

**STUDI KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP
GANGGUAN ARUS 3 FASA PADA SISTEM DISTRIBUSI**

TUGAS AKHIR

Disusun Oleh

Aisah El Arinal

15223710



INSTITUT SAINS DAN TEKNOLOGI NASIONAL

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO

JAKARTA

2017

LEMBAR PENGESAHAN
STUDI KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP
GANGGUAN ARUS 3 FASA PADA SISTEM DISTRIBUSI

Diajukan Untuk Memenuhi Persyaratan Dalam Menyelesaikan Jenjang

Pendidikan Strata Satu (S1) pada Program Studi Teknik Elektro

Fakultas Teknologi Industri,

Institut Sains Dan Teknologi Nasional

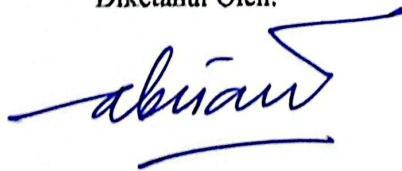
Disusun Oleh :

Aisah El Arinal

No. Pokok : 15223710

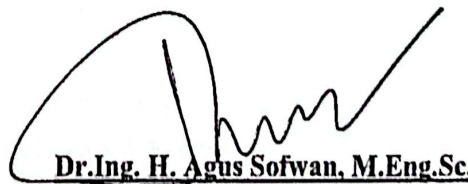
Jakarta, 28 Februari 2017

Diketahui Oleh:



Ir. H. Heru Abrianto, MT
Kepala Program Studi Teknik Elektro

Disetujui Oleh:



Dr. Ing. H. Agus Sofwan, M.Eng.Sc.
Dosen Pembimbing

LEMBAR PENGESAHAN
STUDI KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP
GANGGUAN ARUS 3 FASA PADA SISTEM DISTRIBUSI

dipersiapkan dan disusun oleh :

Aisah El Arinal

No. Pokok : 15223710

Telah diuji dan didiskusikan dengan Dosen Penguji

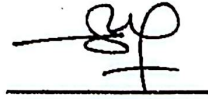
Pada hari selasa, tanggal 28 Februari 2017

Susunan Dosen Penguji

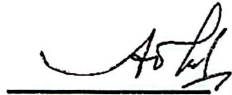
Ketua : Dr. Ir. H. Abdul Multi, MT



Anggota : Ir. H. Adib Chumaidy, MT

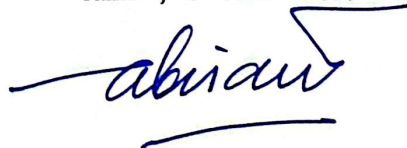


Ir. Sugianto, MT



Tugas Akhir ini telah diterima sebagai salah satu persyaratan
Untuk melengkapi kurikulum Program Studi Teknik Elektro ISTN

Jakarta, 28 Februari 2017



Ir. H. Heru Abrianto, MT

Kepala Program Studi Teknik Elektro

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala atas berkah dan anugerah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik. Penulis menyadari, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak dari masa perkuliahan sampai penyusunan tugas akhir ini, sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Dr.Ing. H. Agus Sofwan, M.Eng.Sc, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan penulis dalam penyusunan tugas akhir ini;
2. Bapak Ir. H. Heru Abrianto, MT. Kepala Prodi Teknik Elektro;
3. Pimpinan PT. Pustek E&T yang telah memberikan motivasi dan kesempatan untuk fokus dalam mengerjakan tugas akhir;
4. Orang tua dan keluarga penulis yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral; dan
5. Teman-teman dan seluruh dosen serta karyawan ISTN yang senantiasa memberikan dukungan.

Akhir kata, penulis berharap Allah Subhanahu wa Ta'ala beerkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, 28 Februari 2017

Aisah El Arinal

ABSTRAK

Dalam penentuan setting relay, antara satu titik relay dengan relay yang lain harus saling berhubungan sehingga semua relay proteksi terkoordinasi dengan baik. Studi tentang koordinasi relay arus gangguan 3 fasa pada sistem distribusi 2x30MW akan dilakukan dengan memperhatikan diagram satu garis. Penentuan titik letak relay arus 3 fasa dilakukan dengan perhitungan dan analisa yang didasari atas data-data jaringan. Hasil perhitungan dapat digunakan untuk penyetelan relay arus gangguan 3 fasa dan selanjutnya diperoleh bentuk gambar kurva koordinasi relay tersebut. Untuk itu dilakukan simulasi pada program ETAP 12.6.0, program ini berfungsi untuk merancang suatu sistem kelistrikan yang nilai dari setiap komponen yang digunakan harus dimasukkan terlebih dahulu sesuai dengan hasil perhitungan, hasil perhitungan yang diperoleh untuk setting arus dan waktu relay R00AHCGE10 didapatkan $I = 800$ A, $tms = 0,3$ s. Relay R00AHD10GE100 $I = 912$ A, $tms = 0,5$ s. Relay LN100AKB10 $I = 2254$ A, $tms = 0.1$ s. Relay LN2-400AKB10 & LN2-400AKB20 $I = 450$ A, $tms = 0,36$ s. Kemudian disimulasikan apakah nilai penyetelan yang telah dimasukkan pada komponen sesuai dengan prosedur koordinasi rele tersebut.

Kata Kunci : ETAP 12.6, Koordinasi proteksi, Relay gangguan arus 3 fasa, SEPAM, Simulasi.

ABSTRACT

Determining of relay settings, between one point relay with another relay must be interconnected so that all protection relays are well coordinated. Study about Relay Coordination Disturbance 3 phase currents on distribution System 2x30MW will be conducted with give attention to single line diagram. Determining location of relay point 3 phase currents is conducted by calculation and analysis based on the data network. The results of calculations may be used for setting relay disturbance 3 phase current and further are obtained shape of image relay coordination curves. Therefore it is conducted a simulation on ETAP program 12.6.0, this program used to design an electrical system that the value of each component used must be entered first in accordance with the calculation results, calculation results for the current setting and time relay R00AHCGE10 obtained $I = 800$ A, $t_{ms} = 0.3$ s. Relay R00AHD10GE100 $I = 912$ A, $t_{ms} = 0.5$ s. Relay LN100AKB10 $I = 2254$ A, $t_{ms} = 0.1$ s. Relay LN2-400AKB10 & LN2-400AKB20 $I = 450$ A, $t_{ms} = 0.36$ s. Then simulation for ensure whether the value of adjustment that has been entered on the components correspond with the procedures of the relay coordination.

Keywords: ETAP 12.6, Coordination of protection, Disturbance relay 3 phase currents, SEPAM, Simulation.

DAFTAR ISI

STUDI KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS 3 FASA PADA SISTEM DISTRIBUSI	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR TABEL.....	ix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Pokok Permasalahan.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Sistematika Penulisan	3
BAB II KOORDINASI SISTEM PROTEKSI	4
2.1 Definisi Sistem Proteksi.....	4
2.2 Tipikal Relay Proteksi dan Sistem Relay	6
2.3 Keandalan Sistem Proteksi.....	8
2.4 Selektivitas Sistem Proteksi	10
2.5 Sensitivitas Sistem Proteksi.....	11
2.6 Kecepatan Sistem Proteksi.....	12
2.7 Zona Proteksi	14
2.8 Proteksi Utama dan Proteksi Cadangan	16
2.9 Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Sistem Proteksi.....	19
2.9.1 Lokasi Pemutus dan Peralatan Masukan	20
2.10 Klasifikasi Relay.....	21
2.11 Sistem Kontak Relay.....	23
2.12 Tipikal Hubungan Relay dan PMT	24
2.13 Perhitungan Gangguan	28
2.14 Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat	29
2.14.1 Perhitungan Impedansi.....	29

2.14.2	Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa	33
2.15	Distribusi Tegangan dan Arus Dalam Sistem Akibat Gangguan	34
2.16	Macam-macam Relay Proteksi.....	35
2.16.1	Relay Arus Lebih.....	35
2.16.2	Penentuan Setting Relay Arus Lebih	40
2.17	Koordinasi Proteksi	42
2.17.1	Koordinasi Relay Arus Lebih Dengan Diskriminasi Waktu	44
2.17.2	Koordinasi Relay Arus Lebih Dengan Diskriminasi Arus	45
2.17.3	Koordinasi Relay Arus Lebih Dengan Diskriminasi Arus dan Waktu	47
BAB III SKEMA DAN SIMULASI KOORDINASI RELAY SEPAM		48
3.1	Asumsi dan Pertimbangan	48
3.2	Hubung Singkat Berdasarkan Simulasi ETAP 12.6.0	52
3.3	Konfigurasi dan Khas Koordinasi Proteksi	53
BAB IV ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS 3 FASA.....		61
4.1	Kalkulasi gangguan arus 3 fasa.....	71
4.1.1	Kalkulasi setting koordinasi proteksi gangguan fasa pada arah hulu	75
4.1.2	Kalkulasi setting koordinasi proteksi gangguan fasa pada arah bawah	81
4.1.3	Kalkulasi setting koordinasi proteksi relay LNI 00AKB10 dan 00AKB10	87
4.1.4	Kalkulasi setting koordinasi proteksi relay tie breaker line 30 kV	90
4.2	Analisa koordinasi proteksi gangguan arus pada CFPP 11kV, CFPP 30 kV, FeNi 30kV, dan FeNi 11 kV	94
BAB V KESIMPULAN.....		98
DAFTAR PUSTAKA		100
LAMPIRAN-LAMPIRAN		101

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
2.1 Konstanta karakteristik relay arus lebih waktu terbalik menurut Standar IEC	43
2.2 Konstanta karakteristik rele arus lebih pada waktu terbalik menurut	44
3.1 Data input koneksi cabang	61
3.2 Data input koneksi cabang	62
3.3 Data input bus	63
3.4 Data input bus	64
3.5 Data input kabel	65
3.6 Data input resistansi kabel	66
3.7 Data input generator sinkron	66
3.8 Data input mesin induksi	67
3.9 Data input beban terpusat	67
3.10 Data input transformator	68
3.11 Data input grounding transformator	68
3.1 Arus hubung singkat gangguan di bus	63
4.1 Setting relay CFPP-11kV, CFPP 30 kV, FeNi 30 kV, dan FeNi 11 kV	98
4.2 Skenario pengaturan relay 50 (<i>definite time overcurrent</i>)	100

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Dalam meningkatkan kehandalan dan mutu penyaluran listrik kepada beban-beban dalam upaya menghindari pemadaman listrik secara keseluruhan, PT ANTAM Pomala dengan kapasitas 2X30 MW menerapkan perencanaan sistem proteksi. Hal ini bertujuan agar apabila terjadi gangguan pada suatu bagian maka sistem proteksi tersebut dapat mengamankan daerah-daerah yang tidak terkena gangguan.

Walapun probabilitas gangguan arus 3 fasa relatif kecil, gangguan arus 3 fasa pada titik gangguan mempunyai nilai yang paling tinggi dibandingkan dengan jenis hubung singkat yang lain. wapun probabilitas gangguan arus 3 fasa relatif kecil.

Peralatan proteksi harus sensitif dan melindungi dari gangguan arus 3 fasa terdekat. Memastikan sistem proteksi harus beroperasi hanya karena terjadi kondisi gangguan, bukan karena operasi normal seperti starting motor, transformator inrush, dan peralihan beban. Sistem proteksi di hulu harus bekerja jika sistem proteksi di hilir gagal mengisolasi gangguan.

Pengaturan proteksi rele dan koordinasi rele mempunyai persyaratan dan parameter tertentu yang harus dipenuhi agar sistem proteksi dapat berjalan seperti yang diinginkan. Jika persyaratan dan parameter tersebut tidak terpenuhi maka dapat menyebabkan sistem proteksi tidak berjalan sebagaimana yang diinginkan. Akan tetapi kondisi yang ideal, yaitu dapat memproteksi peralatan-peralatan dari gangguan secara sempurna, sangat jarang dicapai, akan tetapi dalam tugas akhir ini akan dibuat

setting proteksi beserta kalkulasinya sehingga sistem proteksi dapat berkerja mendekati kondisi yang ideal.

1.2 Pokok Permasalahan

Studi ini dilakukan untuk mendapatkan koordinasi relay proteksi dengan menyesuaikan kapasitas 2x30 MW tersebut. Lebih rinci pokok permasalahan tugas akhir ini terdaftar sebagai berikut :

1. Mendapatkan selektivitas tinggi dan waktu yang tepat dan pengaturan arus relay hulu dan hilir untuk melokalisasi kesalahan dan menjaga kelangsungan pasokan daya ke sistem.
2. Sistem proteksi harus beroperasi hanya karena terjadi gangguan pada sistem, bukan karena operasi normal seperti starting motor, arus masuk transformator, dan switching beban. Sistem proteksi hulu harus bekerja jika sistem proteksi hilir gagal mengisolasi kesalahan.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah tugas akhir ini adalah :

1. Koordinasi relay proteksi arus pada gangguan arus 3 fasa.
2. Gangguan arus 3 fasa yang dimaksudkan adalah gangguan hubung singkat 3 fasa.
3. Relay proteksi yang dibahas adalah *Instantaneous Overcurrent Relay*, *Time Overcurrent Relay*, dan *Direksional Overcurrent Relay*.
4. Lokasi penelitian di PT. ANTAM POMALA.

1.4 Sistematika Penulisan

Dalam sistematika penulisan tugas akhir terdiri dari lima bab, diantaranya BAB I PENDAHULUAN, BAB II KOORDINASI SISTEM PROTEKSI, BAB III SKEMA DAN SIMULASI KOORDINASI RELAY SEPAM, BAB IV ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS 3 FASA, dan BAB V KESIMPULAN. Setiap bab berisikan hal sebagai berikut:

- **BAB I PENDAHULUAN**

Bab ini membahas mengenai latar belakang, pokok permasalahan, batasan masalah, dan sistematika penulisan untuk memberikan gambaran umum mengenai penulisan tugas akhir ini.

