguan sesaat, atau secara matematis dapat ditulis:

$$T_{op} = T_p + T_{ob} + \Delta T$$

Dimana ΔT adalah waktu perlambatan (*delay time*).

2) Selektifitas (*Selectivity*)

Selektifitas pada suatu rele pengaman dapat diartikan kecermatan pemilihan dalam melakukan pemutusan (trip) hanya pada daerah atau *zone* yang dilindunginya. Hal ini menyangkut koordinasi pengaman dari sistem secara keseluruhan. Untuk mendapatkan keandalan yang tinggi dari sistem tenaga tersebut, maka diperlukan koordinasi pengaman dengan rele yang mempunyai kemampuan selektivitas yang baik. Dengan demikian segala tindakannya akan tepat, sehingga gangguan dapat dibatasi sekecil mungkin atau dilokalisir pada daerah tertentu saja. Faktor selektivitas dari perencanaan sistem pengaman adalah erat kaitannya dengan koordinasi arus pemutusan atau arus kerja rele, dan erat juga kaitannya dengan setting waktu kerja antara satu dengan pengaman lainnya pada seksi-seksi tertentu. Untuk mendapatkan gambaran yang jelas dapat dilihat diagram rangkaian berikut ini



Gambar 2.11 Selektifitas Sistem Pengaman

Pada rangkaian diatas apabila terjadi gangguan di titik F, koordinasi pengaman dibuat sedemikian rupa sehingga hanya CB 3.1 saja yang lepas (trip), sedang CB1 ,CB2 dan CB yang lainnya tidak boleh lepas .

3) Kepekaan (*Sensitify*)

Kepekaan rele diartikan sebagai kemampuan rele merespon bila kondisi kerja cenderung menyimpang dari kondisi kerja normal. Bila suatu kondisi kerja normal tiba-tiba mengalami gangguan, maka sistem pengaman harus cepat tanggap (peka).

$$K_s = I_{sc \text{ min}} / I_{pp}$$

Dimana:

$I_{sc \text{ min}}$ = Arus hubung singkat minimum

I_{pp} = Arus *pick-up* (arus kerja) primer dari pengaman.

4) Keandalan (*Realibility*)

Keandalan rele diartikan sebagai kemampuan rele yang dapat bekerja dengan baik dalam mengatasi gangguan dan kemampuan rele dalam menghindari operasi yang tidak diperlukan. Keandalan rele yang baik adalah 90 % ke atas (90 % -100 %).

5) Ekonomis

Sistem pengamanan peralatan juga harus mempertimbangkan sisi ekonomis dari pemasangan peralatan pengaman tersebut. Karena itu tidak semua peralatan harus dilengkapi dengan pengamanan yang lengkap karena harga peralatan pengaman juga harus diperhitungkan tanpa menghilangkan efektifitas penyaluran daya listrik. Sisi ekonomis perlu dipertimbangkan setelah aspek teknis telah terpenuhi untuk kelayakan operasi peralatan.

$$Z_{base} = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}} \text{ (ohm)} \dots\dots\dots 3.1$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} \times KV} \text{ (kA)} \dots\dots\dots 3.2$$

$$Z_{sebenarnya} = Z_1 \text{ (PU)} * Z_{base} \text{ (ohm)} \dots\dots\dots 3.3$$

$$I_{fault} = \frac{V_f}{Z_1} \text{ (pu)} \dots\dots\dots 3.4$$

$$I_{sc \text{ 3 phasa}} = I_f \text{ (pu)} \times I_{base} \text{ (KA)}$$

$$= \frac{1}{Z_1} \times \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_{sc3 \text{ phasa}} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * KV * Z_1} \text{ (kA)} \dots\dots\dots 3.5$$

$$I_{sc \text{ 2 phasa}} = 0.866 * I_{sc \text{ 3 phasa}} \text{ (kA)} \dots\dots\dots 3.6$$

3.2 Analisa Kapasitas Hubung Singkat Peralatan

3.2.1. Kapasitas hubung singkat Saluran / Kabel

Suatu energi listrik dapat dipindah dari sumber ke beban melalui suatu saluran. Saluran yang dimaksud disini adalah suatu peralatan dalam sistem tenaga yang digunakan untuk mentransmisikan dan mendistribusikan tenaga listrik, dalam hal ini adalah kabel.

Beberapa faktor yang menentukan keamanan kemampuan hantar arus dari suatu kabel antara lain:

- Temperatur maksimum pada isolasi yang membungkus konduktor kabel.
- Metode dissipasi panas yang melalui kabel.
- Kondisi pemasangan dan kondisi ambient

BAB III

PENGARUH KAPASITAS HUBUNG SINGKAT TERHADAP SISTEM KELISTRIKAN DAN *SETTING* RELE PENGAMAN OCR

3.1 Arus Gangguan Hubung Singkat Tiga Phasa

Untuk menghitung arus gangguan hubung singkat tiga phasa pada suatu sistem tenaga listrik, diperlukan data – data sebagai berikut :

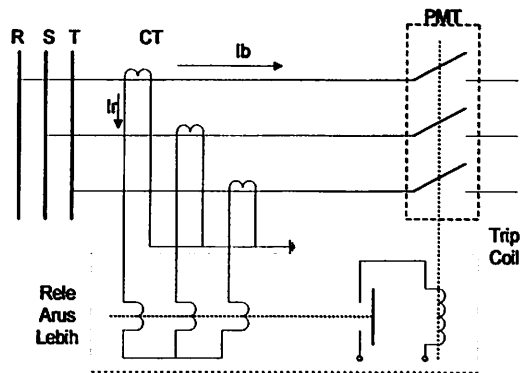
1. Generator yang terhubung pada sistem.
2. Transformator Daya
3. Saluran/ Kabel
4. Single Line Diagram

Simulasi hubung singkat dengan menggunakan *software ETAP Power Station* menghasilkan arus gangguan pada pembangkitan maksimum dan minimum.

Selanjutnya diperoleh nilai arus gangguan yaitu arus hubung singkat maksimum dan minimum, dimana :

1. Arus hubung singkat maksimum adalah arus hubung singkat tiga phasa pada pembangkitan maksimum.
2. Arus hubung singkat minimum adalah arus hubung singkat dua phasa pada pembangkitan minimum.

Dalam menghitung arus hubung singkat tiga phasa pada sistem kelistrikan, besarnya arus gangguan hubung singkat tiga phasa di berikan oleh persamaan berikut :



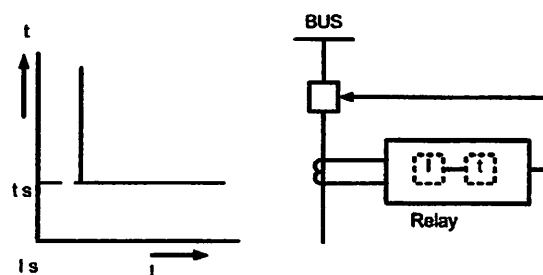
Gambar 2.14 Prinsip kerja rele arus lebih

2.5.2 Jenis-Jenis Rele Arus Lebih

2.5.2.2 Rele Arus Lebih Dengan Karakteristik Waktu Tertentu (Definite Time OCR)

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu yang tertentu (definite time) yaitu rele arus lebih dimana jangka waktu mulai arus pick-up sampai selesainya kerja rele diperpanjang dengan nilai tertentu dan tidak bergantung dari besarnya arus yang mengerakkan.

Karakteristik rele arus lebih waktu tertentu ditunjukkan pada gambar 2.16



Gambar 2.15
Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

- Rele tanpa kelambatan waktu, yaitu rele langsung bekerja begitu mendapat sinyal telah terjadi gangguan.

2.5 Sistem Pengamanan Arus Lebih

Gangguan hubung singkat yang terjadi pada sistem tenaga listrik akan menyebabkan bertambahnya arus, dan bertambahnya arus bisa sampai beberapa kali lebih besar dari pada arus dalam keadaan normal. Gangguan dapat menimbulkan kerusakan pada sistem tenaga listrik dan mengakibatkan ketidaknormalan kerja daripada sistem, yang secara langsung akan menyebabkan proses pengoperasian tenaga listrik terganggu.

2.5.1 Prinsip Kerja Rele Arus Lebih

Rele arus lebih adalah rele yang bekerja berdasarkan arus lebih akibat adanya gangguan hubung singkat dan memberikan perintah trip ke PMT sesuai dengan karakteristik waktunya.

Prinsip kerja rele arus lebih adalah sebagai berikut:

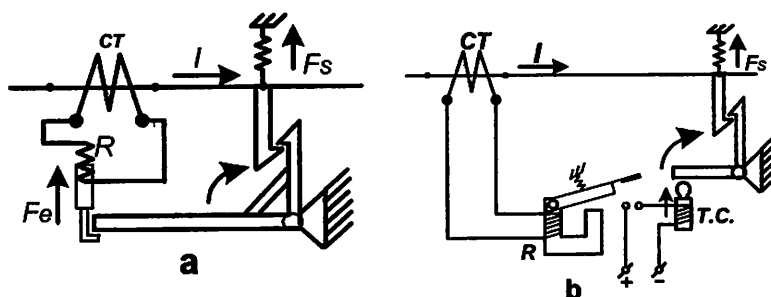
Pada kondisi normal arus beban (I_b) mengalir pada SUTM/SKTM dan oleh trafo arus (CT) besaran ini di transformasikan ke besaran sekunder (I_r). Arus I_r mengalir pada kumparan rele tetapi karena arus ini masih lebih kecil dari pada suatu harga yang ditetapkan (setting) maka rele tidak bekerja.

Bila terjadi gangguan hubung singkat, arus I_b akan naik dan menyebabkan arus I_r naik pula. Jika arus I_r ini melebihi suatu harga yang telah ditetapkan diatas (setting), maka rele akan bekerja dan memberikan perintah ke *trip coil* PMT untuk membuka PMT, sehingga SKTM/SUTM yang terganggu dipisahkan dari jaringan.

5. Berdasarkan cara kerja elemen kontrol, yaitu:

Direct acting, yaitu Elemen kontrol dapat mengetrikan secara langsung tanpa melalui alat bantu (*tripping coil*).

Indirect acting, yaitu Elemen kontrol dapat mengetrikan apabila ada gangguan dengan melalui alat bantu, yaitu tripping coil yang berfungsi melaksanakan pengetripan setelah mendapat sinyal.



Gambar 2.13

(a) Rele sekunder *direct acting*, (b) Rele sekunder *indirect acting*.

6. Berdasarkan tugasnya, yaitu :

Rele utama, yaitu rele yang berfungsi sebagai rele utama (main) dalam proses pemutusan pada waktu terjadinya gangguan begitu dapat mendeteksi gangguan yang terjadi

Rele bantu, yaitu rele yang berfungsi untuk membantu rele utama dalam proses pemutusan pada waktu terjadi gangguan setelah dapat mendeteksi gangguan yang terjadi.

7. Berdasarkan waktu bekerjanya, yaitu:

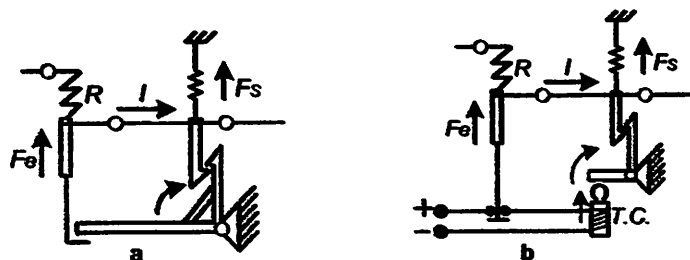
- Rele dengan kelambatan waktu, yaitu rele yang bisa diset untuk bekerja beberapa saat setelah menerima sinyal terjadinya gangguan.

2.4.5 Klasifikasi Rele

Rele dapat diklasifikasikan dalam beberapa jenis menurut :

1. Berdasarkan prinsip kerja, yaitu: Rele elektromagnetik, rele *moving coil*, rele induksi, rele elektrodinamik, rele polarisasi , rele elektronik, rele thermis
2. Berdasarkan besaran yang diukur, yaitu:
Tegangan, Arus, Daya, Impedansi, Reaktansi, Frekuensi, Sudut fasa
3. Berdasarkan cara persambungan, yaitu:
Rele seri, Rele shunt
4. Berdasarkan cara menghubungkan sensing element, yaitu :
Rele primer, yaitu apabila *sensing element* langsung dihubungkan dengan bagian yang di ukur, hal ini tentu saja membuat kapasitas rele harus sesuai dengan rating yang ada di sistem yang *disensing*.

Rele sekunder, yaitu apabila *sensing element* tidak terhubung langsung dengan bagian yang diukur, tetapi melalui komponen untuk mentransformasikan besaran yang diukur, misalnya dengan transformator arus, dan transformator tegangan. Hal ini lebih baik agar kapasitas rele tidak harus menyesuaikan dengan sistem yang diukur.



Gambar 2.12

(a) Rele primer *direct acting*, (b) Rele primer *indirect acting*

Agar dapat bekerja dengan baik, maka suatu saluran / kabel harus mampu menahan besarnya arus yang mengalir, baik itu dalam keadaan normal ataupun dalam keadaan terjadi gangguan. Ketika terjadi gangguan hubung singkat, pada peralatan terutama saluran / kabel akan mengalir suatu arus yang sangat besar sampai beberapa kali arus nominal.

Dalam kondisi tersebut kapasitas hubung singkat dari kabel harus dapat menahan besarnya arus hubung singkat yang mengalir. Maka dilakukan evaluasi kemampuan hubung singkat kabel terhadap arus hubung singkat, dengan cara membandingkan data dari kabel terhadap arus gangguan dari perhitungan atau hasil simulasi.

Untuk mengevaluasi kapasitas hubung singkat saluran atau kabel dilakukan analisa hubung singkat dari sistem. Analisa dilakukan ketika dua sumber bekerja, hal ini karena sistem operasi di asumsikan telah terjadi interkoneksi dua blok pembangkit dan di anggap pembangkitan maksimum. Dalam mengevaluasi kemampuan saluran, tidak dilakukan secara keseluruhan tetapi hanya saluran pada level tegangan 11.5 KV dan 6 KV.

Data yang diperoleh dari hasil simulasi hubung singkat (*short circuit*) pada *software ETAP power station* akan dibandingkan dengan data-data dari saluran/kabel itu sendiri, maka akan diketahui kontribusi arus dari masing-masing saluran menuju bus yang mengalami gangguan. Nilai-nilai arus hubung singkat yang diperoleh pada tiap-tiap saluran akan dibandingkan untuk tiap lokasi gangguan, untuk selanjutnya diambil arus terbesar pada saluran yang sama. Nilai

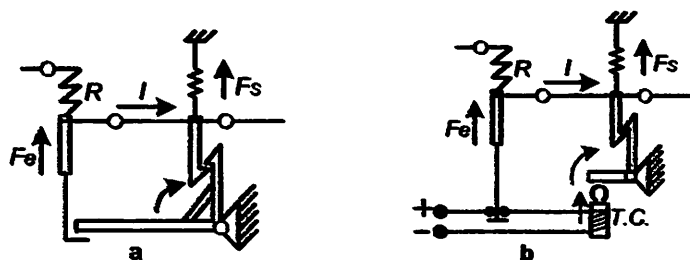
2.4.5 Klasifikasi Rele

Rele dapat diklasifikasikan dalam beberapa jenis menurut :

1. Berdasarkan prinsip kerja, yaitu: Rele elektromagnetik, rele *moving coil*, rele induksi, rele elektrodinamik, rele polarisasi , rele elektronik, rele thermis
2. Berdasarkan besaran yang diukur, yaitu:
Tegangan, Arus, Daya, Impedansi, Reaktansi, Frekuensi, Sudut fasa
3. Berdasarkan cara persambungan, yaitu:
Rele seri, Rele shunt
4. Berdasarkan cara menghubungkan sensing element, yaitu :

Rele primer, yaitu apabila *sensing element* langsung dihubungkan dengan bagian yang di ukur, hal ini tentu saja membuat kapasitas rele harus sesuai dengan rating yang ada di sistem yang *disensing*.

Rele sekunder, yaitu apabila *sensing element* tidak terhubung langsung dengan bagian yang diukur, tetapi melalui komponen untuk mentransformasikan besaran yang diukur, misalnya dengan transformator arus, dan transformator tegangan. Hal ini lebih baik agar kapasitas rele tidak harus menyesuaikan dengan sistem yang diukur.



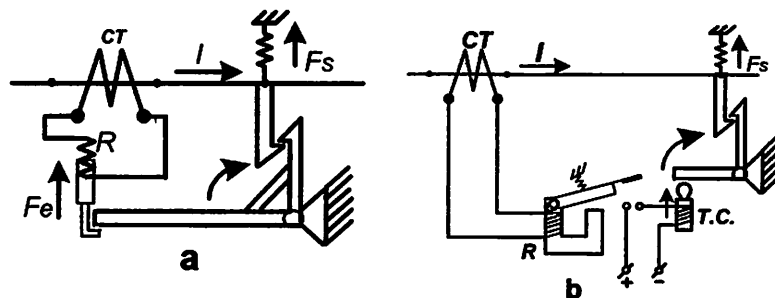
Gambar 2.12

(a) Rele primer *direct acting*, (b) Rele primer *indirect acting*

5. Berdasarkan cara kerja elemen kontrol, yaitu:

Direct acting, yaitu Elemen kontrol dapat mengetripping secara langsung tanpa melalui alat bantu (*tripping coil*).

Indirect acting, yaitu Elemen kontrol dapat mengetripping apabila ada gangguan dengan melalui alat bantu, yaitu tripping coil yang berfungsi melaksanakan pengetripping setelah mendapat sinyal.



Gambar 2.13

(a) Rele sekunder *direct acting*, (b) Rele sekunder *indirect acting*.

6. Berdasarkan tugasnya, yaitu :

Rele utama, yaitu rele yang berfungsi sebagai rele utama (main) dalam proses pemutusan pada waktu terjadinya gangguan begitu dapat mendeteksi gangguan yang terjadi

Rele bantu, yaitu rele yang berfungsi untuk membantu rele utama dalam proses pemutusan pada waktu terjadi gangguan setelah dapat mendeteksi gangguan yang terjadi.

7. Berdasarkan waktu bekerjanya, yaitu:

- Rele dengan kelambatan waktu, yaitu rele yang bisa diset untuk bekerja beberapa saat setelah menerima sinyal terjadinya gangguan.

- Rele tanpa kelambatan waktu, yaitu rele langsung bekerja begitu mendapat sinyal telah terjadi gangguan.

2.5 Sistem Pengamanan Arus Lebih

Gangguan hubung singkat yang terjadi pada sistem tenaga listrik akan menyebabkan bertambahnya arus, dan bertambahnya arus bisa sampai beberapa kali lebih besar dari pada arus dalam keadaan normal. Gangguan dapat menimbulkan kerusakan pada sistem tenaga listrik dan mengakibatkan ketidaknormalan kerja daripada sistem, yang secara langsung akan menyebabkan proses pengoperasian tenaga listrik terganggu.

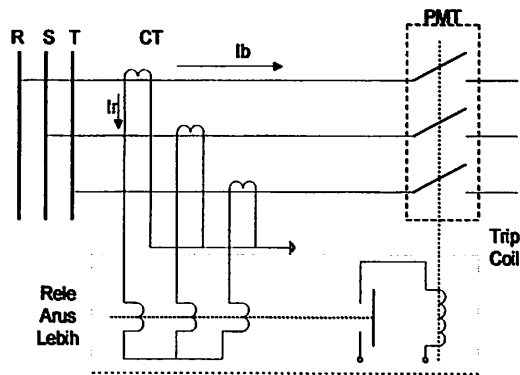
2.5.1 Prinsip Kerja Rele Arus Lebih

Rele arus lebih adalah rele yang bekerja berdasarkan arus lebih akibat adanya gangguan hubung singkat dan memberikan perintah trip ke PMT sesuai dengan karakteristik waktunya.

Prinsip kerja rele arus lebih adalah sebagai berikut:

Pada kondisi normal arus beban (I_b) mengalir pada SUTM/SKTM dan oleh trafo arus (CT) besaran ini di transformasikan ke besaran sekunder (I_r). Arus I_r mengalir pada kumparan rele tetapi karena arus ini masih lebih kecil dari pada suatu harga yang ditetapkan (setting) maka rele tidak bekerja.

Bila terjadi gangguan hubung singkat, arus I_b akan naik dan menyebabkan arus I_r naik pula. Jika arus I_r ini melebihi suatu harga yang telah ditetapkan diatas (setting), maka rele akan bekerja dan memberikan perintah ke *trip coil* PMT untuk membuka PMT, sehingga SKTM/SUTM yang terganggu dipisahkan dari jaringan.



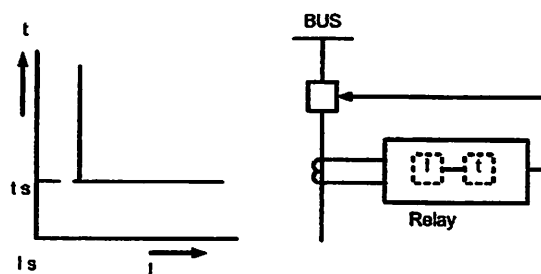
Gambar 2.14 Prinsip kerja rele arus lebih

2.5.2 Jenis-Jenis Rele Arus Lebih

2.5.2.2 Rele Arus Lebih Dengan Karakteristik Waktu Tertentu (Definite Time OCR)

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu yang tertentu (definite time) yaitu rele arus lebih dimana jangka waktu mulai arus pick-up sampai selesainya kerja rele diperpanjang dengan nilai tertentu dan tidak bergantung dari besarnya arus yang mengerakkan.

Karakteristik rele arus lebih waktu tertentu ditunjukkan pada gambar 2.16



Gambar 2.15
Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

BAB III

**PENGARUH KAPASITAS HUBUNG SINGKAT TERHADAP
SISTEM KELISTRIKAN DAN *SETTING* RELE PENGAMAN OCR**

3.1 Arus Gangguan Hubung Singkat Tiga Phasa

Untuk menghitung arus gangguan hubung singkat tiga phasa pada suatu sistem tenaga listrik, diperlukan data – data sebagai berikut :

1. Generator yang terhubung pada sistem.
2. Transformator Daya
3. Saluran/ Kabel
4. Single Line Diagram

Simulasi hubung singkat dengan menggunakan *software ETAP Power Station* menghasilkan arus gangguan pada pembangkitan maksimum dan minimum.

Selanjutnya diperoleh nilai arus gangguan yaitu arus hubung singkat maksimum dan minimum, dimana :

1. Arus hubung singkat maksimum adalah arus hubung singkat tiga phasa pada pembangkitan maksimum.
2. Arus hubung singkat minimum adalah arus hubung singkat dua phasa pada pembangkitan minimum.

Dalam menghitung arus hubung singkat tiga phasa pada sistem kelistrikan, besarnya arus gangguan hubung singkat tiga phasa di berikan oleh persamaan berikut :

$$Z_{base} = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}} \text{ (ohm)} \dots\dots\dots 3.1$$

$$I_{base} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} \times KV} \text{ (kA)} \dots\dots\dots 3.2$$

$$Z_{sebenarnya} = Z_1 \text{ (PU)} * Z_{base} \text{ (ohm)} \dots\dots\dots 3.3$$

$$I_{fault} = \frac{V_f}{Z_1} \text{ (pu)} \dots\dots\dots 3.4$$

$$I_{sc \text{ 3 phasa}} = I_f \text{ (pu)} \times I_{base} \text{ (KA)}$$

$$= \frac{1}{Z_1} \times \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_{sc \text{ 3 phasa}} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * KV * Z_1} \text{ (kA)} \dots\dots\dots 3.5$$

$$I_{sc \text{ 2 phasa}} = 0.866 * I_{sc \text{ 3 phasa}} \text{ (kA)} \dots\dots\dots 3.6$$

3.2 Analisa Kapasitas Hubung Singkat Peralatan

3.2.1. Kapasitas hubung singkat Saluran / Kabel

Suatu energi listrik dapat dipindah dari sumber ke beban melalui suatu saluran. Saluran yang dimaksud disini adalah suatu peralatan dalam sistem tenaga yang digunakan untuk mentransmisikan dan mendistribusikan tenaga listrik, dalam hal ini adalah kabel.

Beberapa faktor yang menentukan keamanan kemampuan hantar arus dari suatu kabel antara lain:

- Temperatur maksimum pada isolasi yang membungkus konduktor kabel.
- Metode dissipasi panas yang melalui kabel.
- Kondisi pemasangan dan kondisi ambient

Agar dapat bekerja dengan baik, maka suatu saluran / kabel harus mampu menahan besarnya arus yang mengalir, baik itu dalam keadaan normal ataupun dalam keadaan terjadi gangguan. Ketika terjadi gangguan hubung singkat, pada peralatan terutama saluran / kabel akan mengalir suatu arus yang sangat besar sampai beberapa kali arus nominal.

Dalam kondisi tersebut kapasitas hubung singkat dari kabel harus dapat menahan besarnya arus hubung singkat yang mengalir. Maka dilakukan evaluasi kemampuan hubung singkat kabel terhadap arus hubung singkat, dengan cara membandingkan data dari kabel terhadap arus gangguan dari perhitungan atau hasil simulasi.

Untuk mengevaluasi kapasitas hubung singkat saluran atau kabel dilakukan analisa hubung singkat dari sistem. Analisa dilakukan ketika dua sumber bekerja, hal ini karena sistem operasi di asumsikan telah terjadi interkoneksi dua blok pembangkit dan di anggap pembangkitan maksimum. Dalam mengevaluasi kemampuan saluran, tidak dilakukan secara keseluruhan tetapi hanya saluran pada level tegangan 11.5 KV dan 6 KV.