- **BAB II KOORDINASI SISTEM PROTEKSI**

Pada bab ini dibahas mengenai dasar-dasar teori yang mendukung terhadap koordinasi relay proteksi pada sistem distribusi.

- **BAB III SKEMA DAN SIMULASI KOORDINASI RELAY SEPAM**

Pada bab ini akan diuraikan tentang data sistem kelistrikan PT. ANTAM POMALA dan beban-bebannya.

- **BAB IV ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS 3 FASA**

Pada bab ini akan diuraikan tentang perhitungan gangguan arus 3 fasa, perhitungan penyetelan relay proteksi arus serta simulasi koordinasi relay proteksi menggunakan ETAP 12.6 untuk menganalisa grafik koordinasi.

- **BAB V KESIMPULAN**

Bab ini berisi kesimpulan dari hasil penelitian koordinasi relay proteksi.

BAB II

KOORDINASI SISTEM PROTEKSI

2.1 Definisi Sistem Proteksi

Kegunaan sistem tenaga listrik adalah untuk mendistribusikan energi listrik ke berbagai titik beban. Sistem tenaga listrik harus didesain dan dikelola sehingga dapat mendistribusikan energi listrik dengan tingkat ketersediaan yang tinggi dan ekonomis.

Jaminan ketersediaan suplai daya dapat lebih baik dengan cara memperbaiki desain, meningkatkan margin kapasitas dan mengatur rangkain alternatif untuk mensuplai beban. Membagi sistem kedalam beberapa subsistem dengan kendali dan sistem proteksi yang baik, memiliki fleksibilitas dalam operasi normal dan memberi jaminan pemutusan minimum pada saat sistem mengalami gangguan atau kondisi tidak normal. Sistem tenaga listrik memerlukan investasi yang sangat besar. Guna memperoleh tingkat pengembalian investasi yang memadai, sistem harus dibebani seoptimal mungkin.

Sangat penting untuk tetap menjaga ketersediaan sistem sebaik mungkin, sehingga tingkat layanan kepada konsumen dapat tercapai, dengan demikian dapat diperoleh tingkat pengembalian investasi yang diharapkan. Terbebas dari gangguan dan kegagalan sistem tidak mungkin dapat dihindari secara total, semakin luas sistem berarti semakin banyak komponen sistem yang terlibat, sehingga kemungkinan terjadinya gangguan dan kegagalan juga meningkat. Sebuah sistem tidak didesain dan dikelola secara baik bilamana sistem tersebut tidak diproteksi secara baik. Hal ini merupakan ukuran tentang pentingnya suatu sistem proteksi. [3]

Proteksi adalah *science*, *skill* dan seni dalam aplikasi dan *setting* relay untuk mendapatkan sensitivitas maksimum dalam mendeteksi kondisi yang tidak normal, tetapi tetap beroperasi pada kondisi normal atau kondisi yang masih dapat ditolerir. Pendekatan dasar yang digunakan adalah bagaimana mendefinisikan kondisi yang dapat ditolerir dan tidak dapat ditolerir yang mungkin muncul dan untuk mendefinisikan perbedaan (penanganan) oleh relay sehingga dapat mendeteksi keadaan tersebut.

Sangat penting untuk disadari bahwa '*time window*' dalam mengambil keputusan pada suatu sistem proteksi sangat sempit, dan bila terjadi gangguan, pemeriksaan untuk verifikasi atau prosedur pengambilan keputusan yang memerlukan tambahan waktu tidak diperkenankan.

Bahwa sistem proteksi harus melakukan keputusan secara benar baik pada saat gangguan yang terjadi tidak dapat ditolerir sehingga aksi seketika harus dilaksanakan, atau pada saat gangguan dapat ditolerir atau pada keadaan transien yang dapat diabsorpsi sistem tenaga dan bahwa sistem proteksi hanya beroperasi bila diharuskan untuk mengisolir areal yang mengalami gangguan secepat mungkin dengan tetap melayani areal yang tidak mengalami gangguan semaksimal mungkin.

Waktu gangguan ini mungkin dan seringkali berhubungan dengan *high extraneous noise* yang seharusnya tidak menjadikan peralatan '*fool*' atau mengakibatkan kesalahan operasi. Kegagalan operasi dan kesalahan operasi, keduanya dapat mengakibatkan bertambah banyak peralatan yang mengalami kerusakan, meningkatkan jumlah bahaya bagi manusia, dan kemungkinan pemutusan pelayanan yang lebih lama. Keadaan ini membuat insinyur proteksi menjadi konservatif, dan

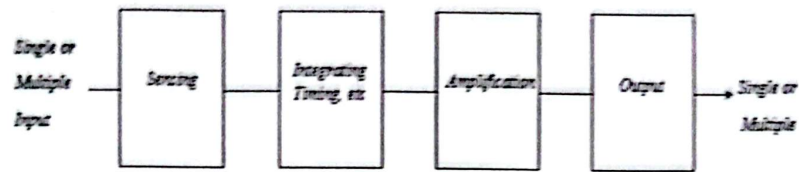
mereka cenderung menggunakan peralatan proteksi yang memiliki sejarah keandalan yang baik. Masalah dan kegagalan peralatan proteksi selalu mungkin terjadi, karena tidak ada hal yang sempurna.

Untuk meminimalisasi kemungkinan kerusakan dan kegagalan akibat gagalnya sistem proteksi dalam praktek seringkali digunakan beberapa relay atau sistem relay yang beroperasi secara paralel. Hal ini dapat ditempatkan pada lokasi yang sama (*primary backup*), atau pada Gardu yang sama (*local backup*), dan atau pada Gardu yang berbeda (*remote backup*). Dalam banyak aplikasi ketiga cara dapat digunakan secara bersama.

Pada sistem tenaga listrik tegangan tinggi, konsep ini diperluas lagi dengan menggunakan peralatan pengukur arus/tegangan yang terpisah, belitan pemutus (*tripping coil*) yang terpisah, dan sumber batere yang terpisah pula. Semua peralatan proteksi yang terpasang harus dikoordinasikan dengan baik sehingga pada saat terjadi gangguan relay utama harus beroperasi lebih dahulu bila gangguan yang terjadi berada dalam zona operasi relay utama tersebut. Apabila sistem proteksi utama gagal, sistem proteksi cadangan harus bekerja untuk mengisolir gangguan yang terjadi, oleh karena itu dibutuhkan suatu sistem proteksi yang memiliki kapabilitas redundan yang tinggi.

2.2 Tipikal Relay Proteksi dan Sistem Relay

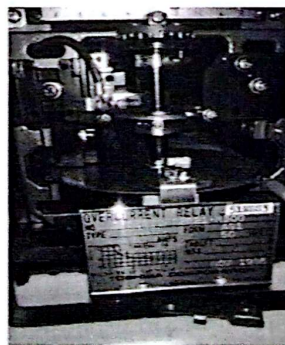
Tipikal representasi logic dari relay diberikan dalam Gambar 2-1. Komponen-komponen sistem dapat berupa elektromekanik, *solid state*, atau kombinasi keduanya. Fungsi logic yang digunakan sangat umum, sehingga dalam setiap unit dapat berupa kombinasi keseluruhan atau dalam banyak kasus tidak dibutuhkan keseluruhannya.



Gambar 2.1 Presentasi logic dari sebuah relay proteksi

Desain khusus dan fitur yang ada sangat variatif dan tergantung kebutuhan, pabrikasi berbeda, dan perioda desain particular yang berbeda. Awalnya, semua relay proteksi memiliki tipe yang sama, yaitu tipe elektromekanis yang sampai sekarang masih banyak digunakan, namun tipe *solid state* juga semakin luas penggunaannya.

Meski kecenderungan ini semakin meningkat, mungkin membutuhkan waktu yang lama sebelum tipe elektromekanis betul-betul ditinggalkan. Peralatan tipe *solid state* memiliki keunggulan dalam akurasi waktu, sensor frekuensi, dan untuk sistem yang butuh keputusan logic yang lebih dari satu, seperti proteksi 'pilot'. *Solid state* umumnya digunakan pada sistem tenaga tegangan rendah dimana relay dan PMT keduanya merupakan satu kesatuan.



Gambar 2.2 Tipikal refresentatif relay proteksi yang dipergunakan bagi proteksi sistem tenaga

Penggunaan relay elektromekanis dalam sistem ini dirasakan kurang akurat, kadangkala tidak sensitif, dan sukar melakukan pengujian. Saat ini relay tipe *solid state*

semakin banyak dipakai dalam sistem tenaga listrik. Karakteristik dasar dari desain relay perlu dipahami. Bagi yang belum mengenal relay proteksi, sebuah koleksi relay tipe elektromekanis diperlihatkan dalam Gambar 2-2. Relay-relay ini telah dilepaskan dari kasingnya. Unit-unit relay maupun kasingnya, sama seperti yang diperlihatkan pada Gambar 2-2. Penyambungan rele dengan sirkit-sirkit pendukung dan sirkit lainnya dilakukan melalui *plug* atau saklar yang tersedia.

2.3 Keandalan Sistem Proteksi

Pentingnya mempertahankan tingkat keandalan sistem tenaga elektrik telah dikemukakan dalam subbab 2.1. Kesalahan operasi pada suatu sistem tenaga elektrik dapat terjadi disebabkan oleh salah satu dari keadaan berikut :

- a. Kesalahan desain
- b. Kesalahan instalasi
- c. Penuaan

Desain sistem proteksi merupakan sesuatu yang sangat penting. Keadaan sebuah sistem tenaga elektrik harus dipahami dengan baik untuk menghasilkan sebuah desain yang baik. Pengujian secara komprehensif sangat dibutuhkan, dan pengujian ini harus mencakup semua aspek dari suatu sistem proteksi sedekat mungkin sebagaimana kondisi sesungguhnya. Untuk sistem proteksi umumnya, sangat perlu untuk melakukan pengujian pada rele, transformator arus dan peralatan bantu lainnya. Pengujian harus dapat mensimulasikan kondisi gangguan yang mungkin terjadi. [9]

Instalasi sebuah sistem proteksi yang baik sangat dibutuhkan, tetapi kompleksitas rangkaian dalam sebuah instalasi sistem proteksi akan menyulitkan

dalam melakukan pemeriksaan dan pengujian sistem. Pengujian menjadi hal yang mutlak diperlukan untuk menguji apakah instalasi terpasang secara benar dan seluruh komponen sistem bekerja sesuai dengan fungsinya. Mengingat sangat sulit untuk mensimulasikan seluruh kondisi gangguan secara benar, pengujian ini harus dilaksanakan untuk melihat kondisi instalasi sistem. Inilah gunanya pengujian ditempat, yang dapat dilakukan secara terbatas dan sederhana dan langsung guna membuktikan bahwa koneksi yang dilakukan telah benar dan bebas dari kemungkinan kerusakan peralatan.

Setelah bagian-bagian sistem diinstal dengan sempurna, penuaanpun dapat terjadi sejalan dengan waktu yang akan mengganggu fungsi sistem. Sebagai contoh, kontak-kontak mungkin menjadi rusak dan atau terbakar akibat seringnya beroperasi atau akibat kontaminasi dari lingkungan sekitar. Koil atau bagian lain dari rangkaian menjadi terbuka, komponen-komponen bantu mungkin gagal dan sistem mekanis tertutup dengan debu atau mengalami korosi yang akan menghambat pergerakan sistem. Salah satu kesulitan dalam sebuah sistem proteksi adalah menentukan kapan sebuah sistem dibutuhkan, dan hal ini baru dapat diketahui saat sistem mengalami kegagalan dalam merespon gangguan yang terjadi pada sistem tenaga tersebut. Karena alasan inilah maka rele proteksi harus selalu diuji dari waktu ke waktu untuk menjamin agar sistem tetap dapat bekerja pada saat dibutuhkan.

Pengujian sistem proteksi dilaksanakan tanpa harus mengganggu hubungan-hubungan permanen rangkaian. Hal ini dapat dilakukan dengan cara melakukan pengujian perblok atau pengalihan. Bila diperlukan pemutusan temporer, maka untuk menghindari kesalahan penyambungan ulang digunakan bendera penanda yang

diletakkan pada titik-titik atau terminal penyambungan. Kualitas personel yang melaksanakan pengujian juga sangat menentukan. Personel harus benar-benar menguasai tugasnya dan memiliki kompetensi yang dibutuhkan dan bekerja mengikuti standar kerja yang diharuskan. Sirkuit-sirkuit yang penting, khususnya yang vulnerable harus dipantau secara kontinyu seperti rangkaian pemutus tenaga dan sirkuit pengendalinya.

2.4 Selektivitas Sistem Proteksi

Proteksi disusun dalam zona operasi tertentu, yang mencakup keseluruhan sistem tenaga elektrik tanpa terkecuali sehingga tidak ada daerah yang tidak terlindungi. Bila terjadi gangguan, sistem proteksi dibutuhkan untuk memilih dan memutuskan pemutus tenaga yang terdekat dengan titik gangguan. [5] Sifat pemutusan yang selektif ini dikenal juga dengan sebutan diskriminasi yang dapat dicapai dengan dua metoda, yaitu:

a. Sistem Tingkatan Waktu

Sistem proteksi pada zona yang berdekatan diatur untuk beroperasi dengan tingkatan waktu operasi yang berbeda-beda melalui pengaturan urutan kerja peralatan, sehingga pada saat terjadi gangguan, meski sejumlah peralatan proteksi akan beroperasi merespon adanya gangguan, namun hanya peralatan proteksi yang relevan dengan zona gangguan yang akan menyelesaikan keseluruhan urutan proses pemutusan, sedangkan sistem lain tidak akan menyelesaikan urutan pemutusannya dan akan kembali keposisi awalnya.

b. Sistem Unit

Dimungkinkan untuk mendesain sistem proteksi yang hanya akan merespon kondisi gangguan yang berada dalam zona yang didefinisikan. Proteksi seperti ini atau daerah proteksi ini dapat diterapkan dalam suatu sistem tenaga elektrik, mengingat bahwa operasi sistem tidak dipengaruhi oleh waktu, maka operasi sistem dapat lebih cepat. Proteksi Unit umumnya dicapai dengan membandingkan besaran-besaran sistem dalam batasan daerah operasi tertentu. Beberapa sistem proteksi diturunkan dari sifat 'keterbatasan' dari konfigurasi sistem tenaga dan mungkin saja dapat diklasifikasikan sebagai proteksi unit.

Metoda manapun yang digunakan harus selalu diingat bahwa selektifitas bukanlah bagian dari desain rele, hal ini merupakan suatu fungsi penerapan koordinasi yang benar antara transformator arus (CT) dan rele dengan suatu pilihan penyetelan yang tepat dengan mempertimbangkan beberapa hal, seperti arus gangguan, arus beban maksimum, impedansi sistem dan sebagainya sesuai dengan kebutuhan.

2.5 Sensitivitas Sistem Proteksi

Sensitivitas adalah sebuah terminologi yang kerap dipergunakan yang mengacu pada arus operasi minimum yang diperlukan untuk dapat mengoperasikan sistem proteksi. Sistem proteksi dikatakan sensitif bila arus operasi utama yang dibutuhkannya rendah. Bilamana terminologi ini diterapkan pada rele individual, maka sensitifitas ini tidak mengacu pada penyetelan arus atau tegangan, namun pada besarnya konsumsi VA pada arus operasi minimum. Berbagai tipe elemen rele

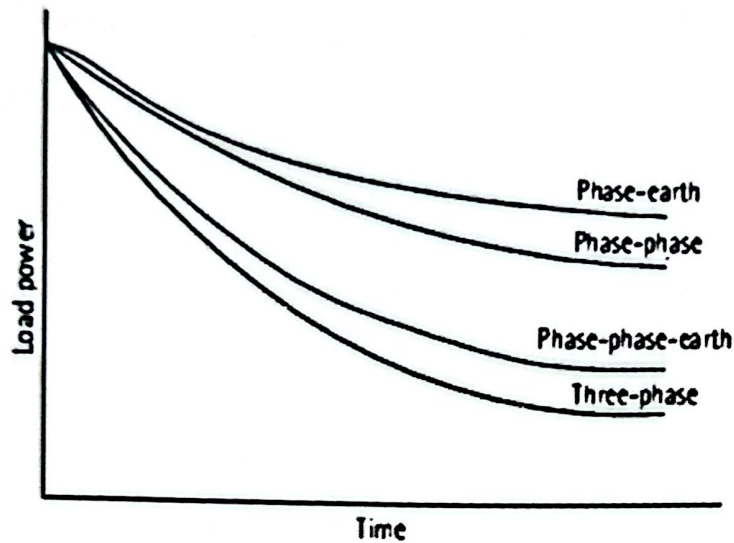
umumnya merupakan kumparan yang memiliki range penyetelan arus yang cukup lebar, koil yang ada memiliki impedansi yang berbanding terbalik terhadap kuadrat harga arus penyetelan, sehingga VA untuk setiap penyetelan tetap sama. Hal ini merupakan masukan yang benar yang dibutuhkan untuk menggerakkan rele dan juga menjadi ukuran sensitifitas rele tersebut. [5]

2.6 Kecepatan Sistem Proteksi

Fungsi utama dari suatu sistem proteksi adalah mengisolir gangguan dari sistem tenaga sesegera mungkin yang dapat dilakukan. Tujuan utamanya adalah untuk menjaga kontinuitas suplai dengan cara memutuskan setiap gangguan sebelum gangguan tersebut menyebabkan sistem kehilangan sinkronisasinya, yang akan mengakibatkan penghentian operasi pembangkit.

Pembebanan pada sistem akan menghasilkan pergeseran fasa antara tegangan pada berbagai titik pembebanan dan karenanya dapat meningkatkan probabilitas kehilangan sinkronisasi pada saat sistem mengalami guncangan akibat adanya gangguan. Semakin cepat gangguan diisolir semakin besar kemungkinan pembebanan sistem.

Dalam Gambar 2-3 diperlihatkan tipikal relasi antara pembebanan sistem dan waktu pemutusan gangguan untuk berbagai tipe gangguan. Dapat dilihat bahwa, gangguan fasa memiliki pengaruh yang lebih besar terhadap stabilitas sistem bila dibanding dengan gangguan tanah. Oleh karena itu diperlukan waktu pemutusan yang lebih cepat.



Gambar 2.3 Tipikal besar daya yang dapat ditransmisikan sebagai fungsi dari waktu pemulihan

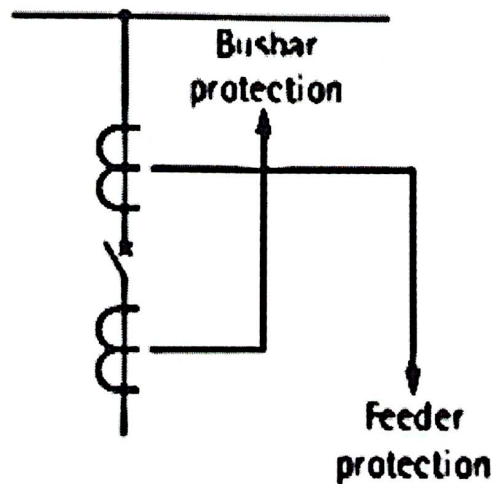
Tidak cukup hanya untuk menjaga stabilitas sistem, kerusakan yang tidak diharapkan harus pula dihindari. Daya rusak dari semburan akibat gangguan membawa arus yang sangat besar yang dapat mengakibatkan konduktor tembaga terbakar atau melelehkan laminasi inti transformator atau mesin-mesin elektrik dalam waktu singkat. Meski lokasinya jauh dari sumber gangguan itu sendiri, arus gangguan yang sangat besar dapat menimbulkan kerusakan pada pembangkit bilamana gangguan ini dibiarkan lebih dari beberapa menit. Terlihat bahwa peralatan proteksi harus beroperasi sesegera mungkin.

Kecepatan menjadi hal penting, namun pertimbangan ekonomis tetap menjadi perhatian. Oleh karena alasan tersebut, sistem distribusi yang tidak begitu terpengaruh oleh kecepatan operasi sistem proteksi biasanya menggunakan metoda perbedaan waktu pada sistem proteksinya, namun pada sistem transmisi EHV memerlukan

peralatan proteksi yang memiliki kecepatan operasi tinggi, pertimbangan penentuan kecepatan operasi hanya dipengaruhi oleh faktor kebenaran operasi rele.

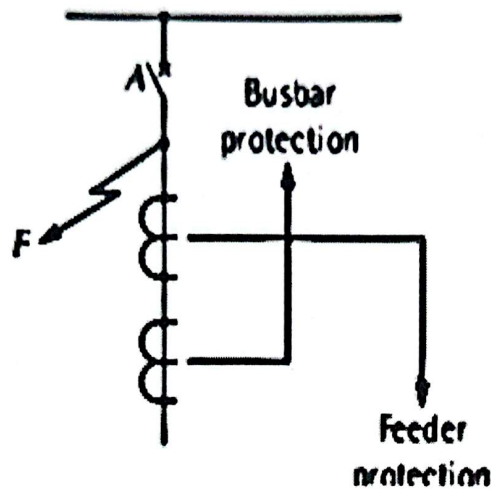
2.7 Zona Proteksi

Idealnya, zona proteksi seperti yang disebutkan terdahulu harus overlap melewati Pemutus Tenaga (PMT atau CB) seperti yang diperlihatkan dalam Gambar 1-6, dimana PMT menjadi bagian dari kedua zona.



Gambar 2.4 Lokasi CT pada kedua sisi PMT

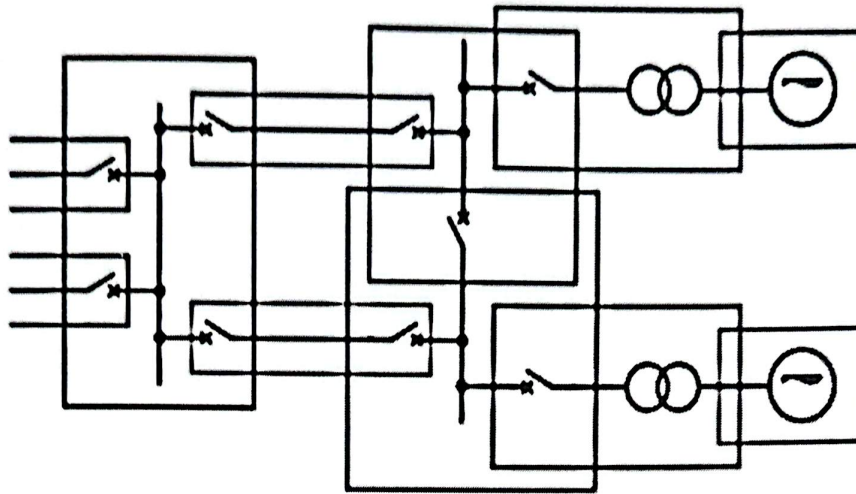
Karena alasan fisis, kondisi ideal ini kerap kali sukar dicapai, sehingga dalam beberapa kasus hanya dimungkinkan CT berada pada salah satu sisi PMT, seperti pada Gambar 1-7. Keadaan ini mengakibatkan bagian antara CT dan PMT A menjadi tidak terlindungi dengan baik bilamana terjadi gangguan didaerah tersebut. Dalam Gambar 1-7, gangguan pada titik F akan mengakibatkan proteksi busbar bekerja dan membuka PMT, namun demikian gangguan tetap berlanjut karena suplai datang dari arah penyulang.



Gambar 2.5 Lokasi CT pada satu sisi PMT

Proteksi Penyulang, bila merupakan proteksi tipe Unit tidak akan bereaksi, karena gangguan ini tidak berada dalam zona operasinya. Masalah ini diatasi dengan membentuk zona tambahan, yang akan bereaksi bilamana pembukaan PMT tidak sepenuhnya dapat menghentikan aliran arus gangguan. Waktu tunda dibutuhkan dalam mengatasi gangguan ini, meski dengan pembatasan operasi ini untuk memberi kesempatan bagi proteksi busbar beroperasi dan waktu tundapun dapat dikurangi.

Titik penyambungan dari sistem proteksi dengan sistem tenaga elektrik umumnya menjadi batasan bagi setiap zona operasi dan berhubungan dengan lokasi CT. Sistem proteksi dapat saja menggunakan tipe Unit, dan dalam kasus ini batasan setiap zona didefinisikan dengan jelas dengan loop tertutup. Gambar 1-8 memperlihatkan tipikal pengaturan zona proteksi yang overlap. Alternatif lainnya, zona operasi tidak terlalu ketat, titik awal terdefinisi secara jelas, tetapi zona tambahan tergantung pada bagaimana pengukuran besaran sistem dan karenanya akan bervariasi tergantung pada sistem tersebut dan kesalahan yang mungkin terjadi.



Gambar 2.6 Zona tumpang tindih dari suatu sistem proteksi

2.8 Proteksi Utama dan Proteksi Cadangan

Keandalan sistem tenaga elektrik telah didiskusikan pada subbab sebelumnya. Banyak kasus dapat menjadi faktor penyebab kegagalan proteksi dan selalu ada kemungkinan kegagalan PMT. Karena alasan inilah, sangat umum untuk selalu menambahkan pada sistem proteksi utama suatu sistem proteksi lain sebagai cadangan bagi sistem utama dan untuk menjamin bahwa proses pengisoliran gangguan dapat terlaksana. Proteksi cadangan mungkin diperoleh secara otomatis sebagai bagian dari skema proteksi utama, atau terpisah sebagai sebuah peralatan tambahan. Skema proteksi dengan perbedaan tingkatan waktu seperti pada proteksi arus lebih atau jarak adalah contoh dari proteksi cadangan yang menjadi bagian dari proteksi utamanya. Seksi atau bagian dari daerah yang mengalami gangguan yang akan didisolir dibedakan berdasarkan tingkatan waktu, tetapi bilaman rele gagal atau PMT gagal untuk membuka, maka rele berikutnya yang terletak paling dekat dengan daerah gangguan diharapkan dapat menyelesaikan urutan operasi pemutusannya sehingga

PMT dapat terbuka, dengan cara interupsi satu seksi lebih jauh, maka cadangan proteksi dapat diperoleh. Metoda pembukaan satu seksi kebelakang dimungkinkan, namun hal ini tidak berguna bila gangguan justru terjadi pada PMT. Untuk sistem interkoneksi, hal ini menjadi lebih rumit, operasi diatas akan dilakukan berulang sehingga semua jaringan paralel dapat diisolir keseluruhan.

Jika sistem tenaga diproteksi dengan proteksi utama menggunakan skema unit, proteksi cadangan tidak akan diperoleh secara langsung, oleh karena itu hal biasa bila sebagai tambahan bagi proteksi utama dipasang pula proteksi arus lebih tingkatan waktu sebagai proteksi cadangan lokal untuk mengantisipasi kemungkinan gagalnya proteksi utama, yang akan memutus PMT terdekat bilamana PMT yang mengalami gangguan. Bagaimanapun proteksi cadangan bekerja lebih lambat dari proteksi utamanya, tergantung pada konfigurasi sistem tenaga elektrik tersebut dan mungkin sedikit tidak selektif. Untuk beberapa sirkit penting kinerja seperti ini tidaklah cukup baik, meski hanya sebagai proteksi cadangan atau dalam beberapa kasus tidak saja memiliki efek dari masukkan yang beragam. Dalam kasus seperti ini, biasanya dipasang duplikasi sistem proteksi kecepatan tinggi. Cara seperti ini akan menghasilkan cadangan bersama yang sempurna guna menutupi kegagalan peralatan proteksi akibat kegagalan PMT atau mengurangi waktu penundaan. Proteksi bagi kegagalan PMT dapat diuji dengan melihat bahwa arus gangguan meningkat dalam interval waktu yang sempit dari proteksi utama. Jika ini terjadi, maka sambungan lain ke seksi busbar akan diisolir, keadaan ini dapat ditangani sebagai suatu kegagalan busbar. Kondisi ini membutuhkan proteksi cadangan dengan waktu penundaan

minimum, dan membatasi operasi pemutusan hanya pada satu Gardu, bandingkan dengan alternatif pemutusan satu seksi lebih jauh.