Data yang diperoleh dari hasil simulasi hubung singkat (*short circuit*) pada *software ETAP power station* akan dibandingkan dengan data-data dari saluran/kabel itu sendiri, maka akan diketahui kontribusi arus dari masing-masing saluran menuju bus yang mengalami gangguan. Nilai-nilai arus hubung singkat yang diperoleh pada tiap-tiap saluran akan dibandingkan untuk tiap lokasi gangguan, untuk selanjutnya diambil arus terbesar pada saluran yang sama. Nilai

yang terbesar inilah yang pada akhirnya akan dievaluasi terhadap data listrik dari saluran apakah masih dalam batas yang diijinkan.

Dalam data listrik saluran, diketahui kemampuan kabel terhadap arus hubung singkat dalam waktu 1 detik. Nilai ini akan berbeda untuk luas penampang saluran yang berbeda pula. Dalam simulasi hubung singkat pada *software ETAP power station* tersedia fasilitas untuk $\frac{1}{2}$ cycles, 1 cycles, 5-4 cycles dan 30 cycles. Biasanya evaluasi ini dilakukan pada beberapa cycle setelah gangguan (*short time current*) misal 0,1 detik; 0,5 detik dan 1 detik untuk frekuensi sistem 50 Hertz.

3.2.2. Kapasitas Dan Rating Pemutus Daya (CB)

Pemutus daya atau *circuit breaker* adalah suatu peralatan listrik yang dapat menghubungkan atau memutuskan rangkaian listrik dalam keadaan normal dan tidak normal yang dilengkapi dengan alat pemadam busur api. Dalam keadaan tidak normal atau gangguan, CB adalah merupakan sakelar otomatis yang dapat memisahkan arus gangguan, dimana untuk mengoperasikan CB dalam keadaan tidak normal ini umumnya digunakan suatu rangkaian trip yang mendapat sinyal dari suatu rele pengaman.

Pemilihan CB tidak hanya bergantung pada keadaan arus minimal saja, tetapi juga bergantung pada keadaan arus maksimum yang mungkin terjadi pada saat gangguan, disebut juga *momentary current*. Dan juga arus yang masih ditahan oleh pemutus sesudah kontak pemutus membuka beberapa cycle yaitu *interrupting current*, serta sistem tegangan dimana CB ditempatkan.

Syarat-syarat yang harus dipenuhi oleh CB, antara lain :

- Dalam keadaan tertutup harus mampu di aliri arus beban penuh untuk waktu yang panjang.
- Bila dikehendaki harus dapat membuka dalam keadaan berbeban atau bila sedikit terjadi beban lebih.
- Harus dapat memutuskan secara cepat arus beban yang mungkin mengalir bila terjadi hubungsingkat pada sistem.
- Bila kontak dalam keadaan terbuka, celah gap harus tahan terhadap tegangan rangkaian.
- Untuk membebaskan gangguan dari sistem, maka kalau ada gangguan harus segera *reclosing* dan *reopening*.
- Harus tahan terhadap arus hubungsingkat untuk beberapa saat sampai gangguan dibebaskan oleh peralatan pengaman lainnya yang lebih dekat dengan titik gangguan.
- Harus dapat memutuskan arus yang sangat kecil seperti arus magnetisasi transformator atau saluran yang sifatnya induktif atau kapasitif.
- Harus tahan terhadap efek pembusuran pada kontak-kontaknya, gaya elektrodinamis dan panas yang timbul pada waktu terjadi hubung singkat.

Rating suatu Pemutus daya diberikan dalam kilovoltampere atau megavoltampere. Kilovoltampere pemutus sama dengan $\sqrt{3}$ kali kilovolt dari rel dimana pemutus rangkaian itu terhubung dikalikan dengan arus yang dapat diputuskannya bila kontaknya membuka. Arus ini tentu saja lebih rendah dari arus

seketika dan tergantung pula pada kecepatan pemutus rangkaian tersebut, yang merupakan ukuran waktu sejak gangguan terjadi sampai busur api padam.

Suatu prosedur yang digunakan pada umumnya adalah memberikan rating pada semua pemutus yang dihubungkan pada rel berdasarkan arus yang mengalir menuju gangguan pada rel itu. Pada saat terjadi hubung singkat, maka besar daya hubung singkat sebagai berikut :

$$MVA_{\text{fault}} = S = \sqrt{3}(V_{pf})(I'') \times 10^{-6} \text{ MVA} \dots\dots\dots 3.7$$

Kapasitas daya pemutusan dari suatu pemutus (CB) ditentukan sebagai berikut :

$$S_i = \sqrt{3}(V_{pf})(I'')\xi \times 10^{-6} \text{ MVA} \dots\dots\dots 3.8$$

Dimana :

V_{pf} : Tegangan (L-L) sebelum gangguan pada titik gangguan (Volt)

I'' : Harga efektif arus hubung singkat awal simetris (Ampere)

ξ : Faktor pengali

Dimana faktor pengali tersebut adalah konstante yang bergantung pada kecepatan (waktu) pemutusan, seperti pada tabel berikut :

Tabel 3.1
Konstanta pemutusan CB

| Waktu pemutusan (cycle) | K (konstanta pemutusan) | |
|----------------------------|-------------------------|-----------|
| | < 500 MVA | ≥ 500 MVA |
| 2 | 1.4 | 1.5 |
| 3 | 1.2 | 1.3 |
| 5 | 1.1 | 1.2 |
| 8 | 1 | 1.2 |

Pada umumnya waktu pemutusan 0,06 hingga 0,1 detik (3-5 cycle). Untuk memberi faktor keamanan maka besar arus yang diputus *circuit breaker* harus lebih kecil dari arus hubung singkatnya. Yaitu dikalikan dengan faktor μ yang besarnya tergantung perbandingan antara arus hubung singkat (mendadak 3 phasa) dan arus nominal.

Dengan demikian besarnya arus yang diputus (breaking current) CB adalah :

$$I_{br} = \mu I_{hs} \dots\dots\dots 3.9$$

Harga μ diambil dari tabel dibawah ini

Tabel 3.2
Harga μ terhadap $I_{hs}/I_{nominal}$

| I_{hs} / I_{nom} | μ |
|--------------------|-------|
| 1.8 | 1 |
| 2 | 0.98 |
| 3 | 0.94 |
| 4 | 0.78 |
| 5 | 0.73 |
| 6 | 0.69 |
| 7 | 0.66 |
| 8 | 0.64 |

Pada umumnya harga dari perbandingan arus hubung singkat dengan arus nominal atau I_{hs} / I_{nom} lebih besar dari 5, oleh sebab itu dalam perhitungan dapat diambil $\mu = 0,7$.

Besarnya daya ketika terjadi hubung singkat adalah :

$$D_{hs} = \sqrt{3} (V_{pf}) (I'') \times 10^{-6} \text{ MVA} \dots\dots\dots 3.10$$

Dimana :

V_{pf} : Tegangan (L-L) sebelum gangguan pada titik gangguan (Volt)

I'' : Harga efektif arus hubung singkat awal simetris (Ampere)

Daya pemutusan (*Breaking Capacity*) besarnya adalah

$$Dbr = k * Dhs \dots\dots\dots 3.11$$

Dimana k adalah konstante yang tergantung pada kecepatan (waktu) pemutusan. Pada umumnya waktu pemutusan 0,06 hingga 0,1 detik (3-5 cycle). Untuk memberi faktor keamanan, maka besar arus yang diputus circuit breaker (CB) harus lebih kecil dari arus hubung singkatnya. Yaitu dikalikan dengan faktor μ yang besarnya tergantung perbandingan antara arus hubung singkat (mendadak 3 phasa) dan arus nominal.

3.2.3. Kapasitas Busbar

Untuk analisa kapasitas hubung singkat busbar, arus hubung singkat dapat diperoleh dari simulasi hubung singkat dengan *software ETAP power station*, pada saat pembangkitan maksimum. Dari arus hubung singkat ini diketahui besarnya arus *momentary* simetris yang melalui busbar.

3.3 Setting Dan Koordinasi Rele Pengaman Arus Lebih (OCR)

3.3.1 Prinsip Dasar Penyetelan Arus (Is)

Perhitungan penyetelan arus (Is) harus diketahui dulu arus *pick-up* (kerja) dan arus kembali (*drop off*).

Yang dimaksud dengan arus kerja (arus *pick-up*) adalah nilai arus (I_p) dimana rele arus akan bekerja dan akan menutup kontak sehingga rele waktu akan bekerja.

Arus kembali (I_d) adalah nilai arus dimana rele arus terhenti dan kontak akan membuka kembali, sehingga rele waktu berhenti bekerja.

Perbandingan arus kembali (arus *drop-off*) dengan arus kerja (arus *pick-up*) sering dinyatakan dengan simbol, yaitu:

$$Kd = \frac{I_d}{I_p} \dots\dots\dots 3.12$$

keterangan :

Kd untuk arus lebih dengan karakteristik waktu arus tertentu mempunyai nilai 0.7 hingga 0.9. Untuk rele arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik mempunyai nilai 1.0

Perhitungan Penyetelan Arus (Is)

Dalam penyetelan arus pada arus lebih terdapat dua batasan, yaitu batasan minimum dan batasan maksimum.

- Batasan minimum

Batasan penyetelan minimum rele arus lebih adalah tidak boleh bekerja pada saat terjadi beban maksimum.

Jadi:

$$I_s = \frac{K_{fk}}{K_d} \times I_{maks} \dots\dots\dots 3.13$$

Dimana:

I_s = Arus penyetelan.

K_{fk} = Faktor keamanan besarnya 1.05 – 1.3.

K_d = Ratio arus kembali dan arus kerja.

I_{maks} = Arus kerja yang diijinkan atau arus nominal peralatan.

- Batasan maksimum

Batasan maksimum rele arus lebih adalah harus bekerja jika terjadi gangguan hubungan singkat pada rele seksi berikutnya. Dalam penyetelan maksimum rele perlu untuk diperhitungkan arus gangguan maksimum yang melewati rele.

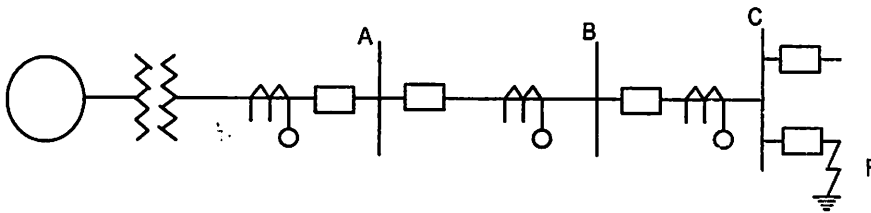
Sebagai selektifitas biasanya dipakai harga operasi tidak lebih dari 130 % dari *settingnya* dan arus hubung singkat dipilih pada saat pembangkitan minimum dan arus gangguan hubung singkat 2 phasa, untuk rele arus lebih sebagai pengaman gangguan antar phasa.

Batasan penyetelan maksimum, pada pembangkitan minimum:

$$I_s = < \frac{I_{sc \text{ min}}}{1.3} \dots\dots\dots 3.14$$

3.3.2. Prinsip Dasar Perhitungan Waktu

Suatu operasi yang selektif, bila terdapat beberapa gangguan, rele arus lebih pada suatu jaringan radial seperti pada gambar 2.1 maka rele pada ujung yang terjauh dari sumber harus disetel untuk bekerja pada waktu yang seminimum mungkin. Untuk mendapatkan penyetelan waktunya dibuat secara bertingkat.



Gambar 3.1 Sistem Jaringan Radial

Penyetelan waktu rele arus lebih untuk macam-macam karakteristik waktu rele adalah sebagai berikut:

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu tertentu (*Definite time*)

Karena penyetelan arus lebih pada umumnya didasarkan pada batas minimum, oleh karena itu gangguan di F diharapkan kemungkinannya :

$$I_{s_A} > I_{s_B} > I_{s_C} > I_{s_F}$$

Dengan demikian rele di A, B, C akan *pick-up*. Untuk mendapatkan pengamanan yang selektif maka

$$t_A > t_B > t_C$$

Karena pada rele arus lebih dengan karakteristik waktu tertentu, waktu kerjanya tidak dipengaruhi oleh besarnya arus, maka untuk mendapatkan pengamanan yang baik, yang penting menentukan beda waktu (tingkat waktu, Δt)

antara dua tingkat pengaman supaya pengaman selektif, tetapi untuk keseluruhan tetap singkat.

Misal :

$$t_C = t_1$$

maka rele di B akan bekerja pada :

$$t_B = t_1 + \Delta t$$

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik

Jenis arus lebih dengan karakteristik waktu terbalik (*inverse time*) setelah waktu ditentukan pada saat arus gangguan maksimum. Jika rele mempunyai selektifitas yang lebih tinggi pada arus gangguan minimum.

Syarat menyetel waktu dalam hal ini T_d (*Time dial*) atau TMS (*Time Multiple Setting*) rele arus dengan karakteristik waktu terbalik ialah harus diketahui:

- a. Besarnya arus hubung singkat maksimum pada setiap seksi.
- b. Penyetelan arusnya (I_s).
- c. Kurva karakteristik rele.

Sedangkan langkah-langkah penyetelan time dial sebagai berikut :

- Menentukan penyetelan waktu T_d pada rele seksi yang paling hilir.
- Menentukan waktu kerja rele C (I_C) untuk penyetelan T_d yang telah dipilih dengan arus gangguan I_f di C.

Besarnya arus gangguan di B ($I_f B$) merupakan kelipatan arus setting rele pada seksi didepannya , yaitu rele pada seksi didepannya yaitu rele C jadi:

$$I_{fB} = a * I_{settingC} \dots\dots\dots 3.15$$

Waktu kerja rele B (t_B) untuk arus gangguan di C diharapkan minimal

$$t_B = t_C + \Delta t \dots\dots\dots 3.16$$

Untuk menentukan T_d berikutnya yaitu rele A yang terletak satu seksi didepan rele B ialah dengan mengulang proses diatas yaitu pertama-tama menghitung waktu kerja rele B pada T_d yang telah didapat untuk I gangguan di B

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu arus berbanding terbalik (*inverse*)

Rele arus lebih dengan karakteristik waktu arus sangat berbanding terbalik (*very inverse*) beda waktu (Δt) yang diberikan akan lebih besar jika terjadi gangguan diujung dan dipangkal dari seksi yang diamankan bila dibandingkan dengan rele arus lebih dengan karakteristik *inverse* biasa.

3.3.3. Penyetelan Rele Arus Lebih

Rele arus lebih berguna untuk membebaskan gangguan yang terjadi pada saluran dan peralatan yang terhubung dengan sistem.

Dalam penyetelan dan koordinasi rele pengaman hal-hal yang perlu diperhatikan yaitu arus gangguan yang mengalir pada masing-masing bagian dari jaringan dapat diperhitungkan.

Data-data yang perlu diperhatikan dalam penyetelan rele pengaman adalah sebagai berikut :

- a. Diagram *line* dari *system*.
- b. Data impedansi transformator, generator dan saluran.

- c. Arus hubung singkat maksimum dan minimum yang mengalir melalui peralatan.
- d. Arus beban maksimum yang mengalir melalui peralatan pengaman.

Evaluasi mengenai pengaman dan koordinasi peralatannya perlu dilakukan dalam hubungannya dengan evaluasi arus hubung singkat dan dilakukan ketika terdapat perubahan yang besar pada sistem yang akan menyebabkan perubahan pada arus gangguan yang juga akan mempengaruhi operasi sistem serta koordinasi rele pengaman.

3.4 Solusi Untuk Perbaikan Gangguan Hubung Singkat Dan *Setting* Rele Pengaman Arus Lebih (OCR) Dengan *Software ETAP Power Station*

Dengan menganalisa kapasitas hubung singkat (*short circuit*) ini, dapat dilakukan dengan menggunakan aplikasi perangkat lunak komputer khusus atau menggunakan *software ETAP Power Station* yang merupakan suatu program untuk menganalisa kondisi transien suatu sistem kelistrikan. *Software ETAP Power Station* memungkinkan secara grafis dan komputasi yang sempurna dan secara langsung kita dapat menggambar *single line diagram*.

Untuk mengevaluasi kapasitas hubung singkat peralatan dilakukan analisa hubung singkat dari sistem. Analisa dilakukan ketika kedua sumber bekerja, hal ini karena sistem operasi di asumsikan telah terjadi sinkronisasi dua blok pembangkit dan dianggap pembangkit maksimum. Analisa hubung singkat dilakukan untuk mengetahui besar arus-arus yang mengalir melalui saluran pada sistem tenaga di dalam interval waktu tertentu ketika gangguan hubung singkat

terjadi. Besar arus-arus yang mengalir melalui saluran-saluran pada sistem tenaga pada saat gangguan hubung singkat terjadi akan berubah pada waktu sampai dengan besar arus tersebut mencapai kondisi mantapnya. Pada interval waktu inilah sistem proteksi harus dirancang untuk dapat mendeteksi, memutuskan dan mengisolasi gangguan tersebut. Ada bermacam-macam gangguan yang dapat terjadi pada sistem, baik tipe gangguannya, maupun lokasi gangguannya.

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

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

Program ini menyusun operasi-operasi dengan pendekatan yang sedekat mungkin terhadap sistem tenaga listrik yang sesungguhnya. Sebagai contoh: ketika dilakukan pembukaan dan penutupan pada *circuit breaker*, mensek suatu peralatan pada kondisi *out-of-service*, atau mengubah suatu operasi dari suatu motor, maka kondisi-kondisi tersebut akan terindikasi secara langsung pada *one line diagram* dalam bentuk perubahan warna.

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

ETAP Power Station mengkombinasikan atribut elemen-elemen kelistrikan, logika, mekanik dan fisik dari suatu elemen sistem dalam data base yang sama. Sebagai contoh: sebuah kabel, tidak hanya terdiri dari data sifat-sifat listrik dan dimensi fisik, tetapi juga informasi yang mengindikasikan jalur yang dilalui.

Gabungan data-data ini menentukan konsistensi sistem secara keseluruhan dan menghindarkan dari pemasukan data yang berulang-ulang untuk element yang sama.

- Kesederhanaan Dalam Memasukkan Data

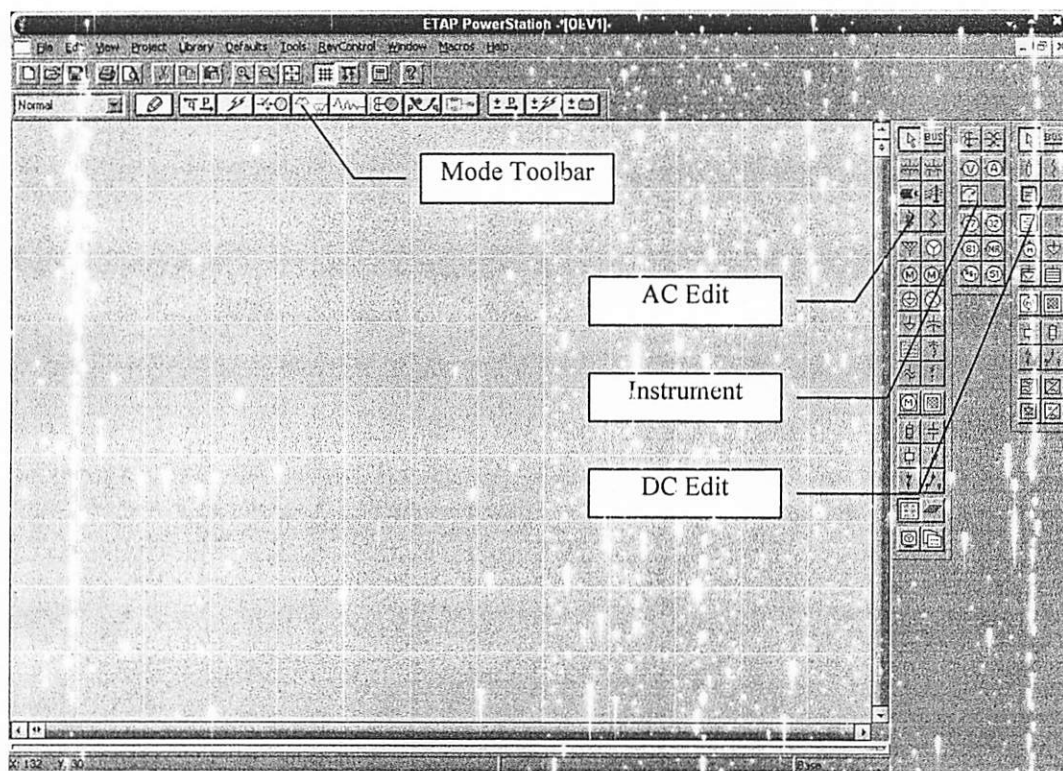
ETAP Power Station menyimpan data yang detail untuk setiap perangkat listrik pada sistem. Data editor mempercepat proses pemasukan data dengan hanya membutuhkan data yang minimal untuk suatu studi. Editor di susun secara logis untuk mendukung proses mempermudah pemasukan data.

Penyusunan *one line* diagram pada *ETAP Power Station* juga memiliki pendukung yang memungkinkan disusunnya jaringan dengan kompleksitas yang beragam. Sebagai contoh, setiap elemen dapat di atur orientasi, ukuran dan simbol representasinya pada (menurut standart IEC atau ANSI). *One line* diagram ini juga memungkinkan di pasanginya beberapa peralatan proteksi di antara saluran dan busbar.

Standar yang digunakan *ETAP Power Station* versi ada dua yaitu IEEE JEC. Hal ini berdasarkan kenyataan bahwa dalam sistem tenaga di dunia terbagi dalam dua satuan umum.

Dalam gambar 3.2 terdapat *toolbar AC Edit, DC Edit* dan *Instrument* yang merupakan kumpulan dari alat-alat ukur. *AC Edit* digunakan untuk menggambar jaringan AC, *DC Edit* digunakan untuk menggambar rangkaian DC. Dimana setiap kelompok *tools* tersebut terdapat bus, kabel, CB, fuse, beban dan lain sebagainya. Mode *Toolbar* digunakan untuk me-running program. Analisa yang dapat dilakukan antara lain adalah analisa aliran daya, hubung singkat, motor

starting, harmonisa, stabilitas transient, koordinasi relay dan lain sebagainya. Komponen diletakkan pada modul dengan cara *click* kiri sekali pada salah satu *tool* yang diinginkan, lalu diletakkan pada modul dengan *click* kiri. Kemudian melakukan pengisian data dengan cara *double click* salah satu peralatan yang ada di modul yang telah dipilih untuk pengisian data parameter maupun keterangan secara lengkap.



Gambar 3.2 Tampilan Modul Utama

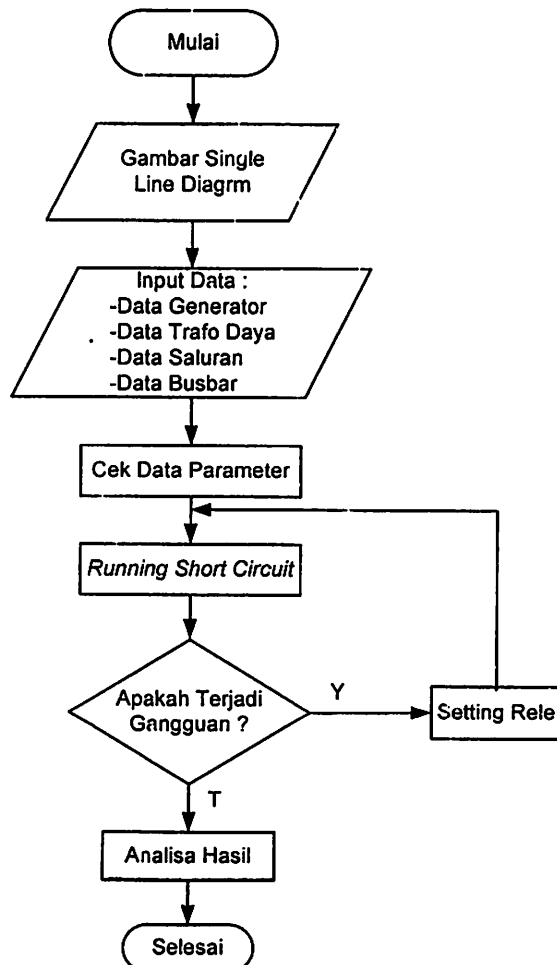
3.5 Algoritma Pemecahan Masalah

Adapun algoritma pemecahan masalah adalah sebagai berikut

1. Mulai.
2. Masukkan data inputan: Generator (voltage, power factor, frekuensi, efisiensi), Trafo (tegangan, arus), Saluran/Kabel (luas penampang, panjang) dan Busbar.

3. Cek data parameter.
4. Mulai menjalankan simulasi.
5. Mengecek apakah terjadi *Short Circuit* :
 - “Ya” : *Setting* rele kembali.
 - “Tidak” : Proses selanjutnya (langkah 6).
6. Cetak hasil.
7. Selesai.

3.6 Flowchart Pemecahan Masalah



Gambar 3.3 Flowchart Analisa Menggunakan *Software ETAP Power Station*.

BAB IV

ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT UNIT 7 & 8

Rele pengaman yang akan dianalisa dan dikoordinasikan disini adalah rele arus lebih yang digunakan untuk mengamankan line sinkronisasi. Yaitu pada bus 500 kV dan bus 23 kV. Seperti telah disebutkan sebelumnya bahwa koordinasi peralatan proteksi diperlukan untuk mencegah kesalahan operasi. Koordinasi rele bertujuan untuk menentukan setting dan rating peralatan proteksi. Setting peralatan proteksi sangat diperlukan untuk mencegah terjadinya kerusakan peralatan yang diproteksi serta meningkatkan kehandalan sistem.

Yang dimaksud dengan interkoneksi adalah penggabungan dua blok pembangkit pada PLTU Paiton Unit 7&8 yang mengakibatkan adanya perubahan pada sistem kelistrikan, termasuk sistem proteksinya. Sehingga perlu untuk *mensetting* ulang rele pengaman terutama rele pada panel interkoneksi yang berperan dalam kerja paralel pembangkit. Koordinasi dan seting rele pengaman yang tepat dan selektif akan menjamin keandalan dari sistem kelistrikan.

4.1 Arus Hubung Singkat Tiga Phasa

Untuk menghitung arus gangguan hubung singkat pada suatu sistem tenaga listrik, diperlukan data – data sebagai berikut :

1. Generator yang terhubung pada sistem.
2. Transformator Daya
3. Saluran/ Kabel

Dengan data yang ada di atas maka dapat dihitung besarnya arus gangguan di masing-masing bus pada pembangkitan maksimum dan pembangkitan minimum. Dalam menghitung arus hubung singkat 3 fasa pada sistem kelistrikan Paiton Unit 7 & 8, diasumsikan terjadi hubung singkat 3 fasa pada bus 11,5 kV, bus 23 kV dan bus 13.8 kv pada line interkoneksi yang menghubungkan antara Generator unit 7 dan Generator unit 8. Antara lain main bus 500 kv, bus Gen Step Up7, bus Gen Step Up8, bus 7AM7, bus 8CM8, bus 7EM SWGR-A, bus 8EM SWGR-C (letak dan susunan bus-bus dapat dilihat pada single line diagram pada lampiran).

Arus hubung singkat pada sistem merupakan hubung singkat satu fasa ketanah, antar fasa, dua fasa ketanah, maupun tiga fasa/simetri. Untuk besarnya arus gangguan hubung singkat tiga fasa di berikan oleh persamaan berikut :

$$Z_{base} = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}} \text{ (ohm)} \quad I_{base} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} \times KV} \text{ (kA)}$$

$$Z_{sebenarnya} = Z_1 \text{ (PU)} \times Z_{base} \text{ (ohm)}$$

$$I_{fault} = \frac{V_f}{Z_1} \text{ (pu)}$$

$$I_{sc \text{ 3 fasa}} = i_f \text{ (pu)} \times I_{base} \text{ (KA)}$$

$$= \frac{1}{Z_1} \times \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * KV}$$

$$I_{sc \text{ 3 fasa}} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * KV * Z_1} \text{ (kA)}$$

$$I_{sc \text{ 2 fasa}} = 0.866 * I_{sc \text{ 3 fasa}}$$

Untuk perhitungan secara manual maka dapat dilakukan penghitungan dengan rumus di atas untuk mendapatkan arus hubung singkat pada bus-bus.

Misal hubung singkat terjadi pada bus PS-2281A, maka perhitungan sebagai berikut :

Pada pembangkitan maksimum (generator TG-66 dan PG-2280 beroperasi, keadaan darurat, kopling sinkronisasi HVS-NEW kondisi ON atau menutup), maka impedansi hubung singkat pada MVA base 100 dapat diperoleh dari hasil simulasi dengan menggunakan bantuan *software ETAP Power station*, adalah sebagai berikut :

$$Z_1 = (0.00123 + j 0.098769) \%$$

$$|Z_1| = 9.88 \Omega$$

$$I_{sc} \text{ 3 phasa} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * kV * Z_1}$$

$$\begin{aligned} I_{sc} \text{ 3 phasa} &= \frac{468.10^6}{1,732 * 23 * 10^3 * 0,0988} \\ &= 118.905 \text{ KA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{sc} \text{ 2 phasa} &= 0,866 \times I_{sc} \text{ 3phasa} \\ &= 0,866 \times 118.905 \text{ kA} \\ &= 102.972 \text{ kA} \end{aligned}$$

Dengan perhitungan yang sama seperti di atas, maka bisa dihitung arus gangguan pada bus-bus yang lain.

Simulasi hubung singkat dengan menggunakan software etap power station menghasilkan arus gangguan pada pembangkitan maksimum dan minimum. Selanjutnya diperoleh nilai arus gangguan yaitu arus hubung singkat maksimum dan minimum.

1. Arus hubung singkat maksimum adalah arus hubung singkat tiga fasa pada pembangkitan maksimum,
2. Arus hubung singkat minimum adalah arus hubung singkat dua fasa pada pembangkitan minimum.

4.2 Peralatan Pengaman Rele Arus Lebih

Seperti yang telah dikemukakan sebelumnya bahwa rele arus lebih yang digunakan pada PT.IPMMI khususnya pada line sinkronisasi ada beberapa jenis, yang paling banyak adalah GE, kemudian Beckwith, Agastat dan Mitsubishi. Dimana peralatan pengaman arus lebih tersebut mempunyai tipe rele dan CT rasio yang berbeda-beda. Termasuk letak lokasi rele pada sistem pembangkit unit 7 & 8 bisa dilihat pada tabel berikut ini:

Tabel 4.1 Kelengkapan (*utility*) Rele

| No | ID Relay | Type | CT Ratio | Manufacturer |
|----|-----------|-----------|----------|--------------|
| 1 | 21G7 | SLY92A5D | 24000/5 | GE |
| 2 | 21G8 | SLY92A5D | 24000/5 | GE |
| 3 | 24G7 | M-0299 | | Beckwith |
| 4 | 24G8 | M-0299 | | Beckwith |
| 5 | 25G7 | SLJ21A1A | | GE |
| 6 | 25G8 | SLJ21A1A | | GE |
| 7 | 32G7A | GGP53C3A | 24000/5 | GE |
| 8 | 32G7B | GGP53C3A | 24000/5 | GE |
| 9 | 32G8A | GGP53C3A | 24000/5 | GE |
| 10 | 32G8B | GGP53C3A | 24000/5 | GE |
| 11 | 40G7 | CEH52A3D | 24000/5 | GE |
| 12 | 40G8 | CEH52A3D | 24000/5 | GE |
| 13 | 46G7 | SGC21B2A | 24000/5 | GE |
| 14 | 46G8 | SGC21B2A | 24000/5 | GE |
| 15 | 50/51ET7A | IFC53BD1A | 5000/5 | GE |
| 16 | 50/51ET7B | IFC53BD1A | 5000/5 | GE |
| 17 | 50/51ET7C | IFC53BD1A | 5000/5 | GE |
| 18 | 50/51ET8A | IFC53BD1A | 5000/5 | GE |
| 19 | 50/51ET8B | IFC53BD1A | 5000/5 | GE |
| 20 | 50/51ET8C | IFC53BD1A | 5000/5 | GE |
| 21 | 50/51GT7A | IFC53BD1A | 1600/5 | GE |
| 22 | 50/51GT7B | IFC53BD1A | 1600/5 | GE |
| 23 | 50/51GT7C | IFC53BD1A | 1600/5 | GE |
| 24 | 50/51GT8A | IFC53BD1A | 1600/5 | GE |
| 25 | 50/51GT8B | IFC53BD1A | 1600/5 | GE |
| 26 | 50/51GT8C | IFC53BD1A | 1600/5 | GE |
| 27 | 50BFG7 | SBC223C3A | 1000/5 | GE |
| 28 | 50BFG8 | SBC223C3A | 1000/5 | GE |

Rele-rele tersebut digunakan untuk mengamankan berbagai peralatan antara lain generator, transformator dan juga saluran yang berupa kabel.

4.3 Setting Dan Koordinasi Rele Arus Lebih

Yang dimaksud koordinasi rele adalah mengkoordinasikan setelan tunda waktu dari masing-masing rele yang dipergunakan. Tujuannya adalah untuk melindungi peralatan supaya terhindar dari kerusakan akibat mengalirnya arus gangguan yang sangat besar bagi peralatan, sekaligus meminimalisasi daerah yang terkena pemutusan aliran daya karena adanya gangguan pada peralatan atau

jaringan lain. Setting disini meliputi *setting tap*, *time dial*, *instantenous* dan *time delay* untuk koordinasi. Peralatan-peralatan yang dilindungi pada *line* sinkronisasi ini antara lain :

1. Generator
2. busbar
3. Transformator
4. Saluran / kabel

Setting rele arus lebih eksisting dan Koordinasi Kurva arus waktu (TCC) dari setting rele eksisting sebelum dilakukan sinkronisasi untuk line proteksi dari bus Generator Step-Up 23 kV sampai bus 500 kV dengan menggunakan *software power plot*.

Analisa Dan Setting Rele Pengaman Pada Line interkoneksi

Setelah mengetahui besar arus nominal pada masing-masing peralatan dan arus gangguan yang mungkin terjadi pada peralatan – peralatan yang perlu diamankan, maka dapat dihitung arus-arus yang perlu diamankan agar tidak merusak peralatan dan mengganggu kestabilan system.

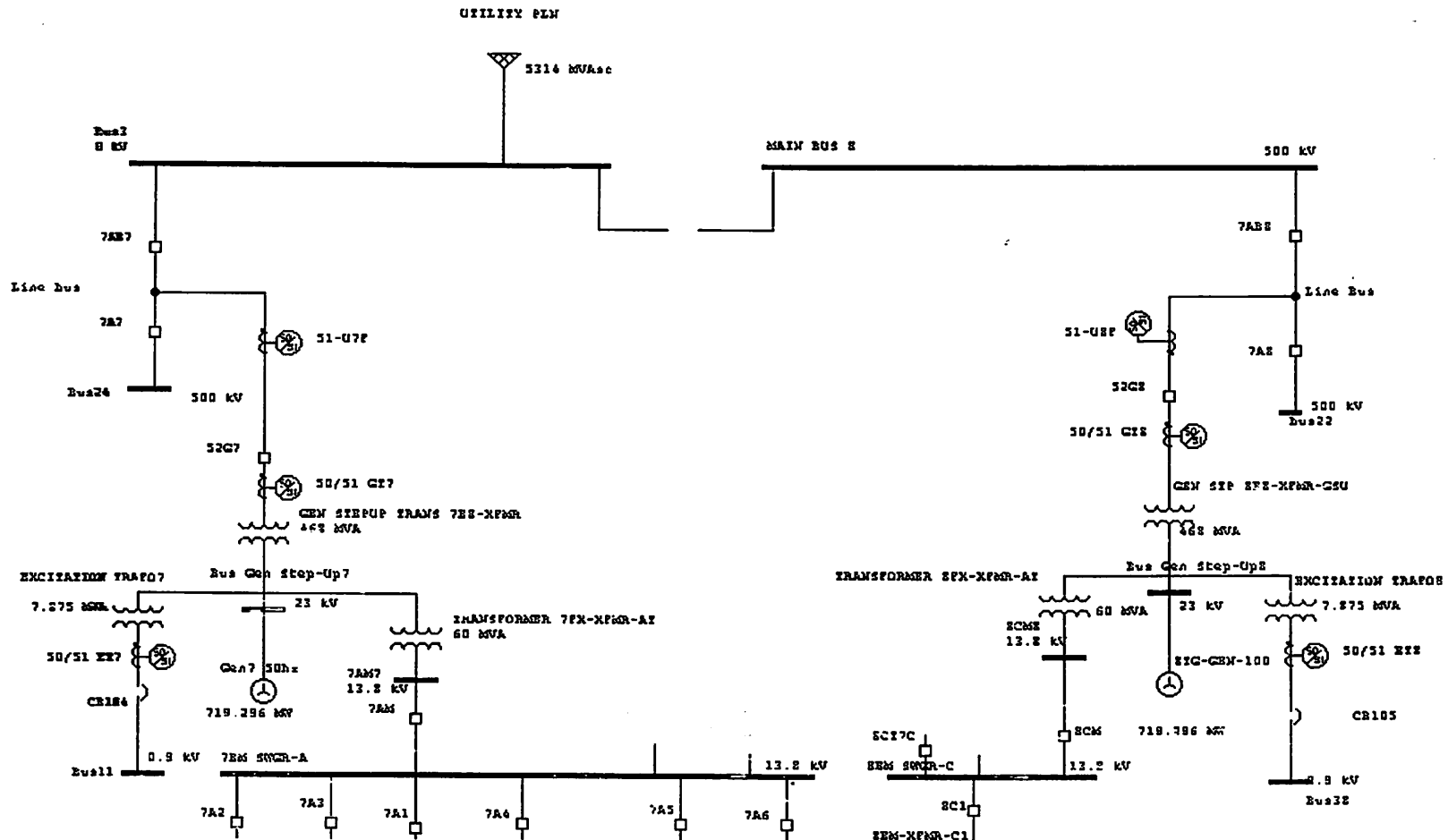
Resetting rele pengaman dilakukan dengan batasan sebagai berikut :

1. Rele yang *disetting* ulang, terbatas pada bus 23 kV dan 13.8 kV.
2. Rele yang *disetting* hanya rele arus lebih untuk gangguan tiga fasa ke tanah, gangguan satu fasa ke tanah, dua fasa, dan dua fasa ke tanah.
3. Rele yang *disetting* ulang hanya rele yang berada pada *line* sinkronisasi, yaitu *feeder-feeder* yang menghubungkan Bus Generator Unit 7 dan Bus Generator Step-Up 23 kV, begitu juga pada Unit 8.

4. Rele yang *disetting* ulang hanya rele yang berada pada *line* sinkronisasi, yaitu *feeder-feeder* yang menghubungkan Bus Generator Unit 7 dan Bus Generator Step-Up 23 kV, begitu juga pada Unit 8.

Data – data peralatan yang diperlukan dalam menentukan *setting* rele pengamanan adalah rating trafo arus (CT), karakteristik rele yang digunakan, data kemampuan dari alat yang diamankan, serta rating tegangan kerja. Selanjutnya dari *setting* tersebut dibuat plot kurva arus waktu dari kerja rele dengan menggunakan bantuan *software power plot*, untuk mengetahui performansi dari koordinasi rele pengamanan.

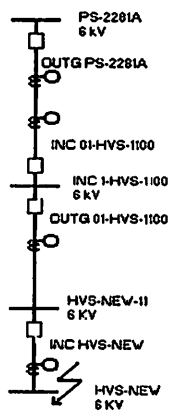
Dari *single line* diagram pembangkit PT.IP MOMI, dapat diketahui *feeder-feeder* yang dilewati *line* sinkronisasi dan dapat di gambarkan seperti gambar berikut ini :



Gambar 4.1 Feeder-feeder yang menghubungkan Bus unit 7 & 8 dengan bus integrasi.

4.3.1 Analisa dan setting rele arus lebih gangguan phasa

Berikut ini akan dilakukan analisa dan perhitungan terhadap *setting* rele pengaman arus lebih phasa (50/51) yang terdapat pada *line* yang menghubungkan pembangkit pada bus 23 kV dan 13.8 kV. Analisa dilakukan mulai dari rele 51/50 ET7 sebagai rele pengaman pada pada trafo eksitasi sampai pada rele 51-U7F sebagai pengaman Gen Step-Up Transformer 7EZ-XFMR. *Line* koordinasi proteksi dibagi menjadi 2 bagian yaitu pertama dari rele 50/51 GT7 kemudian rele 51-U7F sampai pada XFMRGSUTWS7. Koordinasi kedua dari rele 50/51ET7 sampai XFMRGSUTWS7. Begitu juga pada pembangkit unit 8 dimana koordinasi pertama dimulai dari rele 50/51 GT8 kemudian rele 51-U8F sampai pada XFMRGSUTWS8. Koordinasi kedua dari rele 50/51ET8 sampai pada XFMRGSUTWS8.



Gambar 4.2 Line Proteksi Dari Bus HVS-NEW Sampai Bus PS-2281A.

- **Rele INC HVS-NEW**

Jenis rele : Merlin Gerin, SEPAM 1000+

Range tap : (0,1 – 2,4)In

CT : 400/5

I maks. kabel : 385 A

Rele ini pengaman utama dalam interkoneksi antara pembangkit 6 kV dan 11,5 kV. Pada rele INC HVS-NEW, untuk mengamankan terhadap arus beban lebih atau *low set current* berdasarkan kemampuan saluran HVS65–HVSNEW, kabel ini menghubungkan bus HVS-65 dengan bus HVS-NEW, penyetelan dibatasi oleh kemampuan hantar arus maksimum kabel yang diperoleh dari data *electrical characteristic cable*, yaitu sebesar 385 A.

Setting arus ($I_{>}$) :

$$1,25 \times I_{\text{maks}} \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times I_{\text{sc min}}$$

$$1,25 \times 385 \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times 9183,9$$

$$481 \text{ A} \leq I_{\text{pp}} \leq 7347 \text{ A}$$

$$I_{\text{pp}} \text{ dipilih} = 490 \text{ A}$$

$$I_{\text{s}} = \frac{I_{\text{pp}}}{nCT} = \frac{490}{400/5}$$

$$I_{\text{set}} = 6,125 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{I_{\text{n}}} = \frac{6,125}{5} = 1,22$$

Dari perhitungan di atas, *pick up setting* ($I_{>}$) dipilih tap = 1,2 In

Setting definite ($I_{>>}$)

Untuk *high set*, rele ini digunakan sebagai pengaman utama bila terjadi gangguan hubung singkat di bus HVS-NEW.

$$I_{set} \leq \frac{I_{sc\ min}}{n\ CT}$$

$$I_{set} \leq \frac{9183,9}{400/5}$$

$$I_{set} \leq 114,5\ A$$

$I_{>>}$ dipilih 25 A

$$\text{Tap setting definite} = \frac{I_{set}}{I_n} = 25/5 = 5$$

Dari perhitungan di atas, setting $I_{>>}$ dipilih tap : 5

Setting Waktu

| | |
|--------------------------------|-------------|
| Isc min | : 9184 A |
| Isc max | : 21333 A |
| Dipilih <i>Time dial</i> | : 0,5 |
| <i>Delay time</i> ($t_{>>}$) | : 0,1 detik |

- **Rele OUTG 01-HVS-1100 (*back up* dari rele HVS-NEW)**

Jenis rele : ABB, SPAJ 140C

Range tap : (0,5 – 2,5) I_n

CT : 600/5

$I_{maks. kabel}$: 548 A

Rele OUTG 01-HVS-1100 berfungsi sebagai *back up* dari INC HVS-NEW, jika rele INC HVS NEW gagal bekerja maka rele ini harus *trip*. Rele ini untuk melindungi saluran HVSNEW – HVS-1100 dan juga busbar, kabel ini menghubungkan bus 01-HVS-1100 dengan bus HVS-NEW, untuk penyetelan *low*

set ($I_{>}$) dibatasi oleh kemampuan maksimum kabel. Untuk *high set* ($I_{>}$) digunakan untuk pengamanan jika terjadi gangguan hubung singkat di bus HVS-NEW11.

Setting arus ($I_{>}$)

$$1,25 \times I_{\text{maks}} \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times I_{\text{sc min}}$$

$$1,25 \times 548 \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times 9183,9$$

$$685 \leq I_{\text{pp}} \leq 7347$$

$$I_{\text{pp}} \text{ dipilih} = 690 \text{ A}$$

$$I_{\text{s}} = \frac{I_{\text{pp}}}{nCT} = \frac{690}{600/5}$$

$$I_{\text{set}} = 5,75 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{I_{\text{n}}} = \frac{5,75}{5} = 1,15$$

dari perhitungan diatas dipilih tap = 1,2 I_{n}

Setting definite ($I_{>>}$)

$$I_{\text{set}} \leq \frac{I_{\text{sc min}}}{600/5}$$

$$I_{\text{set}} \leq \frac{9183,9}{600/5}$$

$$I_{\text{set}} \leq 76,5 \text{ A}$$

$$I_{>>} \text{ dipilih} 30 \text{ A}$$

$$\text{Tap setting definite} = \frac{I_{\text{set}}}{I_{\text{n}}} = 30 / 5 = 6$$

Dari perhitungan di atas, *setting definite* ($I_{>>}$) dipilih : 6

Setting Waktu

Dipilih *Time dial* : 0,9

Dimana 3 x Tap : 5,70 detik

Delay time ($t_{>>}$) : 0,4 detik

• **Rele INC 01-HVS-1100 (Back up rele OUTG 01-HVS-1100)**

Jenis rele : ABB, SPAJ 140C

Range tap : (0,5 – 2,5) In

CT : 1000/5

I maks kabel : 978 A

Untuk penyetelan *low set* rele dibatasi oleh kemampuan hantar arus kabel PS2281A–HVS-1100 yaitu sebesar 978 A (dari data *electrical properties*). Sedangkan *high set* untuk mengamankan terhadap gangguan hubung singkat di bus HVS-1100. Rele INC 01-HVS-1100 disetel sebagai *back up* dari rele OUTG 01-HVS-1100, dan harus bekerja ketika rele tersebut gagal bekerja ketika ada hubung singkat di bus HVS-NEW11. untuk koordinasi maka *delay time* ($t_{>>}$) di set pada 0,7 detik.

Setting arus ($I_{>}$)

$$1,2 \times I_{\text{nom}} \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times I_{\text{sc min}}$$

$$1,2 \times 978 \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times 9245,4$$

$$1173,6 \text{ A} \leq I_{\text{pp}} \leq 7396,3 \text{ A}$$

$$I_{\text{pp}} \text{ dipilih} = 1180 \text{ A}$$

$$I_{\text{s}} = \frac{I_{\text{pp}}}{nCT} = \frac{1180}{1000/5}$$

$$I_{\text{set}} = 5,9 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{I_{\text{n}}} = \frac{5,9}{5} = 1,18$$

Dari perhitungan di atas , Tap dipilih : 1,2 In

Setting definite ($I_{>>}$)

High set rele INC 01-HVS1100 untuk perlindungan jika terjadi hubung singkat di bus 01-HVS1100.

$$I_{set} \leq \frac{I_{sc\ min}}{nCT}$$

$$I_{set} \leq \frac{9245.4}{1000/5}$$

$$I_{set} \leq 46\ A$$

$I_{>>}$ dipilih 25 A

$$\text{Tap setting definite} = \frac{I_{set}}{I_n} = \frac{25}{5} = 5$$

Dari perhitungan di atas, **setting definite ($I_{>>}$)** dipilih : 5

Setting Waktu

Isc min : 9245 A

Isc max : 20688 A

Dipilih *Time dial* : 0,9

Delay time ($t_{>>}$) : 0,7 detik

- **Rele OUTG PS-2281A**

Jenis rele : GEC ALSTHOM, MCGG

Range tap : (0,05-2,4) In

CT : 1000/5

I maks kabel : 978 A

Penyetelan **low set ($I_{>}$)** rele ini dibatasi oleh kemampuan maksimum kabel PS-2281A-HVS-1100. **High set** rele untuk mengamankan peralatan jika terjadi hubung singkat pada bus HVS-1100.

Setting arus (I_>)

$$1,2 \times I_{\text{nom}} \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times I_{\text{sc min}}$$

$$1,2 \times 978 \leq I_{\text{pp}} \leq 0,8 \times 9245,4$$

$$1173,6 \text{ A} \leq I_{\text{pp}} \leq 7396,3 \text{ A}$$

$$I_{\text{pp}} \text{ dipilih} = 1180 \text{ A}$$

$$I_{\text{s}} = \frac{I_{\text{pp}}}{nCT} = \frac{1180}{1000/5}$$

$$I_{\text{set}} = 5,9 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{I_{\text{n}}} = \frac{5,9}{5} = 1,18$$

Dari perhitungan di atas, dipilih tap = 1,3 In

Setting definite (I_{>>})

$$I_{\text{set}} \leq \frac{I_{\text{sc min}}}{nCT}$$

$$I_{\text{set}} \leq \frac{9245,4}{1000/5}$$

$$I_{\text{set}} \leq 46 \text{ A}$$

$$I_{\text{>>}} \text{ dipilih} = 25 \text{ A}$$

$$\text{Tap setting definite} = \frac{I_{\text{set}}}{I_{\text{n}}} = \frac{25}{5} = 5$$

Dari perhitungan di atas, *setting definite* (I_{>>}) dipilih : 5

Setting Waktu

$$I_{\text{sc min}} \quad : 9621 \text{ A}$$

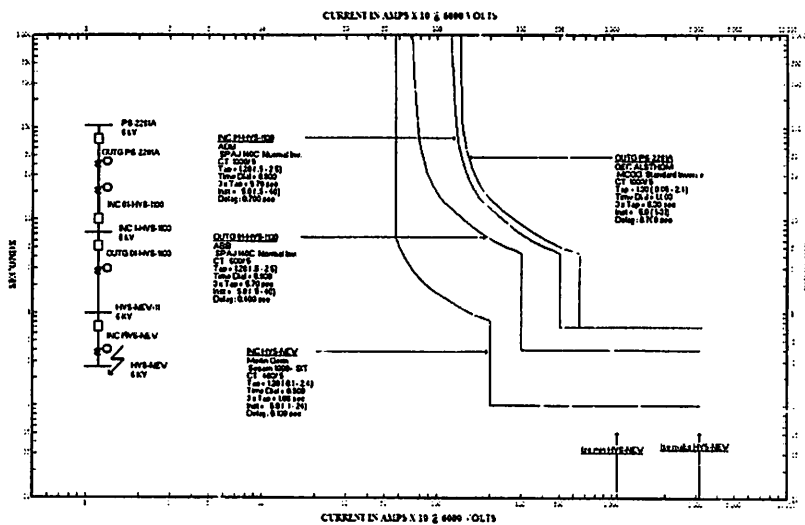
$$I_{\text{sc max}} \quad : 20688 \text{ A}$$

$$\text{Dipilih Time dial} \quad : 1$$

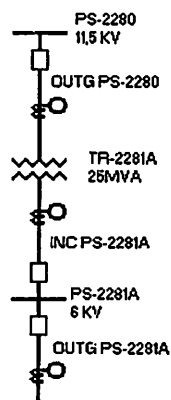
$$\text{Delay time (t}_{\text{>>}}) \quad : 0.7 \text{ detik}$$

Time delay ($I_{>>}$) pada penyetelan rele INC 01-HVS-1100 dan rele OUTG PS-2281A di set sama yaitu 0,7 detik, dalam koordinasi hal ini dapat dilakukan karena di antara kedua rele tersebut tidak terdapat percabangan beban, sehingga jika terjadi hubung singkat pada bus 01-HVS-1100 kedua rele tersebut akan *trip*.