Tambahan dan tipe proteksi cadangan yang akan digunakan tergantung pada resiko kegagalan yang mungkin terjadi dan berhubungan dengan masalah ekonomis sistem. Pada sistem Distribusi dimana waktu pemutusan gangguan tidak kritis, proteksi cadangan remote dengan waktu tunda sudah cukup, tetapi untuk sistem Transmisi EHV dimana stabilitas sistem menjadi sesuatu yang penting, kecuali bila gangguan dapat diisolir secepat mungkin, maka proteksi cadangan lokal diperlukan. Idealnya proteksi cadangan terpisah dengan proteksi utama. CT, PT , rele bantu, koil pemutusan dan suplai dc juga digandakan. Kondisi ini sedikit sukar diterapkan. Tipikal kompromi yang sering menjadi pilihan adalah sebagai berikut:

- a. CT Terpisah (hanya belitan sekunder dan inti) digunakan untuk masing-masing rele proteksi. Cara ini hanya memerlukan tambahan dan ruang yang lebih besar akibat penggunaan kombinasi burden.
- b. Menggunakan PT/VT Bersama. Mengingat bahwa keamanan keluaran PT/VT sangat penting, karena itu dibutuhkan suplay daya terpisah untuk masing-masing relay dan dilengkapi dengan sistem pemantau kegagalan pada suplay daya dan juga operasi yang tidak diharapkan pada sistem proteksi.
- c. Suplai pemutus terpisah bagi kedua sistem proteksi. Duplikasi batere dan coil pemutus pada PMT juga diperlukan. Rangkaian harus dipantau secara kontinyu.

- d. Proteksi utama dan cadangan (atau duplikasi proteksi utama) harus beroperasi dengan prinsip yang berbeda, sehingga pada saat terjadi gangguan yang mengakibatkan kegagalan pada salah satu sistem, maka sistem lainnya tidak mengalami hal yang sama.

2.9 Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Sistem Proteksi

Masalah ekonomi merupakan masalah penting. Proteksi tidak menghasilkan sesuatu dan tidak dibutuhkan pada kondisi normal, penulisnya gangguan dan masalah tidak selalu muncul, jadi dapat dengan mudah diputuskan untuk tidak membuang-buang uang untuk proteksi bila tidak ada masalah. Setiap teknisi berharap sistem proteksi tidak dibutuhkan, namun bila muncul gangguan, proteksi menjadi sangat vital dan berarti.

Apa, bilamana, dan dimana kondisi yang tidak diharapkan akan terjadi pada sistem tenaga hampir tidak mungkin diramalkan, dan kemungkinan terjadi sangat tidak terbatas. Dengan demikian teknisi harus mampu mendesain suatu sistem proteksi yang dapat mengatasi semua kemungkinan yang terjadi berdasarkan perhitungan dan pengalaman masa lampau. Hal ini menjadikan proteksi sebagai sebuah SENI selain sebagai SCIENCE. Meskipun telah banyak teknologi yang dikembangkan, dan sistem proteksi yang disarankan namun belum ada standar yang berlaku untuk itu. Jadi sistem proteksi sangat merepleksikan personalitas dari teknisi yang mendesainnya.

2.9.1 Lokasi Pemutus dan Peralatan Masukan

Proteksi hanya dapat diterapkan dimana PMT atau peralatan pemutus lain dan CT beserta PT berada guna mengisolir dan memantau informasi mengenai gangguan dan masalah dalam sistem tenaga.

Masalah gangguan dan kondisi yang tidak dapat ditolerir harus memiliki perbedaan yang signifikan dengan kondisi normal dan mampu ditolerir. Beberapa sinyal atau perubahan besaran harus mampu ditangani dan rele dapat mendeteksi perubahan itu. Besaran-besaran yang harus ditangani antara lain : arus, tegangan, impedansi, reaktansi, daya, faktor daya, arah arus atau daya, frekuensi, temperatur, dan tekanan. Perubahan yang cukup signifikan dari besaran diatas mungkin menjadi indikasi adanya masalah atau kondisi tidak normal dan rele harus dapat beroperasi.

Kunci dari selektivitas dan aplikasi proteksi yang pertama adalah menentukan besaran apa yang harus ditangani untuk membedakan keadaan normal dan tidak normal. Dari informasi ini, rele atau sistem rele dapat menentukan apakah harus bereaksi atau tidak. Jika tidak terdapat perbedaan yang cukup signifikan antara kondisi normal dan tidak normal, maka proteksi tidak mungkin bereaksi. Contoh yang sering terjadi pada sistem distribusi. Pada saat terjadi accident atau keadaan yang mengakibatkan jaringan terenergize atau terjadi hubung tanah, hal ini tidak boleh terjadi, namun bila gangguan ini sangat kecil atau mendekati nol, sedangkan besaran lain tidak berubah, maka dalam kondisi ini tidak satupun rele yang mampu mendeteksinya.

2.10 Klasifikasi Relay

Sangatlah sulit untuk menentukan secara spesifik atau mengevaluasi unjuk kerja rele dengan teknik statistik. Seperti yang dikemukakan, rele terhubung pada sistem tenaga dan *energize*, tetapi rele tidak aktif (dalam mode diam) sampai suatu kondisi yang tidak diinginkan terjadi pada zona operasinya. Jadi tidaklah mungkin untuk mengetahui dari pengalaman atau kondisi normal apakah sebuah rele akan bereaksi dengan benar dan beroperasi dengan benar pada keadaan yang dibutuhkan. Hal ini menjadi alasan utama mengapa pemeliharaan sistem rele sangat dibutuhkan. Dengan tingkat gangguan yang relatif rendah, muncul pertanyaan ‘akankah rele bekerja secara benar bila gangguan terjadi?’ Apabila terjadi kegagalan atau kondisi yang tidak diinginkan pada sistem tenaga, maka bukti bahwa rele bekerja belum akan didapat sampai kejadian berikutnya terjadi. Oleh karena itu, pemeliharaan rele hanyalah untuk menjamin rele dapat bekerja, bukan untuk memperbaiki kesalahan. Tidak heran bila ada rele yang telah digunakan lebih dari 40 tahun.

Apabila terjadi gangguan pada sistem tenaga, rele utama diharapkan bekerja dan mengisolir gangguan. Namun demikian, rele-rele yang daerah operasinya berada disekitar titik gangguan akan menerima sinyal gangguan dan mulai pula bereaksi. Rele-rele ini tidak akan menginisiasi pembukaan PMT apabila rele utama mampu bekerja secara benar. Informasi mengenai unjuk kerja rele cadangan ini tidak akan didapat apabila rele tidak trip, namun demikian rele ini tetap penting. Hampir semua sistem proteksi mampu merespon gangguan yang terjadi, tetapi hanya 1 rele yang sebetulnya mengaktifkan tripping coil dari PMT meski tidak ada bukti tentang ini.

Uji kerja rele terdokumentasi apabila ada bukti yang memperlihatkan tentang itu.

Uji kerja dapat digolongkan dalam 3 kategori utama.

Operasi benar dipertlihatkan oleh paling sedikit terdapat 1 buah relay primer yang beroperasi dengan benar, tidak ada satupun relay cadangan yang bekerja karena gangguan yang sama, dan arcaal gangguan dapat diisolir sescepat yang diharapkan.

Hampir 99% atau hampir semua rele beroperasi dengan benar dan diinginkan, yaitu sesuai dengan rencana dan program. Operasi yang benar tapi tidak diinginkan menjelaskan beberapa kasus rele dan peralatan pendukungnya bekerja namun operasinya tidak diharapkan. Sebagai contoh terjadinya black-out total pada suatu sistem, hal ini sebenarnya tidak diharapkan.

Operasi yang salah dapat terjadi akibat kesalahan atau kegagalan fungsi atau operasi sistem proteksi yang tidak diharapkan. Kondisi ini dapat menyebabkan pengisoliran yang tidak dibutuhkan. Alasan terjadinya operasi tidak benar dapat berupa satu atau beberapa kombinasi hal-hal berikut ini:

- Aplikasi relay yang salah
- Setting yang salah
- Kesalahan personal
- Masalah peralatan atau kegagalan (relay, breaker, CT, PT/VT, batere, wiring, pilot channel, auxiliary, etc)

Tanpa kesimpulan merujuk kepada kasus dimana satu atau beberapa rele nampaknya beroperasi yang dibuktikan dengan terbukanya PMT, tetapi tidak ada penyebab yang dapat dipastikan. Tidak ada bukti sistem mengalami masalah atau gangguan, tidak ada kerusakan peralatan. Kasus tanpa kesimpulan membutuhkan

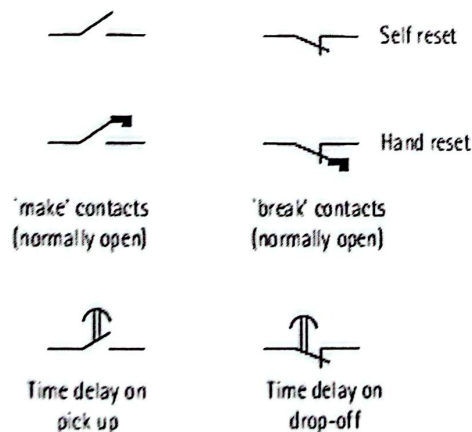
investigasi yang cukup lama dan pada umumnya kasus ini tidak dicatat dan dilaporkan. Namun demikian, penggunaan peralatan modern, seperti oscillograph dan data recording membuktikan atau menjadi kunci bukti terjadinya hal tersebut.

2.11 Sistem Kontak Relay

Terdapat dua tipe sistem kontak rele, yaitu :

- a. Kontaktor tetap bekerja selama besaran pengendalnya diterapkan dan akan kembali keposisi awal bilamana besaran pengendali hilang atau berkurang.
- b. Reset elektris atau manual

Kontaktor akan tetap dalam posisi operasi meskipun besaran pengendali telah hilang atau berkurang. Kontak dapat dikembalikan keposisi awal dengan cara manual atau dengan bantuan elemen elektromagnetis.



Gambar 2-7 : Indikasi dari kontak-kontak dalam sebuah diagram

Kebanyakan elemen rele proteksi merupakan tipe reset sendiri dan bila diperlukan dapat dibuat kontak keluaran yang reset manual. Rele dengan kontak tipe reset manual dibutuhkan untuk menjaga sinyal tetap kontinyu atau untuk penguncian.

Kontak-kontak pada diagram digambarkan dalam posisi yang berhubungan dengan tidak beroperasinya atau *de-energise*. Kontak 'pembuat' adalah suatu posisi tertutup bila rele *pick-up*, dimana kontak membuka adalah kondisi menutup pada saat rele *de-energise* dan terbuka saat rele *pick-up*. Contoh dari konvensi ini diperlihatkan pada Gambar 2-7.

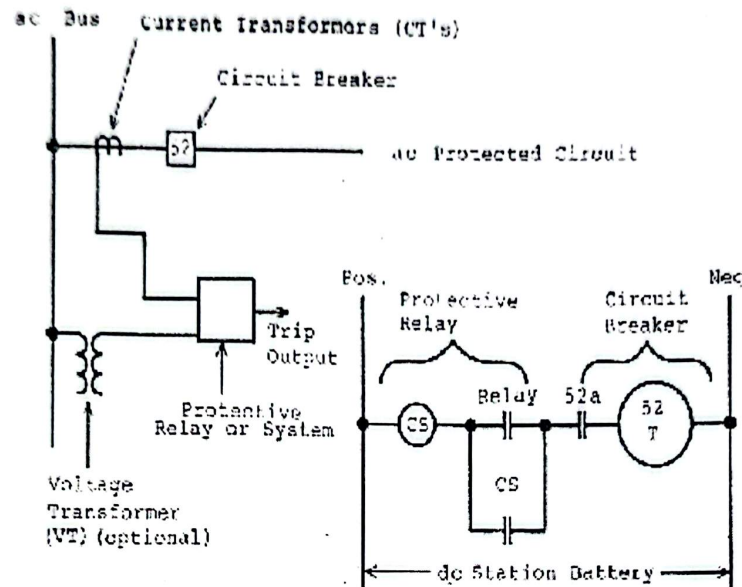
2.12 Tipikal Hubungan Relay dan PMT

Rele proteksi yang digunakan dihubungkan ke sistem tenaga elektrik melalui CT dan atau VT. Peralatan masukkan ini atau transformator-transformator ini digunakan untuk memisahkan rele dari sistem yang bertegangan tinggi dan mengurangi *magnitude* tegangan atau arus sampai level sekunder sesuai dengan kemampuan rele proteksi. Secara skematis tipikal hubungan rele proteksi dan PMT diperlihatkan dalam Gambar 2-8 berikut. Dalam gambar ditunjukkan diagram skematik dari 'on line' ac dan skematis sirkit tripping dc.

Sistem rele proteksi dihubungkan ke sistem tenaga elektrik melalui CT yang umumnya disertai dengan PMT dan bila dibutuhkan juga dilengkapi VT (PT). Dalam gambar keduanya digunakan pada rel daya gardu, namun pada sistem tegangan tinggi, VT dihubungkan pada jaringan transmisi. PMT pada gambar diberi nomor 52 sesuai dengan sistem penomoran standar ANSI/IEEE.