Plot kurva arus waktu dari koordinasi rele untuk line proteksi dari bus PS-2281A sampai bus HVS-NEW adalah sebagai berikut :



Gambar 4.3 Kurva arus waktu untuk koordinasi proteksi dari bus PS-2281A sampai HVS-NEW.



Gambar 4.4 Line proteksi dari Bus PS-2281A sampai PS-2280.

- Rele INC PS-2281A (back up dari rele OUTG PS2281A)

Jenis rele : GEC, MCGG

Range tap : (0,05-2,4) In

CT : 2500/5

Rele ini digunakan untuk melindungi trafo TR-2281A, sehingga untuk penyetelan *low set* ($I_{>}$) digunakan arus nominal trafo TR-2281A pada sisi sekunder. Dan untuk *high set* ($I_{>>}$) digunakan untuk mengamankan dari hubung singkat yang terjadi pada bus PS-2281A. Rele INC PS-2281A merupakan *back up* dari rele OUTG PS-2281A, untuk koordinasi dengan rele yang lain maka *delay time* ($t_{>>}$) di set pada 1 detik.

$$I \text{ nom pd sekunder trafo} = \frac{25 \cdot 10^6}{1.732 \cdot 6 \cdot 10^3} = 2405.7 \text{ A}$$

Setting arus ($I_{>}$) .

$$1,25 \times I \text{ nom} \leq I_{pp} \leq 0,8 \times I \text{ sc min}$$

$$1,25 \times 2405.7 \leq I_{pp} \leq 0,8 \times 9621,3$$

$$3007,1 \text{ A} \leq I_{pp} \leq 7697 \text{ A}$$

$$I_{pp} \text{ dipilih} = 3010 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{I_{pp}}{nCT} = \frac{3010}{2500/5}$$

$$I_{set} = 6,02 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{In} = \frac{6,02}{5} = 1,204$$

Dari perhitungan di atas, dipilih Tap = 1,2 In

Setting definite ($I_{>>}$)

$$I_{set} \leq \frac{I_{sc\ min}}{nCT}$$

$$I_{set} \leq \frac{9621,3}{2500/5}$$

$$I_{set} \leq 19,25\ A$$

$I_{>>}$ dipilih 18 A

$$\text{Tap setting definite} = \frac{I_{set}}{I_n} = 18/5 = 3,6$$

Dari perhitungan di atas, *setting definite* ($I_{>>}$) dipilih : 3

Setting Waktu

Isc min : 9621 A

Isc max : 17945 A

Dipilih *Time dial* : 1 detik

Delay time ($t_{>>}$) : 1 detik

- **Rele OUTG PS 2280**

Jenis rele : GEC, MCGG

Range tap : (0,5-2,4) In

CT : 1500/5

Rele ini digunakan untuk melindungi trafo TR-2281A, sehingga untuk *setting low set* ($I_{>}$) digunakan arus nominal pada sisi primer trafo.

$$I_{nom\ pd\ primer\ trafo} = \frac{25 \cdot 10^6}{1.732 \cdot 11.5 \cdot 10^3} = 1255,15\ A$$

Setting arus ($I_{>}$)

$$1,25 \cdot I_{nom} \leq I_{pp} \leq 0,8 \cdot I_{sc\ min}$$

$$1,25 \cdot 1255,15 \leq I_{pp} \leq 0,8 \cdot 7172,2$$

$$3007,1 \text{ A} \leq I_{pp} \leq 5737,6 \text{ A}$$

$$I_{pp} \text{ dipilih} = 3010 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{I_{pp}}{nCT} = \frac{3010}{2500/5}$$

$$I_{set} = 6,02 \text{ A}$$

$$T_{tap} = \frac{I_{set}}{I_n} = \frac{6,02}{5} = 1.204$$

Dari perhitungan di atas, maka dipilih tap = 1.2

Setting Waktu

$$I_{sc \text{ min}} : 7172.2 \text{ A}$$

$$I_{sc \text{ max}} : 18175 \text{ A}$$

$$\text{Dipilih } Time \text{ dial} : 1$$

$$\text{Dimana } 3 \times Tap : 6.3 \text{ detik}$$

$$Delay \text{ time } (t_{\gg}) : 0.1 \text{ detik}$$

Setting definite (I_{\gg})

Untuk *high set* (I_{\gg}) rele OUTG PS2280 digunakan untuk mengamankan jika terjadi hubung singkat pada bus Primer TR-2281A.

$$I_{set} \leq \frac{I_{sc \text{ min}}}{nCT}$$

$$I_{set} \leq \frac{7172.2}{1500/5}$$

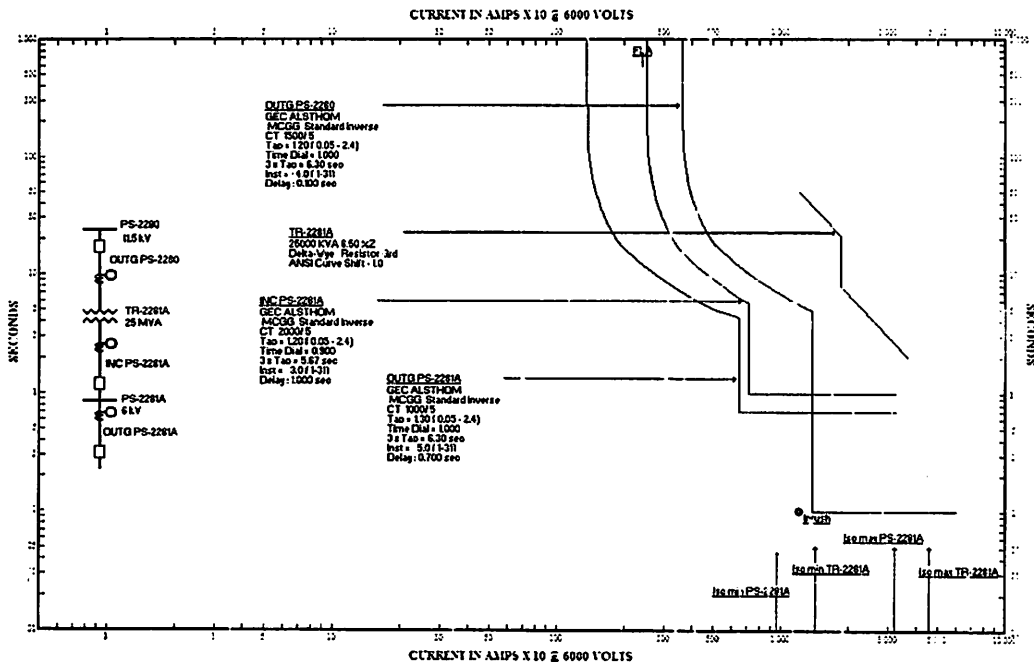
$$I_{set} \leq 23,9 \text{ A}$$

$$I_{\gg} \text{ dipilih } 20 \text{ A}$$

$$Tap \text{ setting definite} = \frac{I_{set}}{I_n} = \frac{20}{5} = 4$$

Dari perhitungan di atas, *setting definite* (I_{\gg}) dipilih : 4

Plot dari *setting* dan koordinasi rele untuk *line* proteksi dari bus PS-2280 sampai bus PS-2281A, dengan menggunakan *software power plot* adalah sebagai berikut :



Gambar 4.5 Kurva arus waktu untuk koordinasi proteksi dari bus PS-2281A sampai PS-2280.

Setting untuk rele TG-65, TG-66, EG-65 masih dipertahankan seperti semula karena dilihat dari kurva arus waktu (TCC) koordinasi *setting* rele ini masih selektif dalam mengamankan peralatan. *Setting* rele tersebut adalah sebagai berikut :

- **Rele TG-65**

Jenis rele : Hitachi, IOV- C - B1

CT : 1500/5

I nominal : 1022,42 A

Setting : tap (I set) = 2

Time Dial Setting / Level : 10

Setting rele TG-65 tetap pada *setting* semula

- **Rele TG-66**

Jenis rele : Hitachi, IOV-C-B1

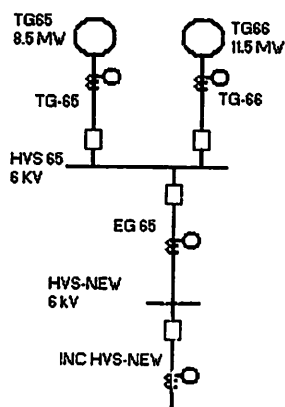
CT : 2000/5

I nominal : 1383.27 A

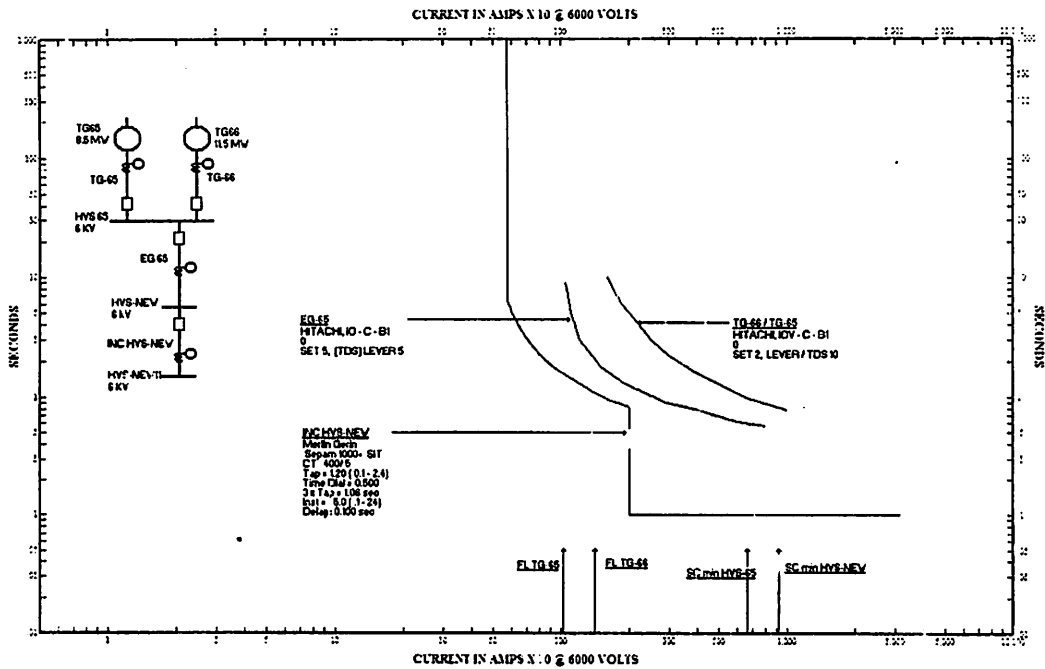
Setting : tap (I set) = 2

Time Dial Setting / Level : 10

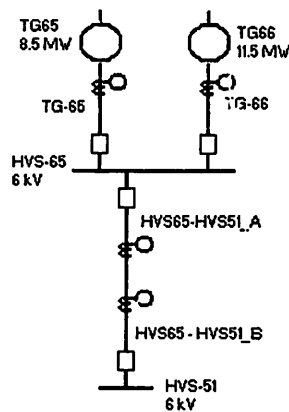
Setting rele TG-66 tetap pada *setting* semula



Gambar 4.6 Line proteksi dari HVS-NEW ke HVS-65.



Gambar 4.7 Kurva arus waktu koordinasi proteksi dari bus HVS-NEW sampai HVS-65.



Gambar 4.8 Line proteksi dari bus HVS-51 sampai HVS-65.

Pada koordinasi rele dari bus HVS-NEW sampai HVS-65, *setting eksisting* rele HVS65 – HVS51_A dan rele HVS65 – HVS51_B masih selektif. Sehingga tidak dilakukan setting ulang pada rele ini. *Setting* tetap dipertahankan seperti semula, *setting* rele-rele tersebut sebagai berikut :

- Rele HVS65 – HVS51_A

Jenis rele : Hitachi, IO-C-B1

CT : 600/5

Setting : tap (I set) = 2

Time Dial Setting / Level = 10

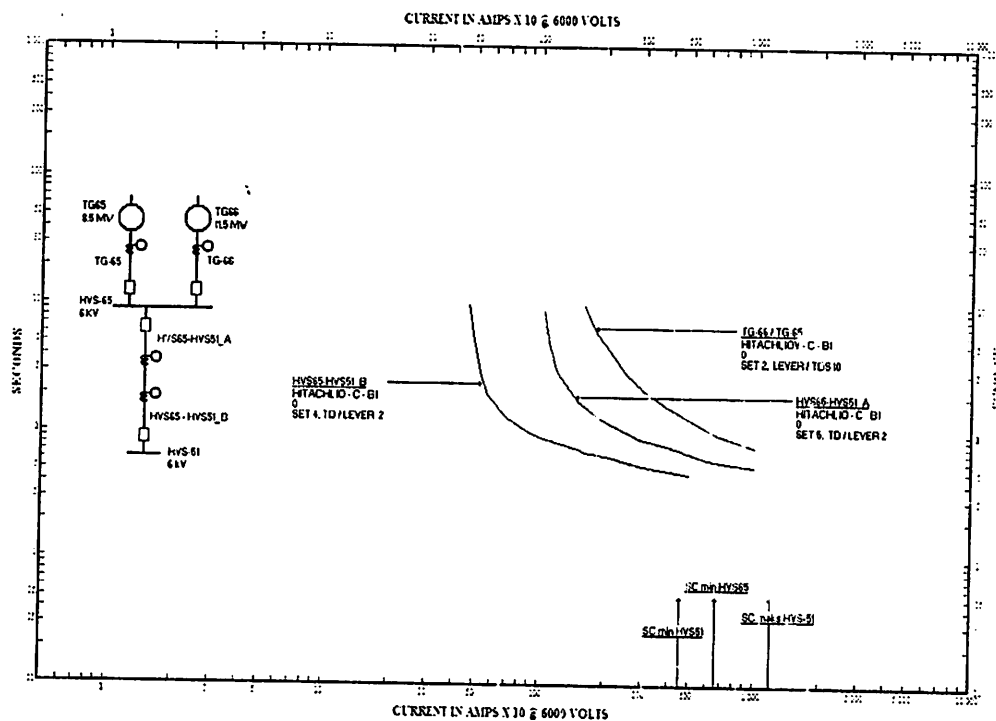
- Rele HVS65 – HVS51_B

Jenis rele : Hitachi, IO-C-B1

CT : 600/5

Setting : tap (I set) = 2

Time Dial Setting / Level : 10



Gambar 4.9 Kurva arus waktu koordinasi proteksi dari bus HVS-51 sampai HVS-65.

4.3.2 Analisa dan setting rele arus lebih gangguan tanah

- Rele INC HVS-NEW G

Jenis rele : Merlin Gerin, SEPAM 1000+

Range tap : (0,1 – 1) In

CT : 400/5

Setting arus

$$(5 - 10)\% \times I_n \text{ CT} \leq I_{pp} \leq 50\% I_n \text{ CT}$$

$$10\% \times 400 \leq I_{pp} \leq 50\% \times 400$$

$$40 \text{ A} \leq I_{pp} \leq 200 \text{ A}$$

$$\frac{40}{400/5} \leq I_{set} \leq \frac{200}{400/5}$$

$$0.5 \leq I_{set} \leq 2.5$$

dipilih Iset = 0.5 A

$$\text{tap} = \frac{I_{set}}{I_n} = \frac{0,5}{5} = 0,1$$

Dari perhitungan di atas dipilih tap = 0.1

Setting Waktu

Dipilih *Time dial* : 0,2

Delay time : 0,1 detik

Definite : 0,5 (0,1 -15)

Dengan cara seperti di atas maka didapatkan *setting* untuk gangguan tanah pada rele yang lain, untuk setting rele yang lain ada pada tabel 4.2.

Untuk *setting* rele gangguan tanah Rele HVS65 – HVS51_A, Rele HVS65 – HVS51_B, TG-65 G dan TG-66 G masih digunakan setting semula, karena masih selektif dan cukup baik koordinasinya. Dari analisa dan perhitungan di atas

maka *setting* ulang pada rele-rele arus lebih yang mengamankan peralatan yang ada pada *line* sinkronisasi dapat di lihat selengkapnya pada tabel berikut ini.

Tabel 4.2
Tabulasi *Resctting* Rele Arus Lebih

| ID | Manufacturer Relay Type | curve | | CT rasio | eksisting | | | | resetting | | | |
|----------------------|------------------------------|--------|--------------------------|-------------|-----------|-----|------|-------|-----------|-----|------|-------|
| | | | | | Tap | TD | Inst | Delay | Tap | TD | Inst | Delay |
| OUTG PS-2280 | GEC ALSTHOM, MCGG | 50/51 | Standar <i>invers</i> | 1500/5 | 0.8 | 1 | 4 | 0.02 | 1.2 | 1 | 4 | 0.1 |
| | | 50/51G | | | 0.05 | | 8 | | 0.05 | 0.9 | 2 | 0.1 |
| INC PS-2281 A | GEC ALSTHOM, MCGG | 50/51 | Standar <i>invers</i> | 2500/5 | 0.65 | 0.9 | 4 | 0.7 | 1.2 | 0.9 | 3 | 1 |
| | | 50/51G | | | 0.05 | | 10 | | 0.1 | 0.9 | 5 | 1 |
| OUTG PS-2281A | GEC ALSTHOM, MCGG | 50/51 | Standar <i>invers</i> | 1000/5 | 0.9 | 1 | 5 | 0.4 | 1.3 | 1 | 5 | 0.7 |
| | | 50/51G | | | 0.1 | | 4 | | 0.2 | 0.9 | 4 | 0.7 |
| INC 01- HVS-1100 | ABB, SPAJ 140C | 50/51 | Normal <i>invers</i> | 1000/5 | 0.85 | 0.8 | 5 | 0.05 | 1.2 | 0.9 | 5 | 0.7 |
| | | 50/51G | | | 0.18 | 0.5 | 0.66 | 0.05 | 0.15 | 0.5 | 0.6 | 0.7 |
| OUTG 01- HVS-1100 | ABB, SPAJ 140C | 50/51 | Normal <i>invers</i> | 600/5 | 0.75 | 1 | 2.5 | 0.05 | 1.2 | 0.9 | 2.5 | 0.4 |
| | | 50/51G | | | 0.17 | 0.5 | 0.66 | 0.05 | 0.15 | 0.5 | 0.6 | 0.4 |
| INC HVS- NEW | Merlin Gerin, Sepam 1000+ | 50/51 | SIT | 400/5 | 0.8 | 0.5 | 5 | 0.02 | 1.2 | 0.5 | 5 | 0.1 |
| | | 50/51G | | | 0.05 | 0.2 | 0.5 | 0.02 | 0.1 | 0.2 | 0.5 | 0.1 |
| TG-65 | Hitachi, IOV-C-B1 | 50/51 | | 1500/5 | 2 | 10 | 5 | 0.02 | 2 | 10 | 5 | 0.02 |
| | | 50/51G | | | 100/5 | 0.7 | 10 | 2.5 | 0.02 | 0.7 | 10 | 2.5 |
| TG-66 | Hitachi, IOV-C-B1 | 50/51 | | 2000/5 | 2 | 10 | 5 | 0.02 | 2 | 10 | 5 | 0.02 |
| | | 50/51G | | | 10/5 | 0.7 | 10 | 2.5 | 0.02 | 0.7 | 10 | 2.5 |
| EG-65 | Hitachi, IO-C-B1 | 50/51 | | 600/5 | 5 | 5 | 2.5 | 0.05 | 5 | 5 | 2.5 | 0.05 |
| | | 50/51G | | | - | - | - | | - | - | | |
| HVS65- HVS51A | Hitachi, IO-C-B1 | 50/51 | | 600/5 | 2 | 10 | 4 | 0.1 | 2 | 10 | 4 | 0.1 |
| | | 50/51G | | | 300/5 | 0.2 | 8 | 2.5 | 0.1 | 0.2 | 8 | 2.5 |
| HVS65- HVS51B | Hitachi, IO-C-B1 | 50/51 | | 600/5 | 2 | 10 | 2.5 | 0.02 | 2 | 10 | 2.5 | 0.02 |
| | | 50/51G | | | 300/5 | 0.2 | 7 | 0.5 | 0.02 | 0.2 | 7 | 0.5 |

4.4 Analisa kapasitas hubung singkat peralatan

4.4.1 Kapasitas hubung singkat Saluran / Kabel

Untuk mengevaluasi kapasitas hubung singkat saluran atau kabel dilakukan analisa hubung singkat dari sistem. analisa dilakukan ketika dua sumber bekerja, hal ini karena sistem operasi di asumsikan telah terjadi sinkronisasi dua blok pembangkit dan di anggap pembangkitan maksimum. Dalam mengevaluasi kemampuan saluran tidak dilakukan secara keseluruhan tetapi hanya saluran pada *level* tegangan 11.5 KV dan 6 KV. Saluran-saluran ini merupakan saluran yang menghubungkan HVS 65 dan PS 2280.

Data yang diperoleh dari hasil simulasi hubung singkat (*short circuit*) ETAP akan dibandingkan dengan data-data dari saluran/kabel itu sendiri. Dengan demikian akan diketahui besarnya arus hubung singkat pada masing-masing saluran apakah masih dalam *rang/level* yang diijinkan.

Untuk mengetahui nilai arus hubung singkat pada saluran-saluran 11,5 KV dan 6 KV, maka dilakukan analisa hubung singkat pada setiap bus 11.5 KV dan 6 KV yang menghubungkan HVS-65 dan PS 2280. antara lain PS-2280, bus PS-2281A, bus 01-HVS-1100, bus HVS-NEW-11, bus HVS-NEW, bus HVS-51, bus HVS-65.

Dengan demikian akan diketahui kontribusi arus dari masing-masing saluran menuju bus yang mengalami gangguan. Nilai-nilai arus hubung singkat yang diperoleh pada tiap-tiap saluran akan dibandingkan untuk tiap lokasi gangguan untuk selanjutnya diambil arus terbesar pada saluran yang sama. Nilai

yang terbesar inilah yang pada akhirnya akan dievaluasi terhadap data listrik dari saluran apakah masih dalam batas yang diijinkan.

Dalam data listrik saluran, diketahui kemampuan kabel terhadap arus hubung singkat dalam waktu 1 detik. Nilai ini akan berbeda untuk luas penampang saluran yang berbeda pula. Dalam simulasi hubung singkat ETAP tersedia fasilitas untuk $\frac{1}{2}$ cycle, 1,5-4 cycles dan 30 cycles. Dalam evaluasi ini dilakukan analisa hubung singkat untuk 30 cycle. Hal ini karena data listrik yang tersedia dari saluran dalam selang waktu 1 detik atau 50 cycle untuk frekuensi sistem 50 hertz.

Kemampuan saluran (Kabel) Terhadap Arus Hubung Singkat

Dari analisa hubung singkat pada sistem dengan *software* ETAP, didapatkan data seperti pada tabel dibawah. Dari data tersebut akan diperoleh nilai terbesar arus hubung singkat dari suatu saluran untuk analisa hubung singkat pada bus yang berbeda.

Tabel 4.3 Arus Gangguan Yang Mengalir Pada Saluran

| No. | ID saluran | Besarnya arus gangguan (kA) saat lokasi gangguan di bus | | | | | |
|-----|-------------------|--|--------|--------|---------|---------|----------|
| | | 01-HVS-1100 | HVS-51 | HVS-65 | HVS-NEW | PS-2280 | PS-2281A |
| 1 | PS-2280 -TR-2280A | 8,644 | 0 | 0 | 0 | 5,750 | 9,363 |
| 2 | PS-2281A-HVS-1100 | 20,688 | 0 | 11,094 | 20,403 | 8,0 | 11,240 |
| 3 | HVS-NEW-HVS-1100 | 10,792 | 4,198 | 11,599 | 21,333 | 0 | 10,305 |
| 4 | HVS-6506-HVS-NEW | 10,792 | 4,198 | 11,599 | 10,879 | 0 | 10,305 |
| 5 | HVS-6506-HVS-5102 | 0 | 10,277 | 0 | 0 | 0 | 0 |

- a. Untuk saluran PS 2280-TR 2280A, $3 \times 300 \text{ mm}^2$ (saluran yang menghubungkan antara bus PS 2280 dan bus TR 2280A) didapatkan bahwa nilai arus hubung singkat terbesar pada saat terjadi hubung singkat pada bus PS-2281A dengan nilai arus hubung singkat yang lewat saluran yaitu 9,363 kA. Level tegangan pada bus adalah 11.5 kV dengan luas penampang konduktor 300 mm^2 .
Data pada tabel saluran / kabel didapatkan nilai sebesar 42.9 KA untuk tembaga dengan *level* tegangan dan luas penampang yang sama. Dengan demikian saluran ini masih dapat menahan arus hubung singkat tersebut.
- b. Untuk saluran PS-2281A-HVS-1100 $3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$ saluran yang menghubungkan antara bus PS 2281A dan bus 01-HVS-1100, arus hubung singkat terbesar pada hubung singkat bus 01-HVS-1100 dengan nilai 20,688 KA. Level tegangan pada bus adalah 6 KV dengan luas penampang konduktor 500 mm^2 .

Data saluran / kabel didapatkan sebesar 26,5 KA. Nilai ini masih diatas arus hubung singkat diatas. Dari data diatas arus hubung singkat masih dalam batas kapasitas hubung singkatnya.