Pada dc skematik, kontak-kontak selalu diperlihatkan dalam posisi *de-energise*. Dengan demikian bila PMT tertutup dan dalam keadaan beroperasi, kontaktor 52a tertutup. Pada saat terjadi gangguan yang diikuti dengan beroperasinya sistem rele, kontak keluaran rele menutup dan akan menyebabkan koil trip PMT 52T *energize*,

yang fungsinya membuka kontak-kontak PMT dan memutuskan sirkuit daya yang dihubungkan oleh PMT tersebut.



Gambar 2-8 : Tipikal hubungan relay proteksi dan Pemutus Tenaga

Kontak-kontak rele tidak didesain untuk memutuskan arus koil tripping PMT, jadi dalam prakteknya digunakan rele bantu CS yang berfungsi sebagai seal in atau bypass dari kontak-kontak rele seperti diperlihatkan dalam gambar. Bila PMT terbuka, saklar 52a akan terbuka untuk *de-energize* koil tripping 52T. Interupsi gangguan yang dikerjakan oleh PMT akan membuka kontak-kontak rele proteksi sebelum membuka kontak 52a.

Kontaktor Bantu (CS) yang dipergunakan sebagai suplemen dalam sebuah sistem proteksi rele dapat dihubungkan dengan tiga cara, yaitu :

a. *Series sealing*

Koil dari kontaktor serial membawa arus pemutus yang diinisiasi oleh rele proteksi dan kontaktor akan menutup kontak-kontak yang terpasang paralel

dengan kontak-kontak rele proteksi. Keadaan ini membuat kontak-kontak rele protektif tetap pada posisinya dan menjaga agar rangkaian pemutus tetap tertutup, meski terjadi getaran pada kontak utamanya. Tidak ada waktu tambahan untuk operasi dan indikator tidak akan beropersai sampai arus betul-betul melewati koil pemutusan. Kelemahan dari metoda ini adalah semua elemen seri harus memiliki kecocokan dengan rangkaian pemutus.

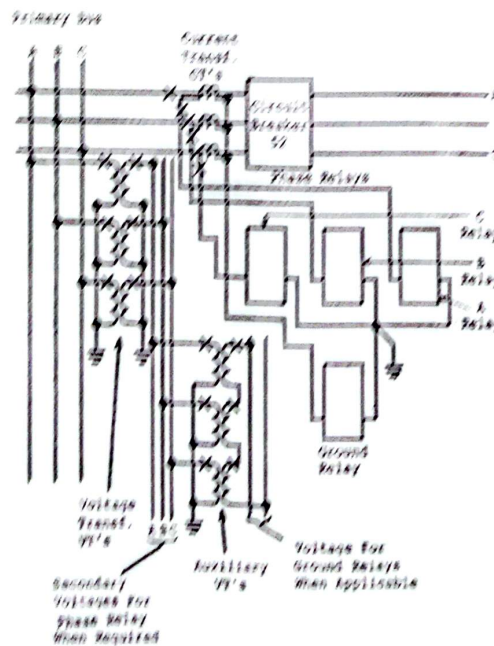
b. *Shunt reinforced*

Disini dipergunakan kontak sensitif yang diatur untuk memutus PMT dan secara simultan meng-energise unit tambahan, yang kemudian mendorong kontak-kontak yang akan meng-energise koil pemutus. Harus dicatat bahwa dibutuhkan dua kontak untuk kebutuhan rele proteksi, karena tidak diperkenankan untuk mengenergise koil pemutus dan kontaktor penguat secara paralel. Jika hal ini terjadi, dan lebih dari satu rele proteksi yang terhubung pada koil pemutus PMT yang sama, seluruh rele bantu akan energise secara paralel untuk setiap operasi rele dan indikator akan membingungkan. Duplikasi kontak utama kerap dipergunakan untuk mengurangi jumlah titik kontak.

c. *Shunt reinforced dengan sealing*

Ini adalah pengembangan dari cara b, agar memungkinkan rele dengan torka rendah dapat digunakan atau dimana dapat terjadi kemungkinan munculnya loncatan bunga api pada kontak atau untuk alasan lain.

Tipe-tipe peralatan interruptor yang beroperasi secara baik berdasarkan arus lebih yang lewat selama gangguan atau atas dasar operasi dc trip koil. Tipe pertama didesain sebagai trip aksi, *direct acting*, *direct release*, *indirect release* dan *over current release*. Pada umumnya semua *built-in* pada unit rele arus lebih, dimana level arus yang dipilih dapat disesuaikan. Tipe-tipe ini umumnya digunakan pada sistem tegangan rendah. Pada sistem tegangan tinggi, setiap gardu dimana rele terpasang dilengkapi dengan batere yang berfungsi sebagai satu daya bagi trip koil. Suplai dc ini menjadi salah satu bagian yang amat penting dalam sistem proteksi dan memerlukan perhatian dan tingkat pemeliharaan yang tinggi untuk menjaga tingkat keandalannya. Kebanyakan rele proteksi dikemas sebagai suatu unit fasa individual dan unit ground, sehingga untuk sistem tiga fasa dan gangguan tanah dibutuhkan 4 buah rele. Dalam Gambar 2.9 diperlihatkan tipikal hubungan relai tersebut.



Gambar 2.9 Tipikal hubungan relay-relai fasa dan relay tanah untuk proteksi sistem tenaga

2.13 Perhitungan Gangguan

Sistem tenaga pada umumnya diperlakukan sebagai suatu jaringan tiga fasa seimbang. Bila terjadi gangguan, keseimbangan sistem akan terganggu, sehingga menyebabkan timbulnya tegangan dan arus ketidakseimbangan dalam jaringan tersebut. Hal ini tidak terjadi pada gangguan tiga fasa, karena gangguan ini melibatkan ketiga fasa jaringan yang sama pada lokasi yang sama, hal ini disebut sebagai gangguan seimbang. Dengan menggunakan metoda komponen simetris dan menerapkan teori dan konsep pergantian sistem sebelum dan setelah gangguan, sehingga dimungkinkan untuk menganalisis berbagai kondisi sistem pada saat terjadi gangguan.

Dari segi pemakaian peralatan proteksi sangat penting untuk mengetahui distribusi arus gangguan yang melalui sistem dan perbedaan tegangan yang terjadi pada seluruh bagian sistem akibat gangguan. Lebih jauh, batasan harga dari arus pada setiap titik dimana terdapat rele proteksi harus diketahui. Jika gangguan tersebut harus diisolir. Informasi yang umum dibutuhkan adalah :

- a. Arus gangguan maksimum pada titik dimana rele terpasang
- b. Arus gangguan minimum pada titik dimana rele terpasang
- c. Arus gangguan maksimum yang akan melalui rele terpasang

Untuk mendapatkan informasi besaran-besaran diatas, batasan stabilitas generator dan kondisi operasi yang mungkin termasuk metoda pentanahan sistem harus diketahui dan gangguan selalu diasumsikan dengan impedansi gangguan nol guna mendapatkan arus maksimum pada kondisi sistem tersebut. [6]

2.14 Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat

Perhitungan arus gangguan hubung singkat adalah analisa suatu sistem tenaga listrik pada saat dalam keadaan gangguan hubung singkat, dimana nantinya akan diperoleh besar nilai besaran-besaran listrik yang dihasilkan sebagai akibat gangguan hubung singkat tersebut [10].

Gangguan hubung singkat dapat didefinisikan sebagai gangguan yang terjadi akibat adanya penurunan kekuatan dasar isolasi (*basic insulation strength*) antara sesama kawat fasa, atau antara kawat fasa dengan tanah, yang menyebabkan kenaikan arus secara berlebihan atau biasa juga disebut gangguan arus lebih. Untuk menghitung arus gangguan hubung singkat dilakukan dengan beberapa tahap perhitungan, yaitu sebagai berikut :

2.14.1 Perhitungan Impedansi

Dalam menghitung impedansi dikenal tiga macam impedansi urutan yaitu :

- Impedansi urutan positif (Z_1), yaitu impedansi yang hanya dirasakan arus urutan positif.
- Impedansi urutan negatif (Z_2), yaitu impedansi yang hanya dirasakan oleh arus urutan negatif.
- Impedansi urutan nol (Z_0), yaitu impedansi yang hanya dirasakan oleh urutan nol.

Diperlukan pengetahuan mengenai dasar impedansi urutan rel daya tegangan tinggi atau bisa juga disebut sebagai impedansi sumber, impedansi transformator, dan impedansi penyulang.

Untuk menghitung impedansi sumber disisi bus 20 kV, maka harus dihitung dulu impedansi sumber di bus 150 kV. Impedansi sumber di bus 150 kV diperoleh dengan rumus :

$$X_s = \frac{kV^2}{MVA} \dots\dots\dots(2.1) [10]$$

Dimana :

X_s = Impedansi sumber (ohm)

kV^2 = Tegangan sisi primer transformator tenaga (kV)

MVA = Data hubung singkat di bus 150 kV (MVA)

Arus gangguan hubung singkat di sisi 20 kV diperoleh dengan cara mengkonversikan dulu impedansi sumber di bus 150 kV ke sisi 20 kV. Untuk mengkonversikan impedansi yang terletak di sisi 150 kV ke sisi 20 kV, dapat dihitung dengan menggunakan rumus :

$$X_s = \frac{20^2}{150^2} \dots\dots\dots(2.2) [10]$$

Pada perhitungan impedansi suatu transformator yang diambil adalah harga reaktansinya, sedangkan tahanannya diabagaikan karena harganya kecil. Untuk mencari nilai reaktansi transformator dalam ohm dihitung dengan cara sebagai berikut:

Langkah peertama mencari nilai ohm pada 100% untuk transformator pada 20 kV, yaitu dengan menggunakan rumus :

$$X_t (pada 100\%) = \frac{kV^2}{MVA} \dots\dots\dots(2.3) [10]$$

Dimana :

X_t = Impedansi transformator tenaga (ohm)

kV^2 = Tegangan sisi sekunder transformator tenaga (kV)

MVA = Kapasitas daya transformator tenaga (MVA)

Untuk perhitungan impedansi penyulang, perhitungannya tergantung dari besarnya impedansi per km dari penyulang yang akan dihitung, dimana besar nilainya tergantung pada jenis penghantarnya, yaitu dari bahan apa penghantar tersebut dibuat dan juga tergantung dari besar kecilnya penampang dan panjang penghantarnya.

Disamping itu penghantar juga dipengaruhi perubahan temperatur dan konfigurasi dari penyulang juga sangat mempengaruhi besarnya impedansi penyulang tersebut. Contoh besarnya nilai impedansi suatu penyulang : $Z = (R + jX)$. Sehingga untuk impedansi penyulang dapat ditentukan dengan menggunakan rumus :

Impedansi urutan positif

$$Z_1 = Z_2 = \frac{1}{3} \text{ panjang} \times \text{panjang penyulang (km)} \times Z_1 : Z_3 \text{ (ohm)} \dots\dots\dots (2.4) [10]$$

Dimana :

Z_1 = Impedansi urutan positif (ohm)

Z_2 = Impedansi urutan negatif (ohm)

Impedansi urutan nol ohm

$$Z_0 = \frac{1}{3} \text{ panjang} \times \text{panjang penyulang (km)} \times Z_0 \text{ (ohm)} \dots\dots\dots (2.5) [10]$$

Dimana :

Z_0 = Impedansi urutan nol (ohm)

Perhitungan impedansi yang terakhir adalah impedansi ekivalen jaringan, yaitu perhitungan besarnya nilai impedansi ekivalen positif, negatif, dan nol dari titik gangguan sampai ke sumber. Karena dari sejak sumber ke titik gangguan impedansi yang terbentuk adalah tersambung seri maka perhitungan Z_{1eq} dan Z_{2eq} dapat langsung

dengan cara menjumlah impedansi tersebut, sedangkan untuk perhitungan Z_{0eq} dimulai dari titik gangguan sampai ke transformator tenaga yang netralnya ditanahkan. Akan tetapi untuk menghitung impedansi Z_{0eq} ini, harus diketahui dulu hubungan belitan transformatornya. Sehingga untuk impedansi ekivalen jaringan dapat dihitung dengan menggunakan rumus berikut :

Urutan positif dan urutan negatif ($Z_{1eq} = Z_{2eq}$)

$$Z_{1eq} = Z_{2eq} = Z_{s1} + Z_{t1} + Z_1 \text{ (penyulang) } \dots\dots\dots (2.6) [10]$$

Dimana :

Z_{1eq} = Impedansi ekivalen jaringan urutan positif (ohm)

Z_{2eq} = Impedansi ekivalen jaringan urutan negatif (ohm)

Z_{s1} = Impedansi sumber sisi 20 kV (ohm)

Z_{t1} = Impedansi transformator tenaga urutan positif dan negatif (ohm)

Z_1 = Impedansi urutan positif dan negatif (ohm)

Urutan nol

$$Z_{0eq} = Z_{t0} + 3R_N + Z_0 \text{ penyulang } \dots\dots\dots (2.7) [10]$$

Dimana :

Z_{0eq} = Impedansi ekivalen jaringan nol (ohm)

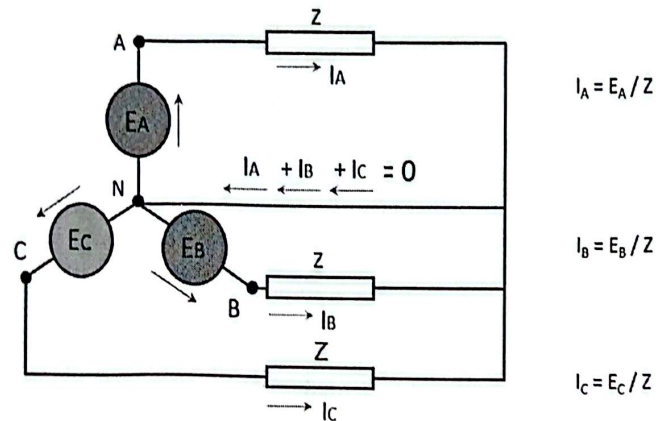
Z_{t0} = Impedansi transformator tenaga urutan nol (ohm)

R_N = Tahanan tanah transformator tenaga (ohm)

Z_0 = Impedansi urutan nol (ohm)

2.14.2 Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Perhitungan arus gangguan hubung singkat dapat dihitung dengan menggunakan rumus dasar, impedansi ekivalen urutan positif yang dimasukkan ke dalam rumus dasar tersebut adalah jenis gangguan hubung singkat 3 fasa.



Gambar 2.10 Rangkaian gangguan 3 fasa [9]

Impedansi Z di masing-masing fasa dialiri arus dengan arah sama dengan arah ggl yang dibangkitkan pada masing-masing fasa. Rumus dasar yang digunakan untuk menghitung besarnya arus gangguan 3 fasa adalah :

$$I = \frac{V}{Z} \dots \dots \dots (2.8) [10]$$

Sehingga arus gangguan hubung singkat 3 fassa dapat dihitung dengan menggunakan rumus :

$$I_{3 \text{ fasa}} = \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}} \dots \dots \dots (2.9) [10]$$

Dimana :

$I_{3 \text{ fasa}}$ = Arus gangguan hubung singkat 3 fasa (A)

V_{ph} = Tegangan fasa – netral sistem $20kV = \frac{20.000}{\sqrt{3}}$ (V)

$Z_{1\text{ eq}}$ = Impedansi ekivalen urutan positif (ohm)

2.15 Distribusi Tegangan dan Arus Dalam Sistem Akibat Gangguan

Dalam perhitungan gangguan harus pula diperhatikan pengaruh gangguan tersebut pada cabang-cabang jaringan diluar daerah yang mengalami gangguan, sehingga proteksi dapat diterapkan secara tepat guna mengisolir daerah yang mengalami gangguan. Oleh karena, perhitungan gangguan tidak hanya terbatas pada arus gangguan itu sendiri, distribusi arus gangguan juga harus diperhatikan. Tegangan abnormal mungkin saja muncul dalam sistem karena gangguan dan hal ini dapat mempengaruhi operasi sistem proteksi. Oleh karena itu pengetahuan mengenai distribusi tegangan dan arus pada sistem saat terjadi gangguan diperlukan guna penerapan sistem proteksi. Pendekatan yang dilakukan dalam studi gangguan sistem guna penerapan peralatan proteksi dapat diringkas sebagai berikut:

- a. Dari diagram sistem dan data batasan operasi stabil dan kondisi yang mungkin bagi sistem tersebut. Bila tidak diperoleh data lengkap, dapat dilakukan beberapa asumsi.
- b. Dengan asumsi gangguan terjadi pada setiap titik relay, maka perhitungan arus gangguan minimum dan maksimum untuk setiap tipe gangguan dapat dilakukan. gangguan diasumsikan tanpa melalui impedansi gangguan.
- c. Dengan menghitung distribusi arus gangguan untuk setiap tipe gangguan pada beberapa titik dalam sistem, dimana relay terpasang.
- d. Perhitungan variasi tegangan yang terjadi pada titik dimana relay terpasang, atau batasan stabilitas sistem pada saat terjadi gangguan dibutuhkan guna menentukan klas sistem proteksi yang akan dipergunakan,

contoh : rele kecepatan tinggi atau tidak, rele unit atau lainnya dan sebagainya.

2.16 Macam-macam Relay Proteksi

Teknik proteksi terbaik saat ini adalah proteksi diferensial. Pada proteksi diferensial besaran elektrik yang masuk dan keluar dari daerah proteksi atau areal proteksi dibandingkan melalui transformator arus (CT). Apabila selisih antara kedua besaran pada semua sirkit sama dengan nol, artinya tidak ada gangguan atau diasumsikan tidak terjadi masalah. Bila, selisihnya tidak nol, artinya terdapat masalah dan perbedaan arus dapat mengoperasikan rele-rele yang bersangkutan. Secara umum, gangguan internal dapat menghasilkan arus operasi yang berarti, meskipun gangguan yang terjadi adalah gangguan ringan. [4]

2.16.1 Relay Arus Lebih

Pada dasarnya relay arus lebih adalah suatu alat yang mendeteksi besaran arus yang melalui suatu jaringan dengan bantuan trafo arus, jika arus melebihi tetapan arus pada pengaturan relay maka relay akan mengirim sinyal trip ada pemutus tenaga. [8] Harga atau besaran arus yang boleh dilewati disebut dengan current setting.

Karakteristik dari relay arus lebih adalah sebagai berikut :

- a. Relay arus lebih waktu seketika (*instanstaneous relay*)

Dimana relay ini akan memberikan perintah buka kepada pemutus tenaga apabila arus ganggua yang mengalir melebihi setting arusnya dan jangka

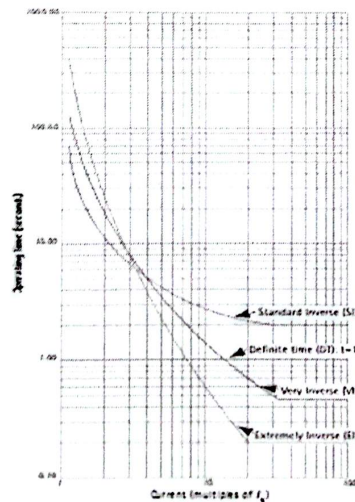
waktu kerja relay mulai dari pick up sampai relay bekerja sangat singkat tanpa adanya waktu tunda.

b. Relay arus lebih waktu tertentu (*definite time-lag relay*)

Dimana relay ini akan memberikan perintah buka kepada pemutus tenaga apabila arus gangguan yang mengalir melalui relay melampaui setting arusnya, dan jangka kerja waktu relay mulai dari pick up sampai kerja relay diperpanjang sampai waktu tertentu.

c. Relay arus lebih waktu terbalik (*inverse time-lag relay*)

Dimana waktu operasi rele berbanding terbalik terhadap besar arus atau besaran lain yang menyebabkan rele bekerja.



Gambar 2.11 Kurva karakteristik relay arus lebih *inverse* (standar IEC) [8]

Karakteristik-karakteristik diatas memiliki perbedaan dalam hal aplikasi.

Perbedaan tersebut antara lain :

- *Short Time Inverse*

Karakteristik ini digunakan untuk sistem yang membutuhkan waktu pemutus gangguan yang cepat, dimana koordinasi dengan relay lain tidak diperlukan.

- *Standard Inverse*

Karakteristik ini digunakan sebagai karakteristik standard untuk koordinasi antar relay dimana kapasitas hubung singkat di berbagai lokasi relay cukup signifikan.

- *Inverse*

Karakteristik ini lebih curam dibanding kurva standar *inverse*. Kurva ini biasanya dikoordinasikan dengan relay lain yang tidak menggunakan karakteristik standard IEC.

- *Very Inverse*

Karakteristik ini lebih curam dibanding kurva *inverse*. Karakteristik ini digunakan untuk koordinasi beberapa relay dan dimana terdapat perbedaan kapasitas hubung singkat diantara lokasi relay.

- *Extremely Inverse*

Karakteristik ini lebih curam dibanding kurva *very inverse*. Kurva jenis ini biasa digunakan untuk koordinasi dengan pengaman lebur atau fuse disisi bawah relay.

- *Long Time Inverse*

Karakteristik jenis ini memiliki waktu kerja yang cukup lama pada setting arus yang sama dibanding karakteristik jenis lain.

Persamaan karakteristik-karakteristik diatas menurut standar IEC adalah :

$$t = \frac{K.TMS}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} \dots\dots\dots (2.10)$$

Dimana :

TMS (Time Multiplier Setting) adalah penyetelan waktu atau kurva yang digunakan yang dirumuskan sebagai berikut :

$$TMS = \frac{\text{Arus Primer}}{\text{Setting Arus Primer}} = \frac{\text{Arus Primer}}{\text{Setting Arus Primer} \times \text{CT Ratio}} \dots\dots\dots (2.11)$$

If/Is adalah perkalian dari arus primer terhadap setting arus (MTVC- Multiple of Tap Value Current). Sedangkan konstanta K adalah a untuk masing-masing karakteristik diatas dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel 2.1 Konstanta karakteristik relay arus lebih waktu terbalik menurut standard IEC

Karakteristik	K	A
Short Time Inverse	0.05	0.04
Standard Inverse	0.14	0.02
Inverse	9.4	0.7
Very Inverse	13.5	1
Exteremely Inverse	80	2
Long Time Inverse	120	1

Sedangkan persamaan karakteristik-karakteristik diatas menurut standar ANSI/IEEE adalah :

$$t = TMS \left(B + \frac{A}{M_p - 1} \right)$$

Dimana :

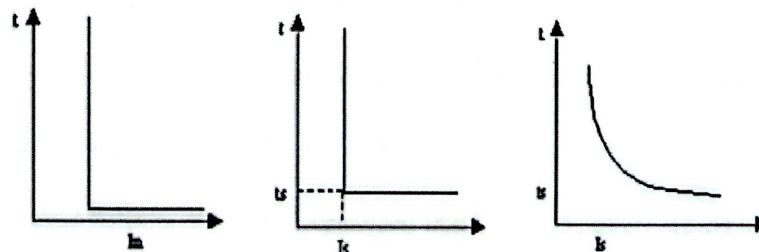
M adalah perkalian dari arus primer terhadap setting arus (MTVC-Multiple of Tap Value Current). Sedangkan untuk konstanta A, B, dan p untuk masing-masing karakteristik diatas dapat pada tabel berikut :

Tabel 2.2 konstanta karakteristik rele arus lebih pada waktu terbalik menurut standar IEEE/ANSI

Karakteristik	A	B	P
Short Time Inverse	0.019	0.113	0.04
Moderately Inverse	0.052	0.113	0.02
Inverse	8.93	0.179	2.09
Very Inverse	18.92	0.492	2
Exteremely Inverse	28.08	0.13	2
Long Time Inverse	5.61	2.18	2.09

d. Relay arus lebih terbalik waktu tertentu minimum (IDMT Relay)

Dimana waktu kerja relay hampir terbalik dengan harga terkecil V dari arus atau besaran lain yang menyebabkan relay bekerja dan relay akan bekerja pada waktu minimum tergantung jika besaran listrik naik tanpa batas.



Gambar 2.12 Kurva jenis-jenis arus lebih

2.16.2 Penentuan Setting Relay Arus Lebih

Dalam penyetelan arus lebih ada beberapa hal yang perlu dipertimbangkan yaitu perhatian yang berlebih pada peralatan akan menyebabkan tingkat operasional terganggu, sedangkan perhatian yang berlebihan pada kondisi operasional akan membahayakan peralatan. Penentuan setting arus relay arus lebih terbagi menjadi 2 yaitu :

a. Pada gangguan 1 fasa

Gangguan fasa yang dimaksudkan adalah gangguan hubung singkat 2 fasa dan 3 fasa. Lokasi transformator arus untuk relay gangguan fasa adalah dimasing-masing kawat fasa sehingga dibutuhkan 3 elemen relay arus lebih untuk sistem 3 fasa. Pada dasarnya rele gangguan fasa tidak boleh bekerja pada beban maksimum, namun diusahakan rele gangguan fasa dapat berfungsi sebagai pengaman beban lebih. Arus *pick up* sinonim dengan arus setting relay yang berarti nilai arus minimum relay yang mengakibatkan terbukanya kontak pemutus tenaga. Sehingga penyetelan arus *pick up* minimum adalah :

$$I_{set} = (1.1 \text{ s/d } 1.3) \times I_{beban} \dots\dots\dots (2.12)$$

I_{beban} (arus beban) biasanya ditentukan oleh kapasitas arus penghantar (*current carrying capacity*) atau harga pengenalan transformator arus. Selain relay gangguan fasa berfungsi sebagai relay pengaman utama juga berfungsi sebagai pengaman cadangan untuk seksi berikutnya apabila arus gangguan minimum. Dalam hal ini diambil gangguan 2 fasa pada saat pembangkitan minimum sehingga

$$I_{setmaks} = K_s \times I_{hs2fasa} \dots\dots\dots (2.13)$$

Dimana :

$I_{setmaks}$ = Penyetelan arus kerja maksimum

K_s = Faktor keamanan dalam hal ini bernilai 0.8

$I_{hs2fasa}$ = Arus gangguan 2 fasa pada pembangkitan minimum di seksi berikutnya

b. Pada gangguan tanah

Pengaman relay arus lebih gangguan tanah hanya dapat diterapkan pada sistem yang ditanahkan. Hla ini disebabkan pada sistem dengan pentanahan mengambang, besarnya impedansi urutan nomor tak terhingga sehingga tidak ada arus gangguan satu fasa ke tanah yang dapat mengalir. Pada dasarnya relay gangguan tanah mendeteksi arus sisa (*residual current*) pada saluran. Dimana arus sisa adalah :

$$I_{residual} = I_a + I_b + I_c \dots\dots\dots (2.14)$$

Mengingat relay gangguan tanah hanya bekerja jika terjadi gangguan tanah maka penyetelan arusnya dapat serendah mungkin, namun untuk sistem 3 fasa 4 kawat harus dipertimbangkan adanya rus ketidakseimbangan yang mungkin timbul. Pada umumnya penyeteln arus pick up minimum adalah :

$$I_{set} = (0.3 \text{ s/d } 0.5) \times I_{beban} \dots\dots\dots (2.15)$$

I_{beban} (arus beban) biasanya ditentukan oleh kapasitas arus penghantar (*current carrying capacity*) atau harga pengenalan transformator arus.