- c. Untuk saluran HVS-NEW-HVS-1100, $3 \times 300 \text{ mm}^2$ (saluran yang menghubungkan antara bus 01-HVS-1100 dan bus HVS-NEW) didapatkan bahwa nilai arus hubung singkat terbesar pada saat terjadi hubung singkat pada bus HVS-NEW dengan nilai arus hubung singkat yang lewat saluran yaitu 21,333 kA. *Level* tegangan pada bus adalah 6 kV dengan luas penampang konduktor 300 mm^2 . Data pada tabel saluran / kabel didapatkan nilai sebesar 42.9 KA untuk tembaga dengan *level* tegangan dan luas penampang yang sama. Dengan demikian saluran ini masih dapat menahan arus hubung singkat tersebut.
- d. Untuk saluran HVS-65 - HVS-NEW, $3 \times 150 \text{ mm}^2$ (saluran yang menghubungkan antara bus HVS NEW dan bus HVS-65) didapatkan bahwa nilai arus hubung singkat terbesar pada saat terjadi hubung singkat pada bus HVS 65 dengan nilai arus hubung singkat yang lewat saluran yaitu 11,599 kA. *Level* tegangan pada bus adalah 6 kV dengan luas penampang konduktor 150 mm^2 . Data pada tabel saluran / kabel didapatkan nilai sebesar 21.5 KA untuk tembaga dengan level tegangan dan luas penampang yang sama. Dengan demikian saluran ini masih dapat menahan arus hubung singkat tersebut.
- e. Untuk saluran HVS-6506-HVS-5102 $3 \times (1 \times 300 \text{ mm}^2)$ (saluran yang menghubungkan antara bus HVS 65 dan bus HVS 51) didapatkan bahwa nilai arus hubung singkat terbesar pada saat terjadi hubung singkat pada bus HVS-

51 dengan nilai arus hubung singkat yang lewat saluran yaitu 10,277 kA. *Level* tegangan pada bus adalah 6 kV dengan luas penampang konduktor 300 mm². Data pada tabel saluran / kabel didapatkan nilai sebesar 42.9 KA untuk tembaga dengan *level* tegangan dan luas penampang yang sama. Dengan demikian saluran ini masih dapat menahan arus hubung singkat tersebut.

Tabel 4.4 Perbandingan Arus Hubung singkat Terbesar Dengan Kemampuan Saluran

| No. | ID Saluran | Arus Hubung singkat terbesar | | kapasitas hubung singkat 1 detik (KA) |
|-----|-------------------|------------------------------|----------|---------------------------------------|
| | | Gangguan di bus | Arus (A) | |
| 1 | PS-2280 -TR-2280A | PS 2281A | 9363 | 42.9 |
| 2 | PS-2281A-HVS-1100 | 01-HVS-1100 | 20688 | 26,5 |
| 3 | HVS-NEW-HVS-1100 | HVS-NEW | 21333 | 42.9 |
| 4 | HVS-6506-HVS-NEW | HVS 65 | 11599 | 21.5 |
| 5 | HVS-6506-HVS-5102 | HVS-51 | 10277 | 42.9 |

4.4.2 Kapasitas Pemutus Daya (CB)

Besarnya daya ketika terjadi hubung singkat adalah :

$$D_{hs} = \sqrt{3}(V_{pf})(I'') \times 10^{-6} \text{ MVA}$$

V_{pf} : Tegangan (L-L) sebelum gangguan pada titik gangguan (Volt)

I'' : Harga efektif arus hubung singkat awal simetris (Ampere)

Daya pemutusan (*Breaking Capacity*) besarnya adalah

$$D_{br} = k * D_{hs}$$

dimana k adalah konstante yang tergantung pada kecepatan (waktu) pemutusan.

Pada umumnya waktu pemutusan 0,06 hingga 0,1 detik (3-5 cycle). Untuk memberi faktor keamanan maka besar arus yang diputus *circuit breaker* (CB) harus lebih kecil dari arus hubung singkatnya. Yaitu dikalikan dengan faktor μ yang besarnya tergantung perbandingan antara arus hubung singkat (mendadak 3 phasa) dan arus nominal. Dengan demikian besarnya arus yang diputus CB adalah:

$$I_{br} = \mu I_{hs}.$$

Harga μ diambil 0,7.

Pada umumnya harga I_{hs} / I_{nom} lebih besar dari 5, oleh sebab itu dalam perhitungan dapat diambil $\mu = 0,7$.

Perhitungan arus sekejap (*momentary*), misal dilakukan hubung singkat pada bus HVS-NEW. Dari simulasi hubung singkat diketahui besarnya impedansi hubung singkat pada MVA base 100 adalah

$$Z = 6,8 + j 29,6$$

$$|Z| = 30,37 \Omega$$

besarnya arus hubung singkat adalah :

$$\begin{aligned} I_{sc \ 3ph} &= \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * kV * Z1} \\ &= \frac{100 \times 10^6}{1,732 \times 6.10^3 \times 30.37} \\ &= 30,49 \text{ KA} \end{aligned}$$

dari hasil perhitungan tersebut maka *circuit breaker* yang sesuai dengan spesifikasi : rating tegangan 6 kV, rating arus 630 A dan *breaking capacity* 31,5 kA (*short time current* pada 1 detik).

Berikut hasil simulasi hubung singkat 3 phasa untuk 0,5 *cycle* (arus *momentary*) pada rel / bus yang lain dengan sumber TG-66 dan GTG PG-2280.

Tabel 4.5 Arus Hubung Singkat Dan Tegangan Pragangguan

| Informasi bus | | Momentary duty (kA) | | Interrupting duty (kA) |
|---------------|------|---------------------|---------------------|------------------------|
| ID | KV | Symmetrical kA rms | Asymmetrical kA rms | |
| 01-HVS-1100 | 6 | 31,876 | 45,670 | 27,771 |
| HVS-51 | 6 | 11,876 | 12,986 | 10,097 |
| HVS-65 | 6 | 29,864 | 46,105 | 23,232 |
| HVS-NEW | 6 | 31,690 | 44,551 | 27,607 |
| HVS-NEW-11 | 6 | 31,690 | 44,551 | 27,607 |
| PS-2280 | 11.5 | 23,824 | 39,008 | 21,889 |
| PS-2281A | 6 | 32,970 | 51,63 | 28,806 |

Perhitungan CB pada masing-masing bus, adalah sebagai berikut:

- a. untuk bus 01-HVS-1100 dengan sumber GTG PG 2280 dan TG 66

Untuk 0,5 *cycle*

$$D_{hs} = \sqrt{3} \times 6 \text{ KV} \times 31,876 \text{ KA} \times 10^{-6}$$

$$= 331,265 \text{ MVA}$$

untuk waktu pemutusan 3-5 *cycle* dan $D_{hs} < 500 \text{ MVA}$,

maka :

$$D_{br} = k * D_{hs}$$

$$= 1,2 \times 331,265$$

$$= 397,5 \text{ MVA}$$

Karena pada umumnya harga $\mu = 0,7$, maka

$$\begin{aligned} I_{br} &= 0,7 \times 31,876 \\ &= 22,31 \text{ KA} \end{aligned}$$

- b. untuk bus HVS-NEW dengan sumber GTG PG-2280 dan TG-66

$$\begin{aligned} D_{hs} &= \sqrt{3} \times 6 \text{ KV} \times 31,69 \text{ KA} \times 10^{-6} \\ &= 329,33 \text{ MVA} \end{aligned}$$

untuk waktu pemutusan 3-5 *cycle* dan $D_{hs} < 500 \text{ MVA}$, maka

$$\begin{aligned} D_{br} &= k * D_{hs} \\ &= 1,2 \times 329,33 \\ &= 395,2 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Karena pada umumnya harga $\mu = 0,7$, maka

$$\begin{aligned} I_{br} &= 0,7 \times 31,69 \\ &= 22,183 \text{ KA} \end{aligned}$$

Dengan perhitungan seperti cara di atas, dapat dihitung juga pada bus-bus yang lain. Sehingga dapat diketahui daya pemutusan dan arus pemutusan CB-CB pada bus yang terdapat pada *line* interkoneksi.

Dari data CB yang ada dan dari simulasi / perhitungan dapat diperoleh hasil seperti pada tabel berikut :

Tabel 4.6 Kapasitas Hubung singkat CB

| Circuit Breaker ID | Data eksisting CB | | Momentary current (kA) | Daya Pemutusan Dbr (MVA) | Breaking current I _{br} (kA) |
|--------------------|---------------------|------------------------------|------------------------|--------------------------|---------------------------------------|
| | Nominal current (A) | Breaking capacity 1 dtk (kA) | | | |
| HVS 1100-01 | 1250 | 31,5 | 31.876 | 397,5 | 22,31 |
| HVS 1100-02 | 630 | 31,5 | 31.876 | 397,5 | 22,31 |
| HVS 5102 | 630 | 25 | 11.876 | 148,1 | 8,313 |
| HVS 6506 | 630 | 25 | 29.864 | 372,43 | 20,69 |
| HVS 6506B | 630 | 25 | 29.864 | 372,43 | 20,69 |
| HVS6502A | 1250 | 25 | 29.864 | 372,43 | 20,69 |
| HVS 6502B | 2000 | 25 | 29.864 | 372,43 | 20,69 |
| HVS NEW-1 | - | 25 | 31.690 | 395,2 | 22,18 |
| PS 2280-01 | 2500 | 31,5 | 23.824 | 297,1 | 16,6 |
| PS 2280-03 | 2000 | 31,5 | 23.824 | 297,1 | 16,6 |
| PS 2281A-01 | 2500 | 31,5 | 32.970 | 411 | 23,08 |
| PS 2281A-03 | 1250 | 31,5 | 32.970 | 411 | 23,08 |

Dalam tabel di atas dapat diketahui bahwa besarnya *breaking current* hasil perhitungan masih dibawah nilai *breaking capacity* dari *circuit breaker*. Sehingga CB masih mampu menahan arus gangguan jika terjadi hubung singkat pada bus / rel nya.

4.4.3 Kapasitas Busbar

Untuk analisa kapasitas hubung singkat busbar, arus hubung singkat dapat diperoleh dari simulasi hubung singkat dengan *ETAP Power Station*, pada saat pembangkitan maksimum. Dari arus hubung singkat ini diketahui besarnya arus *momentary simetris* yang melalui busbar.

Perhitungan arus hubung singkat pada busbar, misal terjadi hubung singkat pada bus HVS-NEW. Dengan perhitungan seperti yang telah ada sebelumnya maka arus hubung singkatnya adalah

$$\begin{aligned}
 I_{sc\ 3\ ph} &= \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} * kV * Z_1} \\
 &= \frac{100}{1,732 * 6 * 0,3037} \\
 &= 31,69\ KA
 \end{aligned}$$

Dengan arus gangguan di atas, maka busbar yang digunakan pada HVS-NEW sebaiknya mempunyai kemampuan hubung singkat (*short circuit capacity*) 31,5 kA , dengan rating tegangan 6 kV.

Tabel 4.7 Kapasitas Hubung Singkat Busbar

| ID BUS | Momentary current (kA) | Interrupting Current (kA) | Data eksisting busbar | | |
|-------------|------------------------|---------------------------|-----------------------|-------------------|----------------------------|
| | | | I nom (A) | Teg. Nominal (kV) | Shortcircuit capacity (kA) |
| PS-2280 | 23,583 | 21,761 | 2500 | 11,5 | 31,5 |
| PS-2281A | 32,085 | 28,392 | 2500 | 6 | 31,5 |
| PS-2281B | 24,284 | 21,954 | 2500 | 6 | 31,5 |
| 01-HVS-1100 | 31.876 | 27.771 | 1600 | 6 | 31,5 |
| HVS-NEW | 31.69 | 27.607 | 1600 | 6 | 31,5 |
| HVS-65 | 29.864 | 23.232 | 2500 | 6 | 25 |
| HVS-51 | 11.876 | 10.097 | 2500 | 6 | 25 |

Secara umum kemampuan hubung singkat busbar yang ada dan terpasang pada sistem masih sesuai dan mampu menahan jika terjadi gangguan hubung singkat. Hal ini bisa diketahui dari tabel diatas.

BAB V

KESIMPULAN

5.1 KESIMPULAN

Setelah dilakukan analisis mengenai kapasitas hubung singkat dan *setting* rele pengaman arus lebih (OCR) pada interkoneksi pembangkit Unit 7 & 8 dari uji coba program, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Ada beberapa rele arus lebih yang harus dilakukan *setting* ulang karena tidak selektif lagi dalam melindungi peralatan. Antara lain :
 - a. Rele INC PS-2281A, sebelum interkoneksi *Time delay* 0.7 ; Tap 0.65, setelah interkoneksi *Time delay* menjadi 1, sedangkan Tap 1.2.
 - b. Rele OUTG PS-2281A, sebelum interkoneksi *Time delay* 0.4 ; Tap 0.9, setelah interkoneksi *Time delay* menjadi 0.7, sedangkan Tap 1.3.
 - c. Rele INC 01-HVS1100, sebelum interkoneksi *Time delay* 0.05 ; Tap 0.85, setelah interkoneksi *Time delay* menjadi 0.7, sedangkan Tap 1.2.
 - d. Rele OUTG 01-HVS-1100, sebelum interkoneksi *Time delay* 0.057 ; Tap 0.75, setelah interkoneksi *Time delay* menjadi 0.4, sedangkan Tap 1.2.

Untuk *setting* rele yang lain masih selektif, sehingga tidak perlu dilakukan *setting* ulang kembali. Maka dari itu tetap dipertahankan pada posisi semula.

2. Evaluasi terhadap kemampuan hubung singkat peralatan, dimana kabel, pemutus daya (CB) dan busbar masih dalam batas kemampuan terhadap adanya arus hubung singkat, sehingga peralatan-peralatan tersebut masih

cukup mampu dan masih sesuai untuk sistem jika dilakukan interkoneksi pembangkit.

5.2 SARAN

Untuk pengembangan masih banyak yang bisa dilakukan antara lain:

1. Dalam *setting* rele pengaman perlu memperhatikan semua beban yang pada dua blok pembangkit, diantara Unit 7 dan Unit 8.
2. Perlu menganalisa *setting* rele *diffrensial* dan rele-rele yang lain.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. GEC Alsthom, " *Manual MCGG - Phase and Earth Fault* "
- [2]. IEEE. 1975. " *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System* ", std 242.
- [3]. IEEE, " *Applicatio of Out-of-Step Relaying for Small Generators in Distributed Generation* ".
- [4]. Irwin Lazar, " *Electrical System Analysis and Design for Industrial Plants* ", Mc Graw-Hill.
- [5]. Stevenson, William D., Jr.. 1984. " *Analisa Sistem Tenaga Listrik* ", Edisi Keempat. Jakarta: Penerbit Erlangga.
- [6]. Titarenko M Ivonovsky. 1976. " *Protective Relaying in Electric Power Systems* ", Moscow.

LAMPIRAN



BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama : DIDID CAHYADI
NIM : 02.12.055
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN & *SETTING* RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON UNIT 7&8 DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION*

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

Hari : Senin
Tanggal : 17 Maret 2008
Dengan Nilai : 80,24 (A) *by*



Ketua

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

Panitia Ujian :

Sekretaris

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

Peguji Pertama

(Ir. M. Abdul Hamid, MT)
NIP.Y. 101 8800 188

Anggota Penguji :

Peguji Kedua

(Irrine Budi Sulistiawati, ST, MT)
NIP. 132 314 400



FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI

Nama : DIDID CAHYADI
NIM : 02.12.055
Masa Bimbingan : 05 Nopember 2007 sampai 05 Mei 2008
Judul Skripsi : ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN & SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON UNIT 7&8 DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION

| No. | Tanggal | Uraian | Paraf |
|-----|---------|--|-------|
| 1. | | Abstraksi disempurnakan. | |
| 2. | | Algoritma diperjelas. | |
| 3. | | Tidak jelas saluran-salurannya, nama membingungkan tidak ada single line diagramnya ! | |
| 4. | | Kesimpulan sesuaikan tujuan. | |
| 5. | | Daftar pustaka diperbaiki. | |
| 6. | | Tulis isi skripsi dengan jelas sesuai dengan survei saudara. | |
| 7. | | Jelaskan maksud interkoneksi pada tempat survei saudara ! | |
| 8. | | Impedansi dalam % diperbaiki ! | |
| 9. | | Penentuan nilai setting tidak jelas kriteria nama yang dipakai ! Dihitung lagi untuk range terkecil dan range terbesar, baru dianalisa (hal 56 contohnya). | |
| 10. | | Bagaiman cara melakukan analisa hubung singkat? Bagaimana bentuk rangkaian pengganti analisa h-s ? | |
| 11. | | Jelaskan perbedaan antara setting dalam detik dan cycle. | |

Disetujui :
Penguji Kedua

(Irrine Budi Sulistiawati, ST, MT)
NIP. 132 314 400

Dosen Pembimbing I

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

Mengetahui :

Dosen Pembimbing II

(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)
NIP. Y 101 880 0189



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : DIDID CAHAYADI
Nim : 02.12.0055
Masa Bimbingan : 5 November 2007 / 5 Mei 2008
Judul Skripsi : ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON UNIT 7 & 8 DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION

| No. | Tanggal | Uraian | Paraf Pembimbing |
|-----|----------|---|------------------|
| 1. | 07/12 07 | Bab I : Aritum disesmaikan | |
| 2. | 14/12 07 | Bab II jangan terlalu panjang (banyak ya dibahds) | |
| 3. | 4/01 08 | Bab III Single Line diagram inter koneksi PLTU Paiton 7&8 | |
| 4. | 11/01 08 | Lanjutkan bab IV, cocokan bab sbli | |
| 5. | 08/02 08 | Revisi tabel | |
| 6. | 14/02 08 | Hasil analisa hub. dg kesimp. | |
| 7. | 22/02 08 | Revisi kesimpulan | |
| 8. | 27/02 08 | Lengkapi seluruh skripsi | |
| 9. | 05/03 08 | Cek ujian | |
| 10. | | | |

Malang,

Dosen Pembimbing I,

Ir. Teguh Herbasuki, MT

NIP. Y 1038900209



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : DIDID CAHYADI
Nim : 02.12.055
Masa Bimbingan : 5 November 2007 s/d 5 Mei 2008
Judul Skripsi : ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN
DAN *SETTING* RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR)
PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON
UNIT 7 & 8 DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP*
POWER STATION

| No. | Tanggal | Uraian | Paraf Pembimbing |
|-----|----------|---|------------------|
| 1. | 12-12-07 | Bimbingan bab I dan II. Revisi tata cara penulisan dan isi. | |
| 2. | 29-12-07 | Revisi Bab II. Revisi pustaka dicantukan untuk gambar. | |
| 3. | 12-01-08 | Bimbingan bab III. Revisi algoritma dan <i>flowchart</i> . | |
| 4. | 20-01-08 | Revisi Bab III. Single line diagram dicantumkan. Lanjutkan ke Bab IV. Analisa hasil. | |
| 5. | 31-01-08 | Bimbingan bab IV. Tabel dijadikan satu, jangan dipisahkan. | |
| 6. | 7-02-08 | Revisi Bab IV. Perbaiki format penulisan. Lanjutkan ke Bab V. | |
| 7. | 12-02-08 | Bimbingan Bab V. Revisi kesimpulan, diperjelas lagi. | |
| 8. | 20-02-08 | Acc Seminar Hasil. | |
| 9. | 29-02-08 | Acc Ujian Skripsi. | |
| 10. | | | |

Malang, 2008
Dosen Pembimbing II,

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



Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak. **Ir. Teguh Herbasuki, MT**
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : DIDID CAHYADI
Nim : 02.12.055
Jurusan /: Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

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

**“ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN
DAN SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR)
PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON
UNIT 7 & 8 DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP
POWER STATION*”**

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

Malang, Agustus 2007

Hormat kami,

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip. 1039500274

DIDID CAHYADI

*) coret yang tidak perlu



PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa :

Nama : DIDID CAHYADI
Nim : 02.12.055
Semester : XI (sebelas)
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

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

“ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON UNIT 7 & 8 DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION”

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, Agustus 2007

Kami Yang Membuat Pernyataan,

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP. Y 1038900209

Catatan

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

*)corot yang tidak perlu



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 N'AGA MALANG

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

Malang, 27 Nopember 2007

Nomor : ITN-617/I.TA/2/2007
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**
Kepada : Yth. Sdr. Ir. **TEGUH HERBASUKI, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

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

Nama : DIDID CAHAYADI
Nim : 0212055
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

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

05 Nopember 2007 s/d 05 Mei 2008

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

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



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

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

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

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

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : DIDID CAHYADI
Nim : 02.12.055
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

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

**“ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN
DAN SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR)
PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON
UNIT 7 & 8 DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP
POWER STATION*”**

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

Malang, Agustus 2007

Hormat kami,

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip. 1039500274

DIDID CAHYADI

*) coret yang tidak perlu



PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa :

Nama : DIDID CAHYADI
Nim : 02.12.055
Semester : XI (sebelas)
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik


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

“ANALISA KAPASITAS HUBUNG SINGKAT PERALATAN DAN SETTING RELE PENGAMAN ARUS LEBIH (OCR) PADA INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI PLTU PAITON UNIT 7 & 8 DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION*”

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, Agustus 2007

Kami Yang Membuat Pernyataan,


Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. Y 1018800189

Catatan

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

*)coret yang tidak perlu



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

Malang, 27 Nopember 2007

Nomor : ITN-618/I.TA/2/2007
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**
Kepada : Yth. Sdr. Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

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

Nama : DIDID CAHAYADI
Nim : 0212055
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

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

05 Nopember 2007 s/d 05 Mei 2008

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

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



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

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

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/~~Teknik Elektronika*~~

| | | |
|---|---|--|
| 1. | Nama Mahasiswa: <u>Didid Cahyadi</u> | Nim: <u>02.12.055</u> |
| 2. | Keterangan | Tanggal |
| | Pelaksanaan | <u>5-11-2007</u> |
| Waktu | | |
| Tempat | | |
| Ruang: | | |
| Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**) | | |
| 3. | <input checked="" type="checkbox"/> a. Sistem Tenaga Elektrik | e. Elektronika & Komponen |
| | <input type="checkbox"/> b. Energi & Konversi Energi | f. Elektronika Digital & Komputer |
| | <input type="checkbox"/> c. Tegangan Tinggi & Pengukuran | g. Elektronika Komunikasi |
| | <input type="checkbox"/> d. Sistem Kendali Industri | h. lainnya |
| | | |
| 4. | Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa | <u>Analisa Kapasitas Hubung Singkat, Peralasan dan Setting Rel. Pengaman Arus leleh (OCR) pada Interkoneksi Pembangkit di PLTA Paton Unit 7 & 8 dengan Menggunakan Software ETAP Power station</u> |
| 5. | Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian | |
| 6. | Catatan: | |
| | Gatan: | |
| Persetujuan Judul Skripsi | | |
| 7. | Disetujui, Dosen Keahlian I | Disetujui, Dosen Keahlian II |
| | Ir. F. Yudi Limpraptono, MT | Ir. Teguh Herbasuki, MT |
| | Mengetahui, Ketua Jurusan. | Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs |
| | <u>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</u> NIP. P. 1039500274 | Ir. Teguh Herbasuki, MT |

Perhatian:

1. Keterangan: *) Coret yang tidak perlu

**) dilingkari a, b, c, atau g sesuai bidang keahlian

HOLD LIST

- 1. FOR LATER APPROVAL
- 2. FOR LATER QUANTITIES AND LOGIC
- 3. POWER SOURCE FOR SEWER TREATMENT PLANT

REFERENCE DRAWINGS

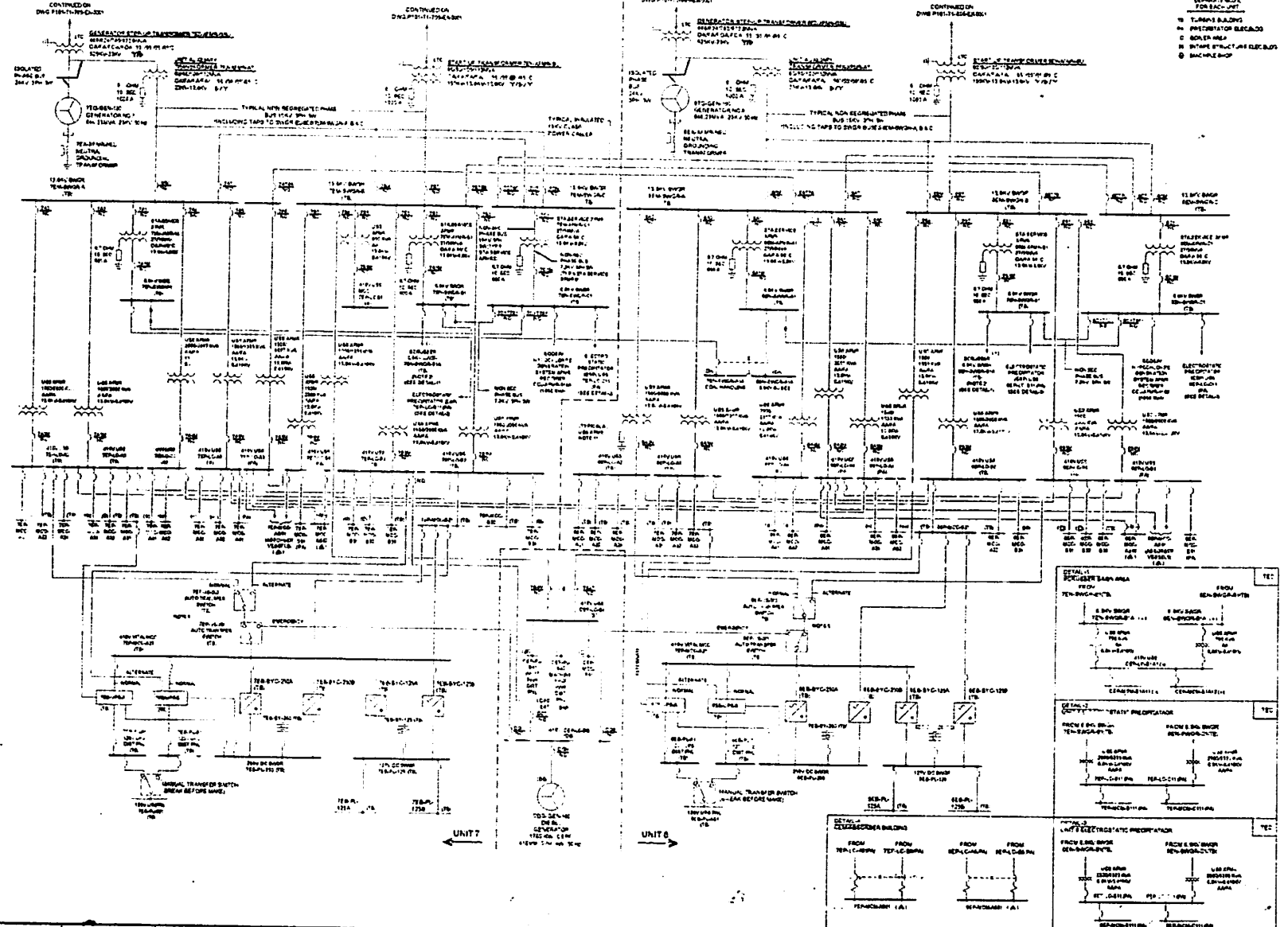
- PH-71-70-00-000 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-001 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-002 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-003 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-004 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-005 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-006 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-007 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-008 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-009 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-010 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-011 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-012 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-013 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-014 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-015 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-016 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-017 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-018 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-019 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-020 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-021 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-022 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-023 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-024 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-025 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-026 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-027 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-028 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-029 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-030 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-031 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-032 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-033 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-034 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-035 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-036 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-037 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-038 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-039 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-040 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-041 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-042 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-043 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-044 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-045 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-046 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-047 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-048 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-049 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM
- PH-71-70-00-050 - SEE, GEN. ONE LINE DIAGRAM