Penentuan setting waktu kerja rele arus lebih baik rele gangguan fasa maupun rele gangguan tanah yang letaknya paling ujung atau level tegangan terendah adalah

secepat mungkin. Adapun untuk penyetelannya untuk arus lebih waktu tertentu ialah 0.2 detik sampai 0.3 detik, sedangkan rele arus lebih dengan waktu terbalik dipilih TMS terkecil atau kurva terendah. Penentuan setting waktu kerja di hulu didasarkan bahwa rele yang berdekatan harus selektif. Dengan demikian harus ada beda waktu kerja atau grading time untuk rele yang berdekatan. Pada umumnya Δt diambil 0.4 detik sampai 0.5 detik didasarkan adanya :

- Kesalahan rele waktu pada kedua rele waktu yang berurutan 0.2 – 0.3 detik
- *Overshoot* 0.05 detik
- Waktu pembukaan pemutus tenaga maksimum 0.1 detik
- Faktor keamanan 0.05 detik

Penyetelan waktu berdasarkan pada pembangkitan maksimum dan kemudian diperiksa pada pembangkitan minimum apakah semua rele masih dapat berfungsi sebagai pengaman cadangan di seksi berikutnya. Bila ternyata untuk pembangkitan minimum perlu ditinjau kembali penyetelan arusnya. Kalau penyetelan arusnya tidak dapat diturunkan karena relay akan salah kerja dengan adanya arus beda maksimum, maka harus dipilih rele jenis lain, misal rele arus lebih yang dikontrol tegangan.

2.17 Koordinasi Proteksi

Agar aplikasi rele arus dapat dilakukan secara benar diperlukan pengetahuan mengenai besarnya arus gangguan yang dapat mengalir pada setiap bagian dari jaringan sistem tenaga. Mengingat bahwa pengujian skala besar umumnya tidak dilakukan karena alasan praktis, maka digunakan analisis sistem. Pada umumnya dalam analisis sistem tenaga pemodelan menggunakan reaktansi transien dari mesin-

mesin elektrik X_a dan bekerja pada arus simetris sesaat. Data yang dibutuhkan dalam studi penyetelan rele, antara lain :

- a. Diagram segaris dari sistem yang menunjukkan rating dan tipe peralatan proteksi serta CT yang dipergunakan.
- b. Impedansi dalam besaran ohmik, persen atau pu dari Transformator Daya, mesin-mesin berputar dan sirkit penyulang.
- c. Besar arus gangguan minimum dan maksimum yang mungkin akan mengalir pada masing-masing peralatan proteksi.
- d. Arus beban puncak maksimum yang akan melalui peralatan proteksi.
- e. Kurva kinerja Transformator Arus (CT)

Penyetelan Rele ditentukan pertama kali agar dapat memberikan waktu operasi pemutusan terpendek pada level gangguan maksimum dan kemudian diperiksa apakah operasi ini juga dapat memuaskan untuk arus gangguan minimum yang mungkin terjadi. Disarankan untuk selalu menggambarkan kurva Rele dan peralatan proteksi lainnya, seperti Fuse yang beroperasi secara seri pada skala yang sama. Umumnya lebih mudah bila dipergunakan suatu skala yang berhubungan dengan kemungkinan arus yang terjadi pada dasar tegangan yang rendah atau menggunakan dasar tegangan yang dominan. Alternatif lain adalah dalam MVA dasar yang sama atau skala arus yang berbeda untuk setiap tegangan sistem. Aturan dasar untuk mendapatkan koordinasi rele yang benar dapat dinyatakan sebagai berikut :

- a. Bila memungkinkan, gunakan rele yang memiliki karakteristik operasi yang sama bila rele terpasang secara seri.

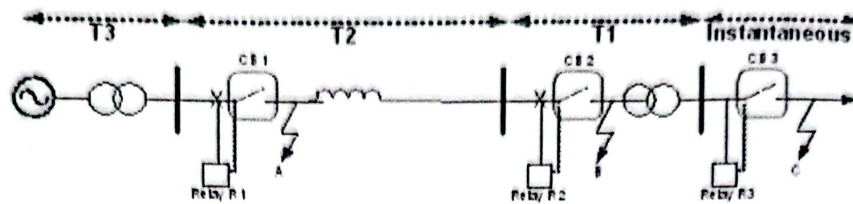
- b. Yakinkan bahwa rele terjauh dari sumber memiliki setelan arus yang sama atau lebih rendah dari Rele dibelakangnya, mengingat arus primer yang dibutuhkan untuk mengoperasikan Rele didepan adalah sama atau lebih kecil dari arus primer yang diperlukan untuk mengoperasikan rele berikutnya.

2.17.1 Koordinasi Relay Arus Lebih Dengan Diskriminasi Waktu

Koordinasi relay arus lebih memerlukan pengetahuan yang baik tentang arus hubung singkat yang mungkin terjadi pada setiap bagian dari sistem tenaga listrik. Karena tes dalam skala besar hampir tidak mungkin untuk dilakukan maka diperlukan analisa sistem tenaga listrik. Data yang dibutuhkan dalam studi koordinasi rele arus lebih antara lain :

- a. Diagram garis tunggal dari sistem yang akan dipelajari termasuk didalamnya tipe serta rating dari rele yang digunakan serta karakteristik trafo arus yang digunakan.
- b. Besarnya impedansi dari semua elemen sistem seperti trafo, mesin-mesin listrik, dan sirkuit penyulang.
- c. Arus hubung singkat maksimum dan minimum yang mungkin terjadi pada setiap bagian sistem tenaga listrik.
- d. Arus beban maksimum yang mungkin mengalir pada sistem.

Pada metode ini, waktu setting yang tepat diberikan pada masing-masing relay yang mengontrol pemutus tenaga. Hal ini untuk memastikan bahwa rele yang trip adalah rele yang paling dekat dengan gangguan.

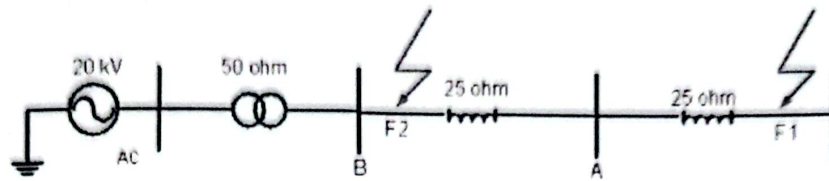


Gambar 2.13 Sistem proteksi pada sistem tenaga listrik

Gambar 2-13 diatas merupakan contoh sederhana dari sebuah sistem tenaga listrik. Proteksi terhadap arus lebih terdapat pada titik A, B, C. Masing-masing rele memiliki karakteristik definite-time. Jika terjadi gangguan pada C pada umumnya pertama-tama akan dideteksi oleh rele R3 dan dipisahkan oleh pemutus tenaga dititik C. Jika terjadi kegagalan operasi dari rele atau peralatan pada titik C maka gangguan akan dipisahkan dengan beroperasinya rele pada titik B. Hal ini dapat diperoleh dengan mengatur waktu trip untuk masing-masing rele $R3 < R2 < R1$. Pada ujung sistem diatas biasanya di set *instantaneous* (seketika) dan secara bertahap $T1 < T2 < T3$ dan seterusnya. Kelemahan dari metode ini adalah setting rele yang terdekat dengan pembangkit diatur agar bekerja paling lama. Hal ini akan membahayakan karena jika terjadi gangguan dengan pembangkit maka gangguan yang sangat besar akan terjadi dalam waktu yang lama.

2.17.2 Koordinasi Relay Arus Lebih Dengan Diskriminasi Arus

Metode ini berdasarkan kepada fakta bahwa arus gangguan bervariasi pada setiap titik gangguan namun mengikuti pola bahwa semakin menuju hilir titik gangguan dari sumber pembangkit maka besar arus gangguannya akan mengecil.



Gambar 2.14 Diagram garis tunggal dengan skema proteksi rele arus lebih tingkatan arus

Metode ini diilustrasikan oleh gambar diatas. Untuk gangguan pada F1 maka besarnya arus gangguan simetrisnya adalah sebesar :

$$IF1 = \frac{20000 \text{ V}}{\sqrt{3} \times (50 + 25 + 25)} = 115.5 \text{ A}$$

Sedangkan jika terjadi gangguan pad F2 maka besarnya arus gangguan :

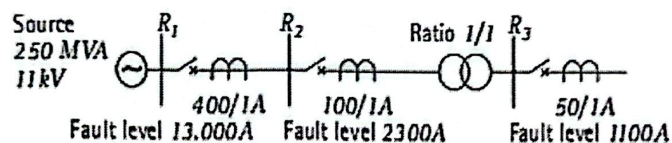
$$IF2 = \frac{20000 \text{ V}}{\sqrt{3} \times (50)} = 230.94 \text{ A}$$

Sehingga rele pada bus A di set dengan arus pick-up sebesar 115.5 A sedangkan rele pada bus B di set dengan arus pick-up sebesar 230.94 A. Kelemahan dari metode ini adalah :

- Arus hubung singkat pada F1 dan F2 tidak terlalu jauh sehingga tidak dapat dibedakan dengan sangat teliti mengingat arus gangguan tersebut masih harus direplika menggunakan trafo arus.
- Pada prakteknya, sumber pembangkitan selalu berubah-ubah seperti ketika pembangkitan maksimum dan pembangkitan minimum sehingga ketika pembangkitan minimum besarnya arus hubung singkat menjadi kecil dan tidak terdeteksi oleh rele arus lebih.

2.17.3 Koordinasi Relay Arus Lebih Dengan Diskriminasi Arus dan Waktu

Masing-masing metode yang telah dijelaskan diatas memiliki kelemahan yang mendasar. Hal ini terjadi karena penggunaan diskriminasi waktu dan arus digunakan secara terpisah. Masalah ini dapat diatasi jika diskriminasi arus dan waktu digunakan secara bersama-sama. Rele dengan karakteristik inverse memanfaatkan diskriminasi arus dan waktu.



Gambar 2.15 Diagram garis tunggal untuk tingkat arus gangguan tertentu.

Misalkan pada contoh gambar pada seksi R1 besarnya arus gangguan adalah sebesar 13.000 A, pada seksi R2 besarnya arus gangguan adalah sebesar 23.000 A, sedangkan pada seksi R3 besarnya arus gangguan adalah sebesar 1.100 A. Maka jika digunakan rele dengan karakter inverse. Sehingga jika setting pada masing-masing seksi tersebut adalah :

R1 diset pada 500 A dengan TMS pada 0.125

R2 diset pada 125 A dengan TMS pada 0.15

R3 diset pada 62.5 A dengan TMS pada 0.10

Pada saat arus gangguan kecil (jauh dari sumber) maka akan bekerja sebagai rele utama adalah R3 yang di back-up oleh R2 dan R3. Pada arus hubung singkat yang besarnya menengah maka R1 tidak lagi merasakan adanya gangguan dan yang bekerja sebagai pengaman utama (ditengah-tengah antara sumber dan ujung saluran) adalah R2 di back-up oleh R3. Sedangkan pada gangguan dekat dengan sumber maka rele yang menjadi pengaman adalah R3.

BAB III

SKEMA DAN SIMULASI KOORDINASI RELAY SEPAM

Pada bagian ini, skema analisis koordinasi proteksi terutama difokuskan pada proteksi arus. Perhitungan perlindungan diferensial disediakan secara terpisah di lampiran serta nilai hubung singkat 3 fasa merupakan data yang telah didapatkan langsung terbaca dari simulasi Etap.

3.1 Asumsi dan Pertimbangan

Dalam penentuan koordinasi proteksi ada beberapa asumsi dan pertimbangan yang harus dicermati, antara lain :

- a. Kalkulasi arus hubung singkat berdasarkan standar IEC 60909.

Standar IEC 60909 mendefinisikan dan menyajikan metode yang mengimplementasikan komponen simetris, yang dapat digunakan. Metode ini berlaku untuk jaringan listrik dengan tegangan nominal kurang dari 550 kV dan menjelaskan standar perhitungan minimum dan maksimum arus hubung singkat. Yang terlebih dahulu diperlukan dalam mengingat kalibrasi alat proteksi arus lebih dan yang terakhir digunakan untuk menentukan karakteristik dinilai untuk peralatan listrik.[1]

Prosedur kalkulasi hubung singkat berdasarkan standar IEC 60909 yaitu dengan menghitung tegangan ekuivalen di lokasi gangguan, sama dengan $c U_n / \sqrt{3}$, di mana c adalah faktor tegangan yang diperlukan dalam perhitungan untuk variasi tegangan dalam ruang dan waktu, perubahan

yang mungkin terjadi di tapings transformator, dan perilaku subtransient generator dan motor. Tergantung pada perhitungan yang diperlukan dan tingkat tegangan yang diberikan, tingkat tegangan standar ditunjukkan pada Gambar 3.1.

Rated voltage Un	Voltage factor c for calculation of	
	Isc max.	Isc min.
LV (100 to 1000 V)		
If tolerance + 6%	1.05	0.95
If tolerance + 10%	1.1	0.95
MV and HV		
1 to 550 kV	1.1	1

Gambar 3.1 Nilai untuk faktor tegangan c berdasarkan IEC 60909 [2]

Dalam kedua kasus general situasi dan gangguan terjadi jauh dari mesin berputar, arus hubung singkat hanya bergantung pada Z(1).

$$I_{k3}^* = \frac{c U_n}{\sqrt{3} |Z_{(1)}|} \dots\dots\dots (3.1) [2]$$

Pada umumnya Z(1) digantikan oleh Zk impedansi arus hubung singkat di lokasi gangguan, yang didefinisikan oleh,

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \dots\dots\dots (3.2) [2]$$

di mana:

Rk : jumlah resistensi dari satu fasa, yang dihubungkan secara seri;

Xk : adalah jumlah dari reaktansi dari satu fasa, yang dihubungkan secara seri.