LOCATION LEGEND

- 1. CONTROL BLDG.
- 2. BOTH UNITS
- 3. CONTROL BLDG.
- 4. CONTROL BLDG.
- 5. CONTROL BLDG.
- 6. CONTROL BLDG.
- 7. CONTROL BLDG.
- 8. CONTROL BLDG.
- 9. CONTROL BLDG.
- 10. CONTROL BLDG.
- 11. CONTROL BLDG.
- 12. CONTROL BLDG.
- 13. CONTROL BLDG.
- 14. CONTROL BLDG.
- 15. CONTROL BLDG.
- 16. CONTROL BLDG.
- 17. CONTROL BLDG.
- 18. CONTROL BLDG.
- 19. CONTROL BLDG.
- 20. CONTROL BLDG.
- 21. CONTROL BLDG.
- 22. CONTROL BLDG.
- 23. CONTROL BLDG.
- 24. CONTROL BLDG.
- 25. CONTROL BLDG.
- 26. CONTROL BLDG.
- 27. CONTROL BLDG.
- 28. CONTROL BLDG.
- 29. CONTROL BLDG.
- 30. CONTROL BLDG.
- 31. CONTROL BLDG.
- 32. CONTROL BLDG.
- 33. CONTROL BLDG.
- 34. CONTROL BLDG.
- 35. CONTROL BLDG.
- 36. CONTROL BLDG.
- 37. CONTROL BLDG.
- 38. CONTROL BLDG.
- 39. CONTROL BLDG.
- 40. CONTROL BLDG.
- 41. CONTROL BLDG.
- 42. CONTROL BLDG.
- 43. CONTROL BLDG.
- 44. CONTROL BLDG.
- 45. CONTROL BLDG.
- 46. CONTROL BLDG.
- 47. CONTROL BLDG.
- 48. CONTROL BLDG.
- 49. CONTROL BLDG.
- 50. CONTROL BLDG.
- 51. CONTROL BLDG.
- 52. CONTROL BLDG.
- 53. CONTROL BLDG.
- 54. CONTROL BLDG.
- 55. CONTROL BLDG.
- 56. CONTROL BLDG.
- 57. CONTROL BLDG.
- 58. CONTROL BLDG.
- 59. CONTROL BLDG.
- 60. CONTROL BLDG.
- 61. CONTROL BLDG.
- 62. CONTROL BLDG.
- 63. CONTROL BLDG.
- 64. CONTROL BLDG.
- 65. CONTROL BLDG.
- 66. CONTROL BLDG.
- 67. CONTROL BLDG.
- 68. CONTROL BLDG.
- 69. CONTROL BLDG.
- 70. CONTROL BLDG.
- 71. CONTROL BLDG.
- 72. CONTROL BLDG.
- 73. CONTROL BLDG.
- 74. CONTROL BLDG.
- 75. CONTROL BLDG.
- 76. CONTROL BLDG.
- 77. CONTROL BLDG.
- 78. CONTROL BLDG.
- 79. CONTROL BLDG.
- 80. CONTROL BLDG.
- 81. CONTROL BLDG.
- 82. CONTROL BLDG.
- 83. CONTROL BLDG.
- 84. CONTROL BLDG.
- 85. CONTROL BLDG.
- 86. CONTROL BLDG.
- 87. CONTROL BLDG.
- 88. CONTROL BLDG.
- 89. CONTROL BLDG.
- 90. CONTROL BLDG.
- 91. CONTROL BLDG.
- 92. CONTROL BLDG.
- 93. CONTROL BLDG.
- 94. CONTROL BLDG.
- 95. CONTROL BLDG.
- 96. CONTROL BLDG.
- 97. CONTROL BLDG.
- 98. CONTROL BLDG.
- 99. CONTROL BLDG.
- 100. CONTROL BLDG.

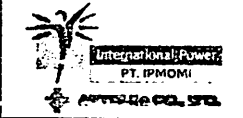
NOTES

1. ALL 15KV UNITS TRANSFORMER NEUTRAL ARE HIGH RESISTANCE GROUNDING WITH FUSIBLE DISCONNECT SWITCH
2. SEWER TREATMENT PLANT CONTROL BUILDING LOCATED IN PHASE 1000' NORTH OF 15KV UNITS CONTROL BUILDING LOCATED AT SEWER HYDRO-PNEUMATIC POWER PLANT SEWER CONTROL BUILDING LOCATED AT SEWER TREATMENT PLANT
3. ALL 15KV UNITS 15KV UNITS TRANSFORMERS ARE CONNECTED DELTA (30KV UNITS ARE WYE)
4. REFERENCE DRAWINGS LISTED AT BOTTOM RIGHT ARE FULL LIST. THESE DRAWINGS ARE NOT TO BE USED UNLESS THEY HAVE SAME DRAWING NUMBER AND TITLE AS THIS DRAWING. RECEIPT TITLE OF UNIT DRAWING WITH THESE DRAWINGS WILL BE IN USE UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
5. AUTO TRANSFORMER SWITCHES ARE LOCATED IN UNIT MCC TRANSFORMER & WIND-UP AS INDICATED.



| | | |
|------------|--------------------------|-------------|
| DATE | DESCRIPTION | |
| 01/10/2000 | REWORKING | |
| 01/20/1999 | AS BUILT | |
| 01/10/1997 | RELEASE FOR CONSTRUCTION | |
| REV | DATE | DESCRIPTION |

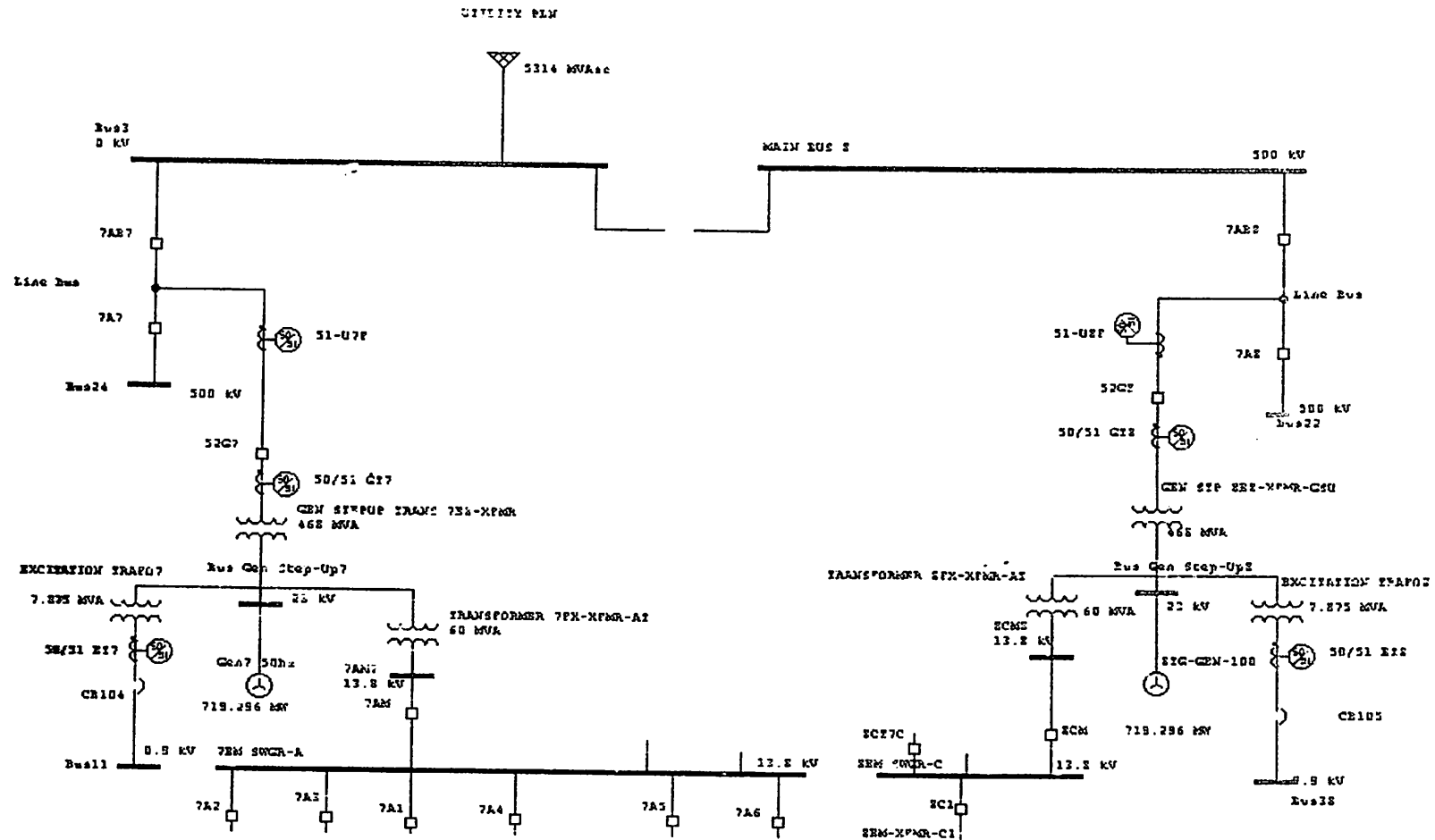
| | |
|-------------|----------|
| APPROVED BY | V. JAVEL |
| CHECKED BY | A. RIZI |
| DRAWN BY | B. JAVEL |



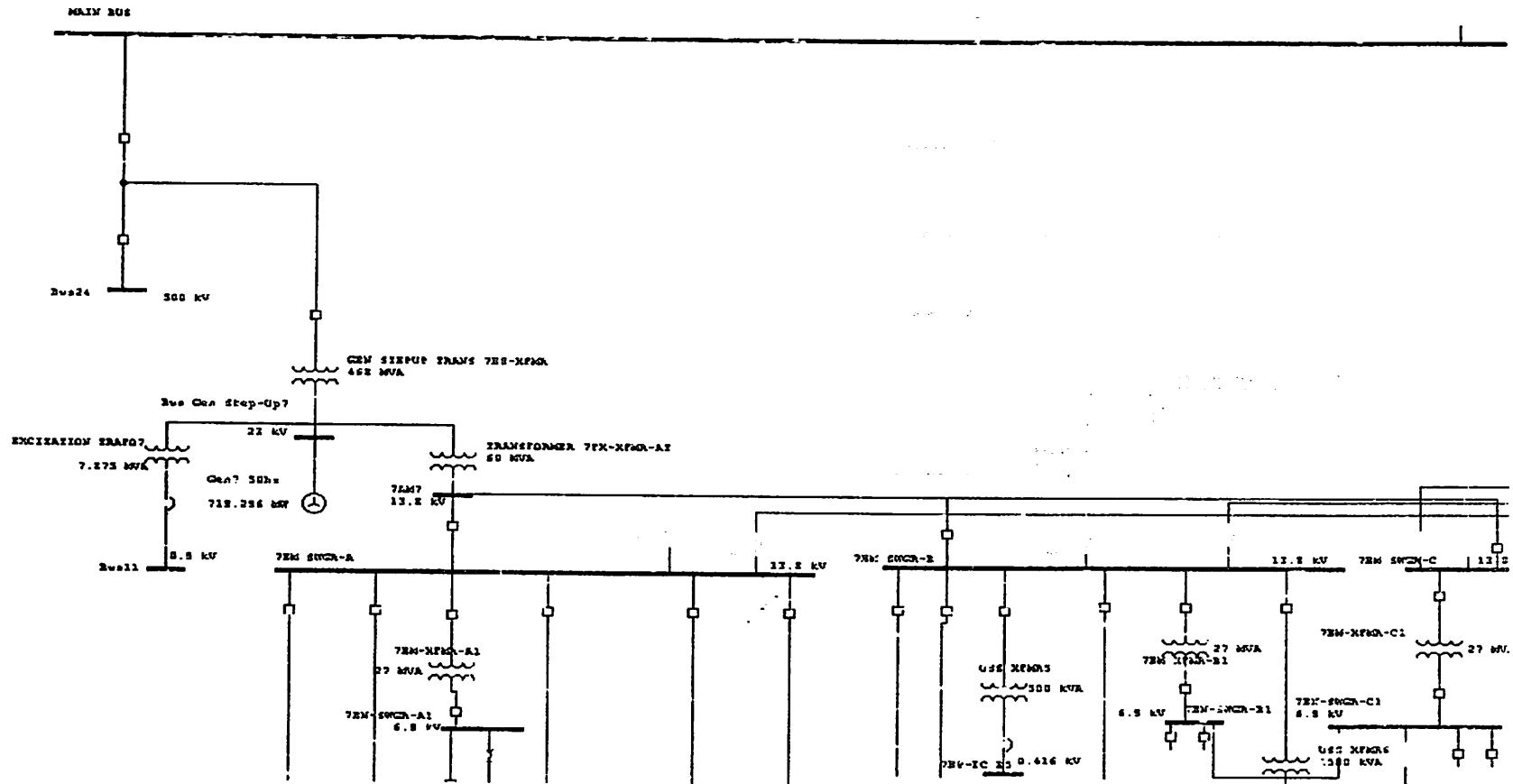
PAISON PRIVATE POWER
PHASE 1 - UNITS 7 & 8

DRAWING TITLE
KEY ONE LINE DIAGRAM

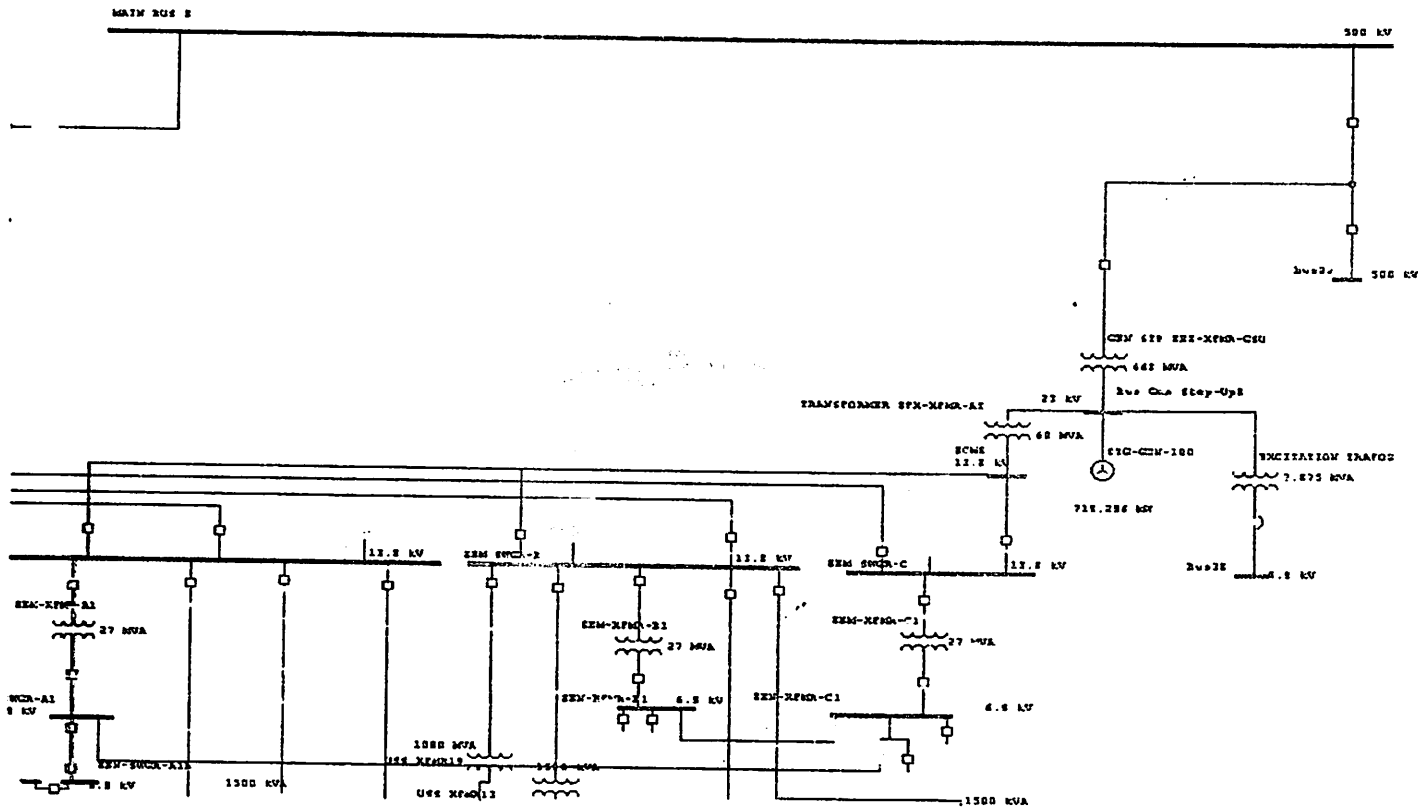
| | | | |
|-------------|---------------------|-----|----|
| DRAWING NO: | G101-71-C05-EX-0001 | REV | 02 |
| SCALE: NONE | | | |



Feeder-feeder yang menghubungkan Bus unit 7 & 8



Line Interkoneksi Pada Bus Generator Step Up 7, Bus 7AM7, dan Bus 7EM SWGR-A



Line Interkoneksi Pada Bus Generator Step Up 8, Bus 8CM8, dan Bus 8EM SWGR-C

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 10
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus Gen Step-Up7**

Nominal kV = 23.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 22.466 = 102.38 % of base kV

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 cycle | | | | |
|------------------|------------------|--------------|---------|--------------|------------|--------------------|----------------|---------|--------------|------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus Gen Step-Up7 | Total | 0.00 | 2.349 | -177.035 | 75.4 | 177.051 | 0.00 | 2.349 | -177.035 | 75.4 | 177.051 |
| Bus 11 | Bus Gen Step-Up7 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Main Bus | Bus Gen Step-Up7 | 55.32 | 0.800 | -64.250 | 80.3 | 64.255 | 55.32 | 0.800 | -64.250 | 80.3 | 64.255 |
| 7AM7 | Bus Gen Step-Up7 | 21.78 | 0.193 | -3.868 | 20.1 | 3.872 | 21.78 | 0.193 | -3.868 | 20.1 | 3.872 |
| Gen7 50hz | Bus Gen Step-Up7 | 100.00 | 1.356 | -108.918 | 80.3 | 108.926 | 100.00 | 1.356 | -108.918 | 80.3 | 108.926 |

NACD Ratio = 0.38

- # Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
- * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 11
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config.: Normal

MOMENTARY DUTY Summary Report

-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Momentary Duty | | | | Device Capability | | | |
|-----------------|--------|------------------|------|-----------------|--------------|-------|------------------|--------------------|-----------------|------------------|--------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest | Symm. kA rms | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest |
| as Gen Step-Up7 | 23.000 | Bus Gen Step-Up7 | Bus | 177.051 | 79.1 | 1.687 | 298.753 | 491.025 | | | |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
 V CB interrupting capability is adjusted based on Bus nominal voltage
 Protective device duty is calculated based on total fault current
 Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 12
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config.: Normal

INTERRUPTING DUTY Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Interrupting Duty | | | Device Capability | | | | |
|------------------|--------|--------|------|-------------------|-----------|------|-------------------|----|---------|------------|---------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Adj. Sym. kA rms | kV | Test PF | Rated Int. | Adjusted Int. |
| Bus Gen Step-Up7 | 23.000 | | | 177.051 | 79.1 | | | | | | |

Method: IFEE - X/R is calculated from separate R. & X networks.

HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 10
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: 7EM SWGR-A

Nominal kV = 13.800 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 13.480 = 102.38 % of base kV

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 cycle | | | | |
|------------------|------------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| 7EM SWGR-A | Total | 0.00 | 1.123 | -35.106 | 31.3 | 35.124 | 0.00 | 1.123 | -35.106 | 31.3 | 35.124 |
| 7EN-SWGR-A1 | 7EM SWGR-A | 33.82 | 0.156 | -5.876 | 37.6 | 5.878 | 33.82 | 0.156 | -5.876 | 37.6 | 5.878 |
| 7EP-LC-A5 | 7EM SWGR-A | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 |
| 7EP-LC-A2 | 7EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-A2 | 7EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-A4 | 7EM SWGR-A | 28.99 | 0.052 | -0.419 | 8.0 | 0.422 | 28.99 | 0.052 | -0.419 | 8.0 | 0.422 |
| 7EP-LC-A5 | 7EM SWGR-A | 67.33 | 0.076 | -0.484 | 6.4 | 0.490 | 67.33 | 0.076 | -0.484 | 6.4 | 0.490 |
| Bus Gen Step-Up7 | 7AM7 | 90.69 | 0.658 | -26.869 | 40.9 | 26.877 | 90.69 | 0.658 | -26.869 | 40.9 | 26.877 |
| 7EN-SWGR-C1 | 7EM SWGR-C | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EN-SWGR-B1 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B5 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.900 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B2 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B3 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| CEP-LC-B4 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B6 | 7EM SWGR-B | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 |
| *7AM7 | 7EM SWGR-A | 0.00 | 0.748 | -27.598 | 36.9 | 27.608 | 0.00 | 0.748 | -27.598 | 36.9 | 27.608 |
| *7EM SWGR-B | 7AM7 | 0.00 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 | 0.00 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 |
| *7AM7 | 7EM SWGR-C | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 11
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

MOMENTARY DUTY Summary Report

Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Momentary Duty | | | | | Device Capability | | |
|----------|--------|------------|-------------|-----------------|--------------|-------|------------------|--------------------|-------------------|------------------|--------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest | Symm. kA rms | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest |
| M SWGR-A | 13.800 | 7EM SWGR-A | Bus | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | | | |
| | 13.800 | 7A1 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | 36.800* | 62.100* | |
| | 13.800 | 7A2 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | 37.000* | 62.100* | |
| | 13.800 | 7A3 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | 37.000* | 62.100* | |
| | 13.800 | 7A4 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | 37.000* | 62.100* | |
| | 13.800 | 7A5 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | 37.000* | 62.100* | |
| | 13.800 | 7A6 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | 37.000* | 62.100* | |
| | 13.800 | 7A6 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | 37.000* | 62.100* | |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

* CB interrupting capability is adjusted based on Bus nominal voltage

† Protective device duty is calculated based on total fault current

‡ Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 12
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

INTERRUPTING DUTY Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Interrupting Duty | | | | Device Capability | | | |
|------------|--------|--------|-------------|-------------------|-----------|-------|------------------|-------------------|---------|------------|---------------|
| ID | kV | ID | Type | Sym. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Adj. Sym. kA rms | kV | Test PF | Rated Int. | Adjusted Int. |
| 7EM SWGR-A | 13.800 | 7A1 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7A2 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7A3 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7A1 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7A4 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7A5 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7A6 | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C

Study Case: SC

Page: 10
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: 7AM7

Nominal kV = 13.800 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 13.480 = 102.38 % of base kV

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 cycle | | | | |
|------------------|------------|--------------|---------|--------------|------------|--------------------|----------------|---------|--------------|------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude |
| 7AM7 | Total | 0.00 | 1.123 | -35.106 | 31.3 | 35.124 | 0.00 | 1.123 | -35.106 | 31.3 | 35.124 |
| Bus Gen Step-Up7 | 7AM7 | 90.69 | 0.658 | -26.869 | 40.9 | 26.877 | 90.69 | 0.658 | -26.869 | 40.9 | 26.877 |
| 7EN-SWGR-C1 | 7EM SWGR-C | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EN-SWGR-B1 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B5 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B2 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B3 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| CEP-LC-B4 | 7EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-B6 | 7EM SWGR-B | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 |
| 7EN-SWGR-A1 | 7EM SWGR-A | 33.82 | 0.156 | -5.876 | 37.6 | 5.878 | 33.82 | 0.156 | -5.876 | 37.6 | 5.878 |
| 7EP-LC-A5 | 7EM SWGR-A | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 | 67.33 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 |
| 7EP-LC-A2 | 7EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-A2 | 7EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 7EP-LC-A4 | 7EM SWGR-A | 28.99 | 0.052 | -0.419 | 8.0 | 0.422 | 28.99 | 0.052 | -0.419 | 8.0 | 0.422 |
| 7EP-LC-A5 | 7EM SWGR-A | 67.33 | 0.076 | -0.484 | 6.4 | 0.490 | 67.33 | 0.076 | -0.484 | 6.4 | 0.490 |
| *7EM SWGR-A | 7AM7 | 0.00 | 0.375 | -7.508 | 20.0 | 7.517 | 0.00 | 0.375 | -7.508 | 20.0 | 7.517 |
| *7EM SWGR-B | 7AM7 | 0.00 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 | 0.00 | 0.091 | -0.729 | 8.0 | 0.735 |
| *7AM7 | 7EM SWGR-C | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D121

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 11
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config.: Normal

MOMENTARY DUTY Summary Report

Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Momentary Duty | | | | | Device Capability | | |
|-----|--------|--------|-------------|-----------------|--------------|-------|------------------|--------------------|-------------------|------------------|--------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest | Symm. kA rms | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest |
| M7 | 13.800 | 7AM7 | Bus | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | | | |
| | 13.800 | 7AM | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | | 36.800* | 62.100* |
| | 13.800 | 7BM | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | | 36.800* | 62.100* |
| | 13.800 | 7CM | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.639 | 57.552 | 95.263 | | 36.800* | 62.100* |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

CB interrupting capability is adjusted based on Bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C

Study Case: SC

Page: 12
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

INTERRUPTING DUTY Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Interrupting Duty | | | | Device Capability | | | |
|------|--------|--------|-------------|-------------------|--------------|-------|---------------------|-------------------|------------|---------------|------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Adj. Sym. kA rms | kV | Test PF | Rated Int. | Adjusted Int. |
| 7AM7 | 13.800 | 7AM | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7BM | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 7CM | 5 cy Sym CB | 35.124 | 36.6 | 1.190 | 41.813 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

* HV-CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 10
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus Gen Step-Up8

Nominal kV = 22.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 22.466 = 102.38 % of base kV

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 cycle | | | | |
|------------------|------------------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus Gen Step-Up8 | Total | 0.00 | 1.553 | -112.837 | 72.6 | 112.847 | 0.00 | 1.553 | -112.837 | 72.6 | 112.847 |
| Bus38 | Bus Gen Step-Up8 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Main BUS | Bus Gen Step-Up8 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8CM8 | Bus Gen Step-Up8 | 22.07 | 0.197 | -3.919 | 19.9 | 3.924 | 22.07 | 0.197 | -3.919 | 19.9 | 3.924 |
| 8TG-GEN-100 | Bus Gen Step-Up8 | 100.00 | 1.356 | -108.918 | 80.3 | 108.926 | 100.00 | 1.356 | -108.918 | 80.3 | 108.926 |

NACD Ratio = 0.03

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 11
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

MOMENTARY DUTY Summary Report

-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Momentary Duty | | | | | Device Capability | | |
|------------------|--------|------------------|------|-----------------|--------------|-------|------------------|--------------------|-------------------|------------------|--------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest | Symm. kA rms | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest |
| Bus Gen Step-Up8 | 23.000 | Bus Gen Step-Up8 | Bus | 112.847 | 78.4 | 1.687 | 190.372 | 312.910 | | | |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
 V CB interrupting capability is adjusted based on Bus nominal voltage
 Protective device duty is calculated based on total fault current
 Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D:\2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 12
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config.: Normal

INTERRUPTING DUTY Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Interrupting Duty | | | Device Capability | | | | |
|------------------|--------|--------|------|-------------------|-----------|------|-------------------|----|---------|------------|---------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Adj. Sym. kA rms | kV | Test PF | Rated Int. | Adjusted Int. |
| Bus Gen Step-Up8 | 23.000 | | | 112.847 | 78.4 | | | | | | |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 10
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: 8EM SWGR-C

Nominal kV = 13.800 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 13.480 = 102.38 % of base kV

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 cycle | | | | |
|------------------|------------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| 8EM SWGR-C | Total | 0.00 | 1.087 | -33.848 | 31.1 | 33.865 | 0.00 | 1.087 | -33.848 | 31.1 | 33.865 |
| 8EN-XFMR-C1 | 8EM SWGR-C | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus Gen Step-Up8 | 8CM8 | 85.97 | 0.607 | -25.470 | 41.9 | 25.478 | 35.97 | 0.607 | -25.170 | 41.9 | 25.478 |
| 8EN-SWGR-A1 | 8EM SWGR-A | 34.40 | 0.163 | -5.976 | 36.6 | 5.978 | 34.40 | 0.163 | -5.976 | 36.6 | 5.978 |
| 8EP-LC-A4 | 8EM SWGR-A | 39.32 | 0.054 | -0.426 | 8.0 | 0.429 | 39.32 | 0.054 | -0.426 | 8.0 | 0.429 |
| 8EP-LC-A2 | 8EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-A3 | 8EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-A6 | 8EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-A5 | 8EM SWGR-A | 0.32 | 0.263 | -1.976 | 7.5 | 1.993 | 0.32 | 0.263 | -1.976 | 7.5 | 1.993 |
| 8EN-XFMR-B1 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-B2 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-B3 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-B5 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| *8EM SWGR-B | 8CM8 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 50.3 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 50.3 | 0.000 |
| *8EM SWGR-A | 8CM8 | 0.00 | 0.480 | -8.378 | 17.5 | 8.391 | 0.00 | 0.480 | -8.378 | 17.5 | 8.391 |
| *8CM8 | 8EM SWGR-C | 0.00 | 1.087 | -33.848 | 31.1 | 33.865 | 0.00 | 1.087 | -33.848 | 31.1 | 33.865 |

NACD Ratio = 1.00

- # Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
- * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C

Study Case: SC

Page: 11
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

MOMENTARY DUTY Summary Report

-Phase Fault Currents: (Pre-fault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Momentary Duty | | | | | Device Capability | | |
|-----------|--------|------------|-------------|-----------------|--------------|-------|-----------------|-------------------|-------------------|-----------------|-------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Asym. kA rms | Asym. kA Crest | Symm. kA rms | Asym. kA rms | Asym. kA Crest |
| EM SWGR-C | 13.800 | 8EM SWGR-C | Bus | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | | |
| | 13.800 | 8CM | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | 40.000* | 62.100* |
| | 13.800 | 8CT7C | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | 36.800* | 62.100* |
| | 13.800 | 8C1 | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | 36.800* | 62.100* |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

5 kV CB interrupting capability is adjusted based on Bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 12
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

INTERRUPTING DUTY Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Interrupting Duty | | | | Device Capability | | | |
|------------|--------|--------|-------------|-------------------|-----------|-------|------------------|-------------------|---------|------------|---------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Adj. Sym. kA rms | kV | Test PF | Rated Int. | Adjusted Int. |
| 8EM SWGR-C | 13.800 | 8CM | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.194 | 40.433 | 15.000 | | 18.000 | 19.565 * |
| | 13.800 | 8CT7C | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.194 | 40.433 | 15.000 | | 18.000 | 19.565 * |
| | 13.800 | 8C1 | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.194 | 40.433 | 15.000 | | 18.000 | 19.565 * |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C

Study Case: SC

Page: 10
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: 8CM8

Nominal kV = 13.800 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 13.480 = 102.38 % of base kV

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 cycle | | | | |
|------------------|------------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| 8CM8 | Total | 0.00 | 1.087 | -33.848 | 31.1 | 33.865 | 0.00 | 1.087 | -33.848 | 31.1 | 33.865 |
| Bus Gen Step Up8 | 8CM8 | 85.97 | 0.607 | -25.470 | 41.9 | 25.478 | 85.97 | 0.607 | -25.470 | 41.9 | 25.478 |
| 8EN-XFMR-C1 | 8EM SWGR-C | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EN-SWGR-A1 | 8EM SWGR-A | 34.40 | 0.163 | -5.976 | 36.6 | 5.978 | 34.40 | 0.163 | -5.976 | 36.6 | 5.978 |
| 8EP-LC-A4 | 8EM SWGR-A | 39.32 | 0.054 | -0.426 | 8.0 | 0.429 | 39.32 | 0.054 | -0.426 | 8.0 | 0.429 |
| 8EP-LC-A2 | 8EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-A3 | 8EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-A6 | 8EM SWGR-A | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-A5 | 8EM SWGR-A | 0.32 | 0.263 | -1.976 | 7.5 | 1.993 | 0.32 | 0.263 | -1.976 | 7.5 | 1.993 |
| 8EN-XFMR-B1 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-B2 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-B3 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| 8EP-LC-B6 | 8EM SWGR-B | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| * 8EM SWGR-B | 8CM8 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 50.3 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 50.3 | 0.000 |
| * 8EM SWGR-A | 8CM8 | 0.00 | 0.480 | -8.378 | 17.5 | 8.391 | 0.00 | 0.480 | -8.378 | 17.5 | 8.391 |
| * 8CM8 | 8EM SWGR-C | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D12D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 11
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

MOMENTARY DUTY Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Momentary Duty | | | | | Device Capability | | |
|-----|--------|--------|-------------|-----------------|--------------|-------|------------------|--------------------|-------------------|------------------|--------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest | Symm. kA rms | Asymm. kA rms | Asymm. kA Crest |
| M8 | 13.800 | 8CM8 | Bus | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | | |
| | 13.800 | 8CM | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | 40.000* | 62.100* |
| | 13.800 | 8ABM | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | 36.800* | 62.100* |
| | 13.800 | 8AM | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.640 | 55.530 | 91.902 | | 36.800* | 62.100* |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

* CB interrupting capability is adjusted based on Bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: DI2D

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: SC

Page: 12
 Date: 03-14-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

INTERRUPTING DUTY Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

| Bus | | Device | | Interrupting Duty | | | | Device Capability | | | |
|------|--------|--------|-------------|-------------------|--------------|-------|---------------------|-------------------|------------|---------------|------------------|
| ID | kV | ID | Type | Symm. kA rms | X/R Ratio | M.F. | Adj. Sym. kA rms | kV | Test PF | Rated Int. | Adjusted Int. |
| 8CM8 | 13.800 | 8CM | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.194 | 40.433 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 8A13M | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.194 | 40.433 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |
| | 13.800 | 8AM | 5 cy Sym CB | 33.865 | 37.1 | 1.194 | 40.433 | 15.000 | | 18.000 | 19.565* |

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage

Protective device duty is calculated based on total fault current

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

LOSS OF FIELD (40) RELAY

Manufacturer : GE Panel No. : 7EX-CAB-RP2
 Model No. : CEH52A Unit : 7
 Relay No. : 40G7 Inst. Book : GEK-36782D

Setting Design Summary

Offset OM-1 & OM-2 : 2 Ohm. CT Ratio : 24000/5
 OM-1 Restraint (Small diameter) : 66 %(15Ω) PT Ratio : 23000/115
 OM-2 Restraint (Large diameter) : 31 %(32.1Ω)
 Timer : 0.5 Sec
 TSI left : 0.2 A
 TSI Right : 0.2 A
 Control Voltage Tap A : 125 VDC
 Control Voltage Tap B : 125 VDC
 Document ref. : P101-17-1823.16-0001 Rev: 5

As foundSetting

OM-1 Restraint (Small diameter) : 66 %
 OM-2 Restraint (Large diameter) : 31 %

CharacteristicOM-1

| N0 | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 50 ⁰ | 50 | 3.8 | 13.16 | |
| 2 | 70 ⁰ | 50 | 2.9 | 17.24 | |
| 3 | 90 ⁰ | 50 | 2.7 | 18.52 | D ₁ = 16.52Ω |
| 4 | 110 ⁰ | 50 | 2.9 | 17.24 | |
| 5 | 130 ⁰ | 50 | 4 | 12.5 | |

Time delay : 0.6 sec

OM-2

| N0 | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 50 ⁰ | 50 | 1.6 | 31.25 | |
| 2 | 70 ⁰ | 50 | 1.3 | 38.46 | |
| 3 | 90 ⁰ | 50 | 1.2 | 41.67 | D ₂ = 38.67Ω |
| 4 | 110 ⁰ | 50 | 1.4 | 35.71 | |
| 5 | 130 ⁰ | 50 | 1.85 | 27.03 | |

Time delay (TU) : 1.8 sec

As Left**Setting**

OM-1 Restraint (Small diameter) : 66 %

OM-2 Restraint (Large diameter) : 31 %

Characteristic*OM-1*

| NO | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|----------------------|
| 1 | 50 ⁰ | 50 | 2.02 | 24.75 | |
| 2 | 70 ⁰ | 50 | 1.57 | 31.85 | |
| 3 | 90 ⁰ | 50 | 1.47 | 34.01 | D ₂ = 32Ω |
| 4 | 110 ⁰ | 50 | 1.55 | 32.26 | |
| 5 | 130 ⁰ | 50 | 1.96 | 25.51 | |

Time delay : 0.8 sec

OM-2

| NO | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 50 ⁰ | 50 | 4.25 | 11.76 | |
| 2 | 70 ⁰ | 50 | 3.2 | 15.63 | |
| 3 | 90 ⁰ | 50 | 2.95 | 16.95 | D ₁ = 14.95Ω |
| 4 | 110 ⁰ | 50 | 3.25 | 15.38 | |
| 5 | 130 ⁰ | 50 | 4.45 | 11.24 | |

Time delay (TU) : 0.52 sec

LOSS OF FIELD (40) RELAY

Manufacturer : GE Panel No. : 8EX-CAB-RP2
 Model No. : CEH52A Unit : 8
 Relay No. : 40G8 Inst. Book : GEK-36782D

Setting Design Summary

Offset OM-1 & OM-2 : 2 Ohm. CT Ratio : 24000/5
 OM-1 Restraint (Small diameter) : 66 %(15Ω) PT Ratio : 23000/115
 OM-2 Restraint (Large diameter) : 31 %(32.1Ω)
 Timer : 0.5 Sec
 TSI left : 0.2 A
 TSI Right : 0.2 A
 Control Voltage Tap A : 125 VDC
 Control Voltage Tap B : 125 VDC
 Document ref. : P101-17-1823.16-0001 Rev: 5

As found**Setting**

OM-1 Restraint (Small diameter) : 66 %
 OM-2 Restraint (Large diameter) : 31 %

Characteristic**OM-1**

| N0 | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|--------|
| 1 | 50 ⁰ | 60 | 6.43 | 9.33 | |
| 2 | 70 ⁰ | 60 | 4.54 | 13.22 | |
| 3 | 90 ⁰ | 60 | 4.16 | 14.42 | |
| 4 | 110 ⁰ | 60 | 4.38 | 13.70 | |
| 5 | 130 ⁰ | 60 | 5.77 | 10.40 | |

OM-2

| N0 | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|--------|
| 1 | 50 ⁰ | 60 | 3.16 | 18.99 | |
| 2 | 70 ⁰ | 60 | 2.38 | 25.21 | |
| 3 | 90 ⁰ | 60 | 2.15 | 27.91 | |
| 4 | 110 ⁰ | 60 | 2.25 | 26.67 | |
| 5 | 130 ⁰ | 60 | 2.77 | 21.66 | |

Time delay : 0.5 sec

As Left**Setting**

OM-1 Restraint (Small diameter) : 66 %
 OM-2 Restraint (Large diameter) : 31 %

Characteristic*OM-1*

| N0 | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|--------|
| 1 | 50 ⁰ | 60 | 5.17 | 11.61 | |
| 2 | 70 ⁰ | 60 | 3.84 | 15.63 | |
| 3 | 90 ⁰ | 60 | 3.52 | 17.05 | |
| 4 | 110 ⁰ | 60 | 3.80 | 15.79 | |
| 5 | 130 ⁰ | 60 | 5.04 | 11.90 | |

OM-2

| N0 | I Ø (Leading) | V (Volts) | I (Ampere) | Z (Impedance) | Remark |
|----|------------------|--------------|---------------|------------------|--------|
| 1 | 50 ⁰ | 60 | 2.41 | 24.90 | |
| 2 | 70 ⁰ | 60 | 1.89 | 31.75 | |
| 3 | 90 ⁰ | 60 | 1.76 | 34.09 | |
| 4 | 110 ⁰ | 60 | 1.87 | 32.09 | |
| 5 | 130 ⁰ | 60 | 2.34 | 25.64 | |

Time delay (TU) : 0.5 sec

DIGITAL GENERATOR PROTECTION (DGP) RELAY

Manufacturer : GE Panel No. : 7EX-CAB-RP1-3
 Model No. : DGP51AAAA Unit : 7
 Relay No. : DGP7 Inst. Book : GEK-1000605

Relay functions ,

- 24T Volts/Hertz trip
- 24A Volts/Hertz alarm
- 32-1 Reverse Power Sequential Trip
- 32-2 Reverse Power Direct Trip
- 40 Loss of Excitation Trip
- 46T Negative Sequence Trip
- 46A Negative Sequence Alarm
- 59 Over Voltage Trip
- 64 Ground Fault trip
- 87G Generator differential trip
- 81U Under Frequency Trip
- 81U Under Frequency Alarm
- 81O Over Frequency Trip
- 81O Over Frequency Alarm
- 51V Voltage Restrained Over current

Setting Design Summary

DGP Setting refers to P101-17-1823.16-0001 Rev: 5

40-1 Loss of Excitation Zone 1

| Data Description | Data Value | Unit | Min | Max |
|---------------------|------------|------|------|------|
| Select 40-1 - TRIP | 1000 | | 0 | 1111 |
| Select 40-1 - ALARM | 0 | | 0 | 1111 |
| Zone 1 Center | 9.34 | OHM | 2.5 | 60 |
| Zone 1 Radius | 7.5 | OHM | 2.5 | 60 |
| 40-1 Timer TL12 | 0.06 | SEC | 0.01 | 9.99 |

40-2 Loss of Excitation Zone 2

| Data Description | Data Value | Unit | Min | Max |
|---------------------|------------|------|------|------|
| Select 40-2 - TRIP | 1000 | | 0 | 1111 |
| Select 40-2 - ALARM | 0 | | 0 | 1111 |
| Zone 2 Center | 17.9 | OHM | 2.5 | 60 |
| Zone 2 Radius | 16.06 | OHM | 2.5 | 60 |
| 40-2 Timer TL13 | 0.5 | SEC | 0.01 | 9.99 |

Relay Function Test**40-1 Loss of excitation Zone 1**

| <i>Data Value Setting</i> | <i>I=5∠45° leading</i> | | <i>I=2.5∠90° leading</i> | | <i>I=5∠135° leading</i> | |
|---------------------------|------------------------|----------|--------------------------|----------|-------------------------|----------|
| | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> |
| Zone 1 Center 9.34 | 49.6 | 10.6 | 41.23 | 16.9 | 50.9 | 10.4 |
| Zone 1 Radius 7.5 | | | | | 2 | |

40-2 Loss of excitation Zone 2

| <i>Data Value Setting</i> | <i>I=1∠45° leading</i> | | <i>I=1∠90° leading</i> | | <i>I=1∠135° leading</i> | |
|---------------------------|------------------------|----------|------------------------|----------|-------------------------|----------|
| | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> |
| Zone 1 Center 17.9 | 22.3 | 23.0 | 33.34 | 34.0 | 22.07 | 22.8 |
| Zone 1 Radius 16.06 | 9 | | | | | |

DIGITAL GENERATOR PROTECTION (DGP) RELAY

Manufacturer : GE Panel No. : 8EX-CAB-RP1-3
 Model No. : DGP51AAAA Unit : 8
 Relay No. : DGP8 Inst. Book : GEK-1000605

Relay functions ,

- 24T Volts/Hertz trip
- 24A Volts/Hertz alarm
- 32-1 Reverse Power Sequential Trip
- 32-2 Reverse Power Direct Trip
- 40 Loss of Excitation Trip
- 46T Negative Sequence Trip
- 46A Negative Sequence Alarm
- 59 Over Voltage Trip
- 64 Ground Fault trip
- 87G Generator differential trip
- 81U Under Frequency Trip
- 31U Under Frequency Alarm
- 81O Over Frequency Trip
- 31O Over Frequency Alarm
- 51V Voltage Restrained Over current

Setting Design Summary

DGP Setting refers to P101-17-1823.16-0001 Rev: 5

40-1 Loss of Excitation Zone 1

| Data Description | Data Value | Unit | Min | Max |
|---------------------|------------|------|------|------|
| Select 40-1 - TRIP | 1000 | | 0 | 1111 |
| Select 40-1 - ALARM | 0 | | 0 | 1111 |
| Zone 1 Center | 9.34 | OHM | 2.5 | 60 |
| Zone 1 Radius | 7.5 | OHM | 2.5 | 60 |
| 40-1 Timer TL12 | 0.06 | SEC | 0.01 | 9.99 |

40-2 Loss of Excitation Zone 2

| Data Description | Data Value | Unit | Min | Max |
|---------------------|------------|------|------|------|
| Select 40-2 - TRIP | 1000 | | 0 | 1111 |
| Select 40-2 - ALARM | 0 | | 0 | 1111 |
| Zone 2 Center | 17.9 | OHM | 2.5 | 60 |
| Zone 2 Radius | 16.06 | OHM | 2.5 | 60 |
| 40-2 Timer TL13 | 0.5 | SEC | 0.01 | 9.99 |

Relay Function Test**40-1 Loss of excitation Zone 1**

| <i>Data Value Setting</i> | <i>I=5∠45⁰ leading</i> | | <i>I=5∠90⁰ leading</i> | | <i>I=5∠135⁰ leading</i> | |
|---|-----------------------------------|----------|-----------------------------------|----------|------------------------------------|----------|
| | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> |
| Zone 1 Center 9.34 Zone 1 Radius 7.5 | 52.7 | 10.5 | 83.1 | 16.6 | 49.7 | 9.9 |

40-2 Loss of excitation Zone 2

| <i>Data Value Setting</i> | <i>I=3∠45⁰ leading</i> | | <i>I=3∠90⁰ leading</i> | | <i>I=3∠135⁰ leading</i> | |
|---|-----------------------------------|----------|-----------------------------------|----------|------------------------------------|----------|
| | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> | <i>V_{L-N}</i> | <i>Z</i> |
| Zone 1 Center 17.9 Zone 1 Radius 16.06 | 68.0 | 22.6 | 100.2 | 33.4 | 65.4 | 21.8 |

Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Phasa :

| | |
|-------------------|------------------|
| Kapasitas | : 20 MVA |
| Tegangan | : 150/20 KV |
| Reaktans | : 13,18 % |
| In P Trafo | : 77 Ampere |
| In S Trafo | : 577 Ampere |
| Ratio CTP | : 400/5 Ampere |
| Ratio CTS | : 2000 /5 Ampere |
| Tahanan Pembumian | : 500 Ω |
| MVA _{hs} | : 525 MVA |

Impedansi Sumber

$$Z_S = \frac{KV_{TT^2}}{MVA_{hs}} \times \frac{KV_{TM^2}}{KV_{TT^2}} \Omega = \frac{150^2}{525} \times \frac{20^2}{150^2} = j 0,762 \Omega$$

Impedansi Trafo Tenaga

$$Z_{T1} = Z_{T2} = X_r \times \frac{KV_{TM}^2}{MVA_{trafo}} \Omega = 13,18 \% \times \frac{20^2}{20} = j 2,63 \Omega$$

Karena Trafo tenaga mempunyai hubungan Y-Y dimana kumparan sisi primer dan sisi sekunder di ketanahkan, serta mempunyai belitan delta dengan kapasitas sepertiga kapasitas primer (sekunder) maka :

$$Z_{T0} = 3 \times Z_{T1}$$

$$Z_{T0} = 3 \times j 2,63 = 7,89 \Omega$$

Impedansi Saluran Utama (AAAC 150 mm²)

$$Z_{L1} = 0,2162 + j0,3305 \Omega/\text{km}$$

$$Z_{L2} = 0,2162 + j0,3305 \Omega/\text{km}$$

$$Z_{L0} = 0,3441 + j1,6180 \Omega/\text{km}$$

Impedansi Pengantanan titik netral sistem

$$Z_{NT} = 3 \times R_N = 3 \times 500 = 1500 \Omega$$

1. Analisis Gangguan hubung siugkat tiga fasa

- Gangguan pada titik 1 (jarak 4,156 km dari GI)

$$Z_{L1} = (0,2162 + j 3,305) \times 4,156$$

$$= 0,898 + j 13,735 \Omega$$

$$Z_1 = Z_S + Z_{T1} + Z_{L1}$$

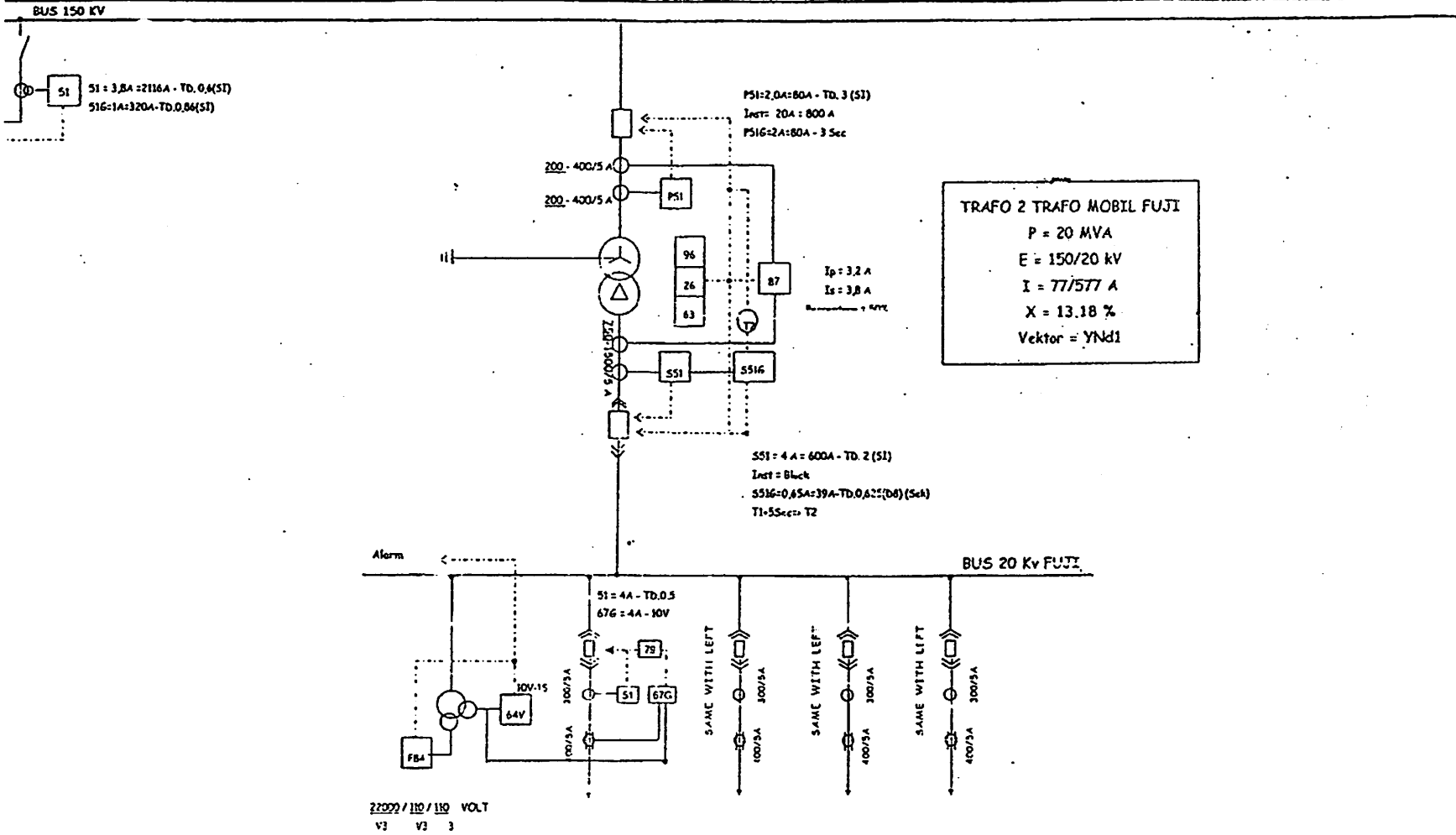
$$= j 0,762 + j 2,63 + 0,898 + j 13,735 \Omega$$

$$= 0,898 + j 17,127 \Omega$$

$Z_f = 0$ untuk I_{hs} maksimum dan $Z_f = 35$ untuk I_{hs} minimum

$$I_{hs} \text{ maksimum} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} = \frac{20.000 / \sqrt{3}}{0,898 + j17,127} = 673,274 \quad \angle -86,99^\circ \text{ Ampere}$$

$$I_{hs} \text{ minimum} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} = \frac{20.000 / \sqrt{3}}{0,898 + j17,127 + 35} = 290,312 \quad \angle -25,50^\circ \text{ Ampere}$$



➤ SISTEM PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK PAITON 7 & 8

Pada PT.IPMOMI memiliki pembangkit listrik berupa dua buah blok pembangkit yaitu Pembangkit Unit 7 dan Pembangkit Unit 8 yang sama-sama merupakan Steam Turbin Generator (STG). Blok pembangkit Unit 7 terdiri dari satu generator utama dengan kapasitas 846.231 MVA atau 719.296 MW dan tiga trafo. TR I disebut Generator Step-Up Transformer yang berasal dari 525 KV pada sisi tegangan tinggi dan 23 KV sisi tegangan menengah dengan kapasitas 873.6 MVA. TR II disebut Auxiliary Transformer dengan 23 KV pada sisi tegangan menengah dan 13.8 KV pada sisi tegangan rendah dengan kapasitas maksimal 112 MVA. TR III disebut Excitation Transformer dari 23 KV pada sisi tegangan menengah dan 900 V pada sisi tegangan rendah dengan kapasitas maksimal 8.875 MVA. Pada blok pembangkit Unit 8 juga mempunyai tiga trafo sama seperti pada blok pembangkit Unit 7. Selain itu juga suplay daya diambil dari Utility atau PLN dengan kapasitas 5314 MVA pada line interkoneksi 500 KV antara dua blok pembangkit tersebut.

Pembangkit Unit 7 & 8 merupakan pembangkit untuk pemakaian kebutuhan sendiri. Selain steam turbin generator, Paiton Unit 7 & 8 terdapat pembangkit darurat yaitu emergency generator yang menggunakan diesel engine sebagai penggeraknya, yang mempunyai kapasitas 1700 MW atau 2125 MVA.

Generator dengan 846.23 MVA pada unit 7 & 8 merupakan pembangkit listrik utama sebagai pensuplay daya. Sedangkan emergency generator hanya bekerja bila ada salah satu dari dua pembangkit unit 7 & 8 tidak bekerja. Emergency generator dapat bekerja otomatis dan manual apabila generator utama tidak dapat mensuplai. Pada saat normal, dilakukan suatu interlock agar daya dari Emergency generator tidak masuk. Dan ketika terjadi keadaan darurat, salah satu STG tidak bekerja, maka kekurangan kebutuhan daya akan di suplay oleh emergency generator setelah melalui proses sinkronisasi. Dengan sistem seperti ini maka kontinuitas suplay daya pada PT.IPMOMI dapat dijaga.

Interkoneksi dilakukan antara pembangkit unit 7 dengan pembangkit unit 8 pada Bus 500 KV yang kemudian terhubung ke Utility PLN. Jarak saluran kabel ke utility kira-kira 1 km. Jadi interkoneksi murni hanya terjadi pada bus PLN 500 KV, selainnya hanya CB dimana salah satu dari unit pembangkit dalam keadaan open. Ketika CB close maka terjadi kerja paralel atau sinkronisasi dua blok pembangkit.

Berikut ini adalah data teknis generator pembangkit PT.IPMOMI adalah:

A. GENERATOR Unit 7:

| | |
|------------------|---------------------------|
| Type | : Turbo Generator. |
| Output | : 846.23 MVA / 719.296 MW |
| Voltage | : 23 kV |
| Power factor | : 85% |
| Phasa | : 3 |
| Putaran | : 3600 rpm |
| Frekuensi | : 50 Hz |
| Pole | : 2 |
| Hubungan | : Y |
| Full Load Ampere | : 21242 A |
| Effisiensi | : 95 % |

B. GENERATOR Unit 8:

| | |
|------------------|---------------------------|
| Type | : Turbo |
| Output | : 846.23 MVA / 719.296 MW |
| Voltage | : 23 kV |
| Power factor | : 85% |
| Phasa | : 3 |
| Putaran | : 3600 rpm |
| Frekuensi | : 50 Hz |
| Pole | : 2 |
| Hubungan | : Y |
| Full Load Ampere | : 21242 A |
| Effisiensi | : 95 % |

C. CDG-GEN-100 DIESEL GEN:

| | |
|-----------------------------|--------------|
| kapasitas daya | : 2125 kVA |
| Kapasitas daya aktif | : 1700 kW |
| Voltage (tegangan terminal) | : 0.416 KV |
| Phasa | : 3 |
| Hubungan | : Y |
| Power factor | : 80% |
| Frekuensi | : 50 hz |
| Jumlah pole | : 2 kutub |
| Kecepatan putar rotor | : 3600 rpm |
| Full Load Ampere | : 2949 A |
| Effisiensi | : 95 % |
| Penggerak Rotor | : Turbin Gas |

Cadangan generator hanya berfungsi ketika ada gangguan pada generator utama di unit 7 atau unit 8. Diesel generator sebagai emergency sehingga sistemnya switching pada keadaan normal open .Kapasitas daya dari Diesel generator hanya 2125 kVA/1700 kW jauh lebih kecil dibandingkan kapasitas generator utama 846.23 MVA / 719.296 MW.

➤ Data Beban Motor**• Beban Motor Bus 13.8 kV**

Beban motoryang disuplai oleh bus A & B pada unit 7 & 8 dengan kapasitas 13.8 kV adalah motor ID Fan dengan rating sebagai berikut:

Thoshiba 3 phasa motor induksi

Speed 740 rpm

Frequency 50 Hz, 10001 HP

Pole 8, 13200 Volt

Current 392 A

Sedangkan pada bus C 13.8 kV adalah motor MDBFP. MDBFP ini hanya dioperasikan untuk keperluan start awal generator unit. Adapun rating motor tersebut adalah sebagai berikut:

Mitsubishi 3 phasa motor induksi :

Speed 1490 rpm

Frequency 50 HZ

Pole 4, 13200 V

Current 335 A

Output 6600 kW

• Beban Motor Bus 6.9 kV

Beban bus A1 (unit 7 & 8)

1. Primary Air Fan (PAF) : Westinghouse
HP/kW: 2225/1660
50 Hz, 1482 rpm
6600 V
FLA 173 A
2. Circulating Water Pump (CWP): Mitsubishi
2800 kW, 18 Pole
50 Hz, 328 rpm
600 V
FLA 135 A

3. FD FAN : Westinghouse
HP/kW: 1800/1342
50 Hz, 994 rpm
6600 V
FLA 153 A
4. Dilution Pump:
1180 kW
6600 V
FLA 130 A
5. Pulverizer (PULV) 2 buah:
746 kW
6600 V
FLA 87 A
6. Compressor (COMP) : Westinghouse
900 HP
50 Hz, 2978 rpm
6600 V
FLA 66 A
7. Closed Couling Water Pump (CCWP) :
450 HP
6600 V
FLA 37 A
8. PO/HP Feed Pump :
520 kW
6600 V
FLA 54 A

➤ **Beban Pada Bus B1 (7 & 8)**

Beban pada Bus B1 (7 & 8) adalah beban seperti pada bus A1 seperti : PAF, CWP, CEP, PULV 2 buah, COMP, PO/HP, Boiler Circulating Pump (BCP) dengan kapasitas 800 HP, 6600 V dan Full Load Ampere sebesar 70 A.

➤ **Beban Pada Bus C1 (7 & 8)**

Beban yang terdapat pada bus C1 adalah : CWP, FDF, CEP, DP, PULV sebanyak dua buah, COMP, CC WP, BCP sebanyak dua buah.

➤ PERALATAN TRANSFORMATOR

A. Transformator pada Unit 7

Generator utama merupakan pembangkit utama, dan menyuplai seluruh beban yang ada. dengan tegangan pembangkitan 23 kV menyuplai beban melalui bus Gen 7 atau 8. Selanjutnya tegangan diturunkan oleh transformator daya Auxilary transformer dan Exitation Transformer menjadi 13.8 kV dan 900 V. Trafo Gen StepUp 7 atau 8 terhubung dengan bus 500 kV yang menyupali daya ke beban. Untuk lebih lengkapnya transformator dapat dilihat pada tabel berikut.

TABEL TRAFODAYA PADA LINE INTERKONEKSI

| No | ID | MVA | FLA | Z% | X/R | kV |
|----|-----------------|-------|-------|------|------|------|
| 1 | 7EZ-XFMR-GSU | 468 | 514.7 | 9.88 | 80.3 | 23 |
| 2 | Exitation Trafo | 7.875 | 197.7 | 7.01 | 10.3 | 0.9 |
| 3 | 7FX-XFMR-AT | 60 | 1506 | 8.47 | 38.9 | 13.8 |
| 4 | 7EM-XFMR-A1 | 27 | 1129 | 6.5 | 23.7 | 6.9 |
| 5 | 7EY-XFMR-SU | 60 | 3346 | 10 | 54.8 | 13.8 |

Penjelasan Peralatan Trafo Daya

➤ Transformator 7EX-XFMR

Trafo ini dinamakan juga dengan Generator Step-Up Transformer 7EX-XFMR-GSU, mendapatkan daya inputan dari generator utama dimana Trafo ini menaikkan tegangan 23 kV menjadi Tegangan tinggi 500 kV. Setelah dinaikkan kemudian disalurkan ke bus utama 500 kV sampai ke saluran distribusi Jawa-Bali. Trafo ini mempunyai kapasitas 468 MVA, pada pembangkitan maksimal 873.6 MVA. Dengan rating tegangan 525 kV pada sisi primer, sedangkan pada sisi sekunder 23 kV. Sistem hubungan kumparannya adalah delta – wye (solid).

➤ Transformator Eksitasi

Trafo ini digunakan untuk mensuplai beban-beban kecil karena kapasitas maksimal Trafo ini hanya 7.875 MVA dengan rating tegangan 23 kV pada sisi primer dan 900 V pada sisi sekunder. Sistem hubungan kumparannya adalah delta – wye.

➤ Transformator 7FX-XFMR-AT

Trafo ini dinamakan juga dengan Unit Auxliary Transformer 7FX-XFMR-AT. Trafo ini digunakan untuk mensuplai beban-beban pada bus 7AM7 untuk pemakaian sendiri seperti Motor ID FAN. Trafo ini mempunyai kapasitas daya 60 MVA, pada

pembangkitan maksimal mencapai 112 MVA. Dengan rating tegangan primer 23 kV dan rating tegangan sekunder 13.8 kV. Sistem hubungan kumparannya adalah delta – wye. Pentanahan dengan NGR 1000 A dengan resistor 8 Ω .

➤ Transformator 7EM-XFMR-A1

Trafo ini dinamakan juga STA Service, digunakan untuk mensuplai beban-beban yang ada pada bus 7EN-SWGR-A1. Trafo ini mempunyai kapasitas 27 MVA, ketika pembangkitan maksimal 36 MVA. Dengan rating tegangan primer 13.8 kV dan tegangan sekunder 6.9 kV. Sistem hubungan kumparannya delta – wye dengan pentanahan NGR 600 A resistor 6.7 Ω .

➤ Transformator 7EY-XFMR-SU

Trafo ini dinamakan juga dengan START-UP Transformer 7EY-XFMR-SU. Trafo ini digunakan untuk starting turbin generator. Trafo ini mempunyai kapasitas 60 MVA. Pada pembangkitan maksimal mencapai 112 MVA. Trafo ini memiliki tiga kumparan, dengan rating tegangan primer 150 kV, tegangan sekunder 13.8 kV dan tegangan pada sisi tersier juga 13.8 kV. Sistem hubungan kumparannya delta – wye dengan pentanahan NGR 1000 A resistor

B. Transformator pada Unit 8

Sama halnya dengan pada unit 7 semua Trafo pada unit 8 mempunyai kapasitas yang sama. Dimana pada generator 8TG-GEN-100 menyuplai daya pada tiga transformer di bus 23 kV, dua untuk pemakaian sendiri (beban-beban) dan satu lagi untuk saluran distribusi Jawa-Bali. Untuk lebih jelasnya akan diuraikan data trafo pada pembangkit unit 8 adalah pada Tabel sebagai berikut:

TABEL TRAF0 DAYA PADA LINE INTERKONEKSI UNIT 8

| No | ID | MVA | FLA | Z% | X/R | kV |
|----|------------------|-------|-------|------|------|------|
| 1 | 8EZ-XFMR-GSU | 468 | 514.7 | 9.88 | 80.3 | 23 |
| 2 | Excitation Trafo | 7.875 | 197.7 | 7.01 | 10.3 | 0.9 |
| 3 | 8FX-XFMR-AT | 60 | 1506 | 8.47 | 38.9 | 13.8 |
| 4 | 8EM-XFMR-C1 | 27 | 1129 | 6.5 | 23.7 | 6.9 |
| 5 | 8EY-XFMR-SU | 60 | 3346 | 10 | 54.8 | 13.8 |

➤ **Kelompok beban pada PS-2281A/B**

Tenaga listrik pada PM-2281A/B berasal dari salah satu feeder pada PS-2280, setelah melalui trafo penurun tegangan, dimana tegangan 11,5 kV menjadi 6 kV. Dari bus PS-2280 selanjutnya didistribusikan melalui trafo-trafo, antara lain TR-2281A yang berkapasitas 25 MVA menyuplai beban pada PS-2281A, sedangkan TR-2281B menyuplai beban pada PS-2281B.

Untuk beban-beban motor yang disuplai dari generator PG-2280, melalui bus PS-2281A dan bus PS-2281B dengan tegangan nominal 6 kV dapat dilihat di bawah:

1. Transformator pada bus 01-HVS-02-500, antara lain :

➤ Transformator TR-5.1

Trafo ini digunakan untuk mensuplai beban-beban yang ada pada bus TR-TR 5.1. trafo ini mempunyai kapasitas 1000 kVA. Dengan rating tegangan primer 6 kV dan tegangan sekunder 380 volt.

➤ Transformator TR-JI.Kopi

Trafo ini digunakan untuk mensuplai beban-beban yang ada pada bus TR-JI. Kopi. trafo ini mempunyai kapasitas 1000 kVA. Dengan rating tegangan primer 6 kV dan tegangan sekunder 380 volt.

➤ Transformator TR-5.3

Trafo ini digunakan untuk mensuplai beban-beban yang ada pada bus TR-5.3. trafo ini mempunyai kapasitas 2300 kVA. Dengan rating tegangan primer 6 kV dan tegangan sekunder 380 volt.

2. Transformator pada bus 01-HVS-01-500, antara lain :

➤ Transformator TR-5.2

Trafo ini digunakan untuk mensuplai beban-beban yang ada pada bus TR-TR 5.2. trafo ini mempunyai kapasitas 1000 kVA. Dengan rating tegangan primer 6 kV dan tegangan sekunder 380 volt.

➤ Transformator TR-kantor

Trafo ini digunakan untuk mensuplai beban-beban yang ada pada bus TR-Kantor. trafo ini mempunyai kapasitas 1000 kVA. Dengan rating tegangan primer 6 kV dan tegangan sekunder 380 volt.

Beban-beban pada bus 01-HVS-01-500 mendapatkan suply daya dari jaringan PLN, tegangan dari PLN sebesar 6 kV diturunkan menjadi 380 V oleh trafo TR-52 dan TR-kantor, selanjutnya tegangan ini digunakan untuk beban-beban penerangan dan beban lainnya pada gedung dan kantor.

➤ **SETELAH INTERKONEKSI**

Setelah dilakukannya sinkronisasi pembangkit pada saat darurat, beban-beban tidak mengalami perubahan. Konfigurasi beban pada sistem tetap seperti semula sebelum sinkronisasi.

Pada sistem distribusi tenaga listrik penggabungan dan sinkronisasi dilakukan dengan agar dapat dilakukan maintenance pada generator TG-65 atau TG-66. Karena untuk dapat dilakukan maintenance pada salah satu generator maka generator harus dalam keadaan off atau tidak bekerja. Dengan tidak bekerjanya salah satu dari generator STG, maka beban yang ada akan dapat tetap tersuplay daya dari generator PG-2280. sinkronisasi pembangkit 6 kV dan 11,5 kV ini melalui sebuah panel yaitu bus HVS-NEW. Setelah dilakukannya sistem kerja paralel atau sinkronisasi, Berbagai kemungkinan kondisi yang terjadi setelah dilakukan sistem paralel ini, antara lain:

1. kondisi pertama, generator TG-65 bekerja, generator TG-66 tidak bekerja, generator PG-2280 bekerja. Pada kondisi ini breaker pada HVS-NEW dalam keadaan open. Pada kondisi ini tidak dilakukan kerja paralel antara dua blok pembangkit. Sehingga tiap-tiap beban di suplai oleh pembangkit masing-masing.
2. kondisi kedua, generator TG-65 bekerja, generator TG-66 tidak bekerja, generator PG-2280 bekerja. Pada kondisi ini breaker pada HVS-NEW dalam keadaan close. Pada kondisi ini dilakukan kerja paralel / sinkronisasi antara dua blok pembangkit. Sehingga meskipun salah satu dari generator pada blok satu tidak bekerja, tetapi beban-beban yang ada pada pabrik III bisa tetap tersuplai daya.
3. kondisi ketiga, generator TG-65 tidak bekerja, generator TG-66 bekerja, generator PG-2280 bekerja. Pada kondisi ini breaker pada HVS-NEW dalam keadaan close dan dilakukan interkoneksi antara dua blok pembangkit. Sehingga meskipun salah satu dari generator pada blok STG tidak bekerja, tetapi beban-beban pada pabrik III bisa tetap tersuplai daya.
4. kondisi ke empat, generator TG-65 dan TG-66 tidak bekerja, Pada kondisi ini breaker pada HVS-NEW dalam keadaan close dan dilakukan interkoneksi. Pada kondisi ini juga

dilakukan sinkronisasi antara dua blok pembangkit. Dan semua beban disupply daya oleh generator PG 2280.

Dengan demikian adanya sinkronisasi pada saat darurat ini dapat mengurangi resiko terputusnya aliran daya pada beban-beban yang mengalami gangguan pada pembangkitnya.

➤ SALURAN PENGHANTAR / KABEL

Adapun data kabel yang digunakan adalah sebagai berikut :

TABEL DATA SALURAN / KABEL

| ID | Dari | Ke | Rating tegangan (kV) | #/phasa | Panjang (m) | Φ (mm ²) |
|--------------------|----------|------------|----------------------|---------|-------------|----------------------|
| PS2280 – TR2280 | PS-2280 | TR-2280 | 15 | 1 | 20 | 150 |
| PS2280 – TR2281B | PS-2280 | TR-2281B | 15 | 4 | 20 | 300 |
| PS2280 – TR2281A | PS-2280 | TR-2281A | 15 | 4 | 20 | 300 |
| PS2281B-TR2282E | PS-2281B | TR-2282E | 11 | 1 | 250 | 150 |
| PS2281B-TR2282D | PS-2281B | TR-2282D | 11 | 1 | 250 | 70 |
| PS2281B-TR2282B | PS-2281B | TR-2282B | 11 | 1 | 250 | 70 |
| PS2281A-TR2282E | PS-2281A | TR-2282C | 11 | 1 | 250 | 70 |
| PS2281A-TR2282EA | PS-2281A | TR-2282A | 11 | 1 | 250 | 70 |
| PS2281A-HVS1100 | PS-2281A | HVS1100 | 11 | 2 | 250 | 500 |
| HVSNEW-HVS1100 | HVS1100 | HVS-NEW | 11 | 1 | 20 | 300 |
| HVS65 - HVSNEW | HVS-65 | HVS-NEW | 11 | 2 | 1700 | 150 |
| HVS6506-HVS5102 | HVS-65 | HVS-51 | 11 | 1 | 1700 | 300 |
| HVS51-HVS NEW | HVS51 | HVSNEW | 11 | 2 | 20 | 150 |
| HVS1100-HVS-02-500 | HVS1100 | HVS-02-500 | 11 | 1 | 20 | 300 |
| EPB2283 – PM2282A | EPB2283 | PM2282A | 1 | 4 | 20 | 300 |

➤ SISTEM PROTEKSI ARUS LEBIH

Pada PT. IPMOMI, rele arus lebih yang dipakai untuk melindungi peralatan yang ada pada line sinkronisasi antara lain :

- GEC ALSTHOM, MCGG (phase and earth fault relay)
- ABB – SPAJ 140C (combined overcurrent and earth fault relay)
- Merlin Gerin, SEPAM 1000+
- Hitachi, IOV – C – B1

Rele-rele tersebut digunakan pada sistem 11,5 kV dan 6 kV.

1. Sistem tegangan 11,5 kV

Pada sistem tegangan ini, rele arus lebih digunakan untuk pengaman generator PG-2280. Adapun tipe rele yang digunakan adalah GEC ALSTHOM - MCGG

2. Sistem tegangan 6 kV

Rele arus lebih pada sistem 6 kV meliputi rele-rele untuk trafo generator, untuk pengamanan saluran dan kabel. Rele-rele yang digunakan antara lain:

- GEC ALSTHOM - MCGG (phase and earth fault relay)
- ABB – SPAJ 140C (combined overcurrent and earth fault relay)
- Merlin Gerin – Sepam 1000+
- HITACHI, IOV- C - B1

Rele-rele di atas memiliki ciri / feature memiliki kurva invers, yaitu standard / normal invers time, very inverse time, extremely invers time, dan long time invers.

Tabel berikut menunjukkan variabel setting dari masing-masing rele tersebut.

TABEL VARIABLE SETTING RELE SPAJ 140C

| Variable Setting | Setting Range | Keterangan |
|---------------------------------|---|--|
| $I > I_n$ | Definite: $0,5 - 5 I_n$ Invers : $0,5 - 2,5 I_n$ | Low set current setting |
| $t >$ atau k | Definite: $t=0,05 - 300s$ Invers : $k=0,05 - 1$ | Setting waktu kerja |
| $I >> I_n$ | $0,5 - 40 I_n$ $0,04 - 300 s$ | High set current setting Waktu kerja $I >>$ |
| $I_0 > I_n$ T_0 atau k_0 | $0,1 - 0,8 I_n$ Definite: $t_0= 0,05 - 300s$ Invers : $k_0= 0,05 - 1$ | Low set earth fault setting Waktu kerja I_0 |
| $I_0 >>$ $t_0 >>$ | $0,1 - 10 I_n$ $0,05 - 300s$ | High set earth fault setting Waktu kerja $I_0 >>$ |

TABEL VARIABLE SETTING RELE MCGG82

| Variable Setting | Setting Range | Keterangan |
|------------------|------------------|-------------------------|
| I_s | $0,05 - 2,4 I_n$ | Time Delay Element |
| I_{inst} | $1 - 31 I_n$ | Instant Element |
| $k=TMS$ | $0,05 - 1$ | Time Multiplier Setting |

TABEL VARIABLE SETTING RELE SEPAM 1000

| Variable Setting | Parameter | Setting Range |
|--------------------|----------------|---|
| High O/C & Low O/C | I_s | Definite: $0,1 - 24 I_n$ Invers : $0,1 - 2,4 I_n$ |
| | T (Time Delay) | Definite: $0,05 - 300 s$ Invers : $0,1 - 12,5 s$ to $10 I_s$ |
| Earth Fault | I_{s0} | Definite: $0,1 - 15 I_n$ Invers : $0,1 - 1 I_n$ |
| | T (Time Delay) | Definite: $0,05 - 300 s$ Invers : $0,1 - 12,5 s$ to $10 I_s$ |