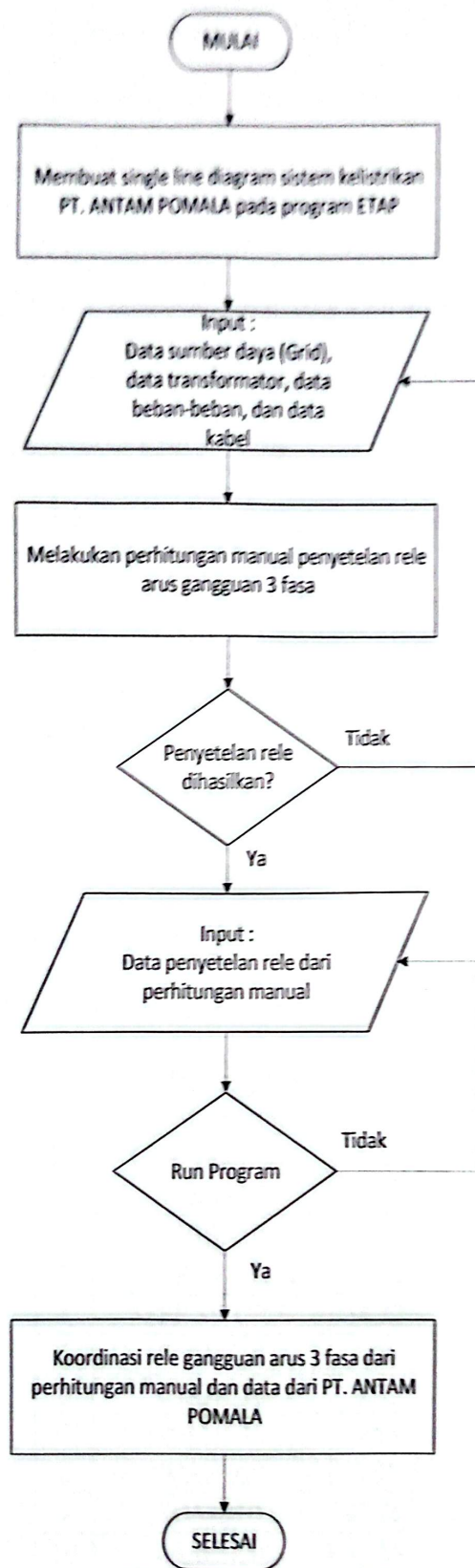
I^{*}k : modulus dari arus hubung pendek

$Z(1)$: Impedansi simetris

U_n : fasa-ke-fasa rms tegangan dari jaringan tiga fasa

- b. Menganalisis rangkaian minimum hubung singkat menggunakan jalur sirkuit pendek untuk line to line di steady state dengan semua pembangkit di PP3 FeNi di samping semua pembangkit di CFPP MATI
- c. Hubung singkat maksimum menggunakan hubung singkat 3 phase pada 4 siklus dengan semua generator di PP3 FeNi dan CFPP ON.
- d. Impedansi / model Generator diterapkan pada simulasi didasarkan pada produsen data sheet dan lainnya adalah data suplemen dari ETAP data asli (yaitu X_{du} , X_L , X_q , X_{QU} , X_q' , X_q'' , T_{qo}).
- e. Relay digunakan adalah seri SEPAM.
- f. Relay yang terkoordinasi adalah 50/51 P dan 50/51 N.
- g. Proteksi arus lebih dalam sistem 30kV kecuali line tie dilengkapi dengan relay direksional (67) untuk kedua belah pihak (hulu dan arah hilir).
- h. Empat proteksi arus di FeNi 11kV terdiri dari SP100AKB10GS110, SP100AKB20GS110, 00AKB10GS100 dan SP200AKB20 dilengkapi dengan relay direksional (67) untuk kedua belah pihak (hulu dan arah hilir).
- i. Proteksi utama diferensial relay, sementara relay arus dirancang sebagai perlindungan cadangan.

Adapun jalannya dilakukan menurut diagram alir dibawah ini :



Gambar 3.1 Diagram Alir (flow chart)

3.2 Hubung Singkat Berdasarkan Simulasi ETAP 12.6.0

Saat hubung singkat minimum dihitung berdasarkan line to line steady state sirkuit gangguan hubung singkat. Dalam tugas akhir ini, dalam perhitungan arus gangguan untuk menghitung tetapan setting relay tersebut digunakan bantuan perangkat lunak etap 12.6.0 perangkat lunak etap 12.6.0 dapat digunakan untuk mensimulasikan gangguan pada sistem distribusi pada setelah besaran-besaran serta parameter yang disebutkan diatas telah diketahui.

Asumsi umum untuk perhitungan arus hubung singkat didefinisikan sebagai berikut :

- a. Maksimum hubung singkat : Arus hubung singkat 3 fasa, c faktor 1.1 untuk semua tingkat tegangan.
- b. Minimum hubung singkat : Hubung singkat rangkaian line to line, c faktor 1 untuk di atas 1kV dan 0.95 untuk di bawah 1kV.

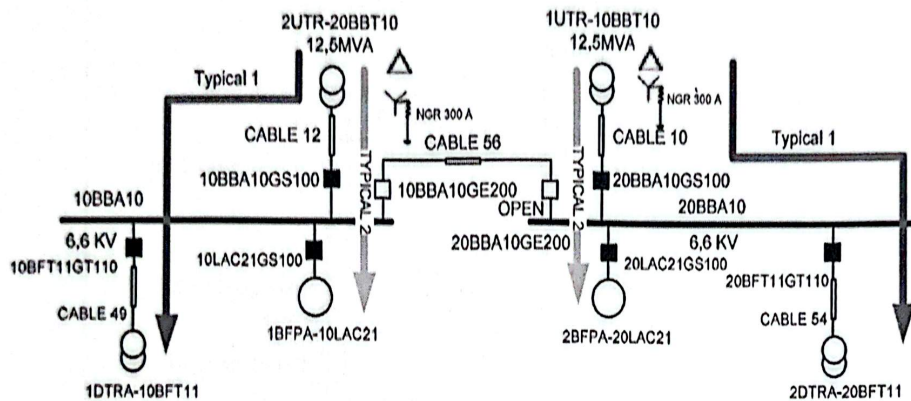
Hubung singkat ditunjukkan pada tabel 1.

Tabel 3.1 Arus hubung singkat gangguan di bus

Arus Hubung Singkat Minimum		
No	Gangguan Bus	kA
1	10BBA10	6.72
2	20BBA10	6.72
3	CFPP SWGR A	14.22
4	SFPP SWGR B	14.22
5	00AHC10	4.96
6	00AHC20	4.96
7	00AHD10	5.53
8	00AHD20	5.53
9	00AJB10	41.25
10	00AKB20	41.25

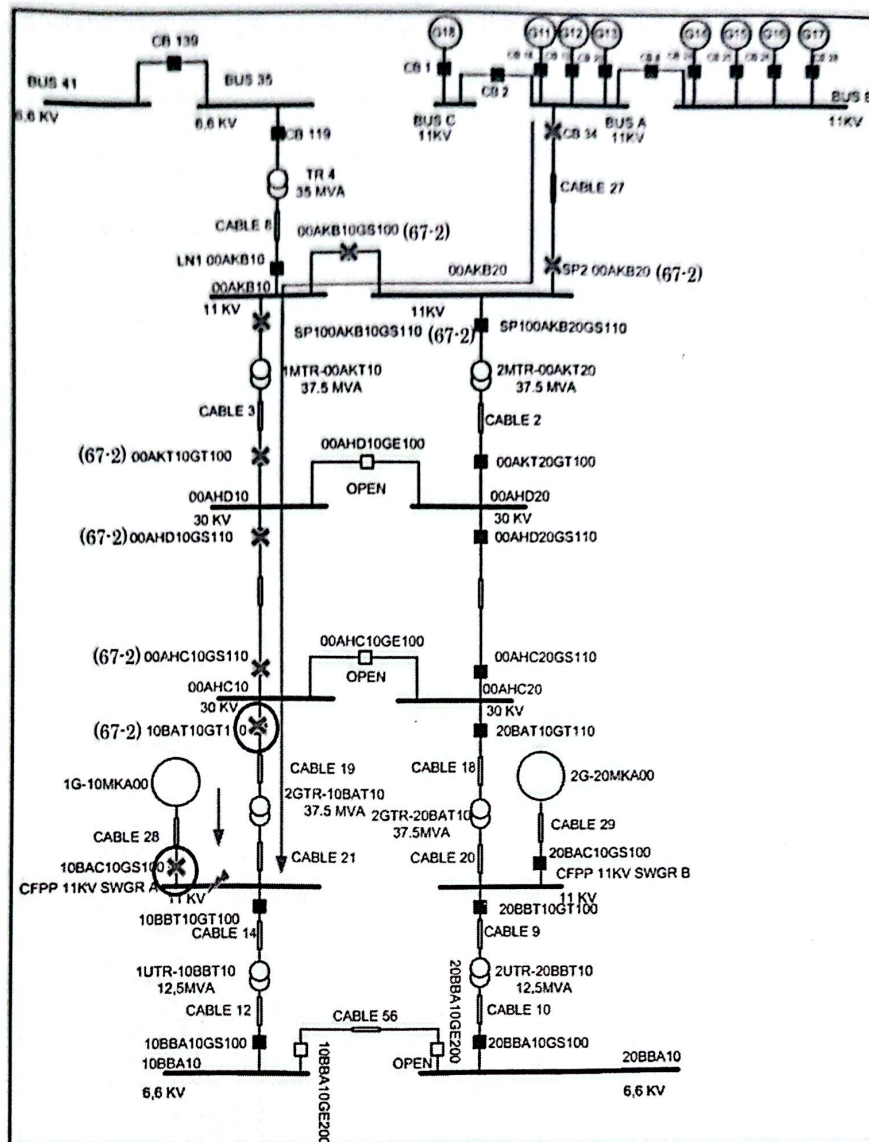
3.3 Konfigurasi dan Khas Koordinasi Proteksi

Dalam penelitian koordinasi proteksi ini, beberapa khas yang digunakan mewakili koordinasi di CFPP 6.6 kV, CFPP 11kV. Seperti dijelaskan dalam gambar 1 sampai 7, untuk khas dalam studi koordinasi relay proteksi dirangkum dalam tabel 2.



Gambar 3.2 Koordinasi gangguan kondisi 1 dan 2 di CFPP 6,6 kV

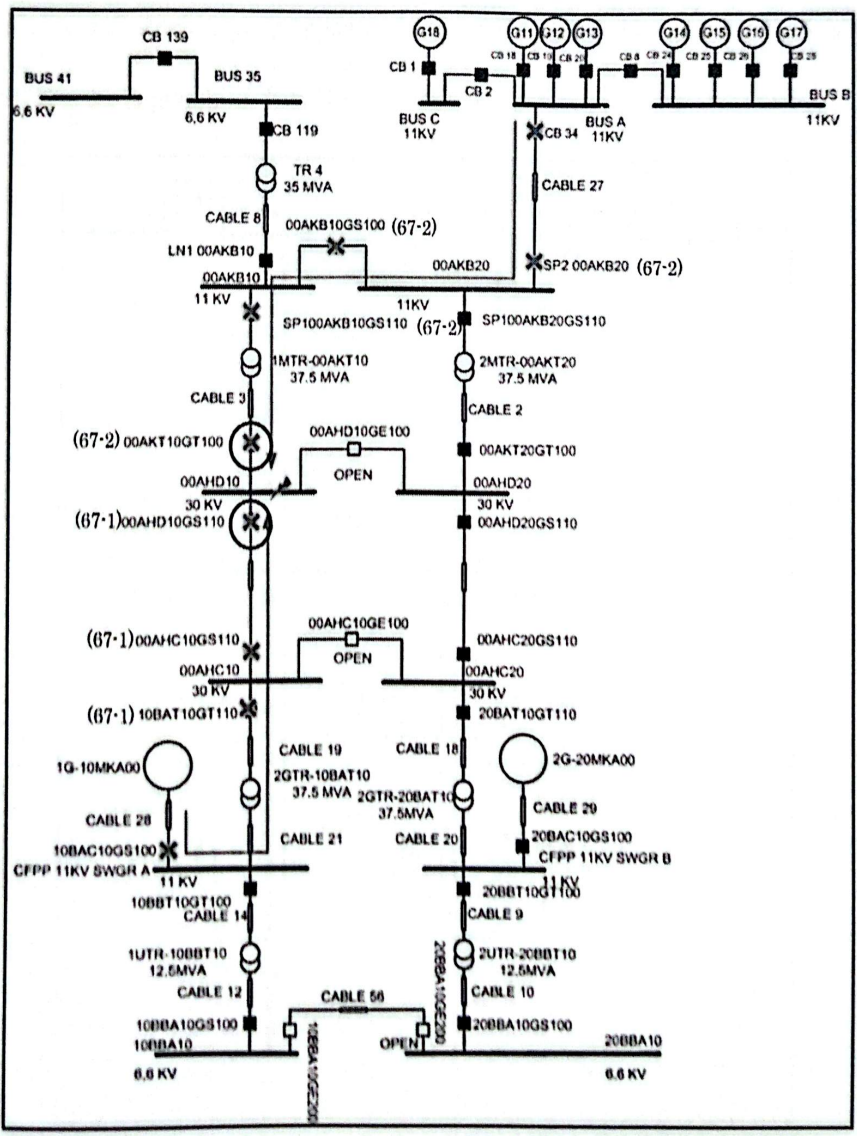
Gambar 3.2 menunjukkan koordinasi pada kondisi di CFPP 6.6kV. Kondisi 1 adalah koordinasi antara relay incoming Bus 10 / 20BBA10 dengan transformator feeder. Kondisi 2 adalah koordinasi antara relay incoming Bus 10 / 20BBA10 dengan motor feder (motor tegangan menengah). Semua kondisi berlaku untuk CFPP Unit 1 dan 2.



Gambar 3.3 Kondisi 1, hubung singkat di 10BAC10, CFPP 11kV SWGR A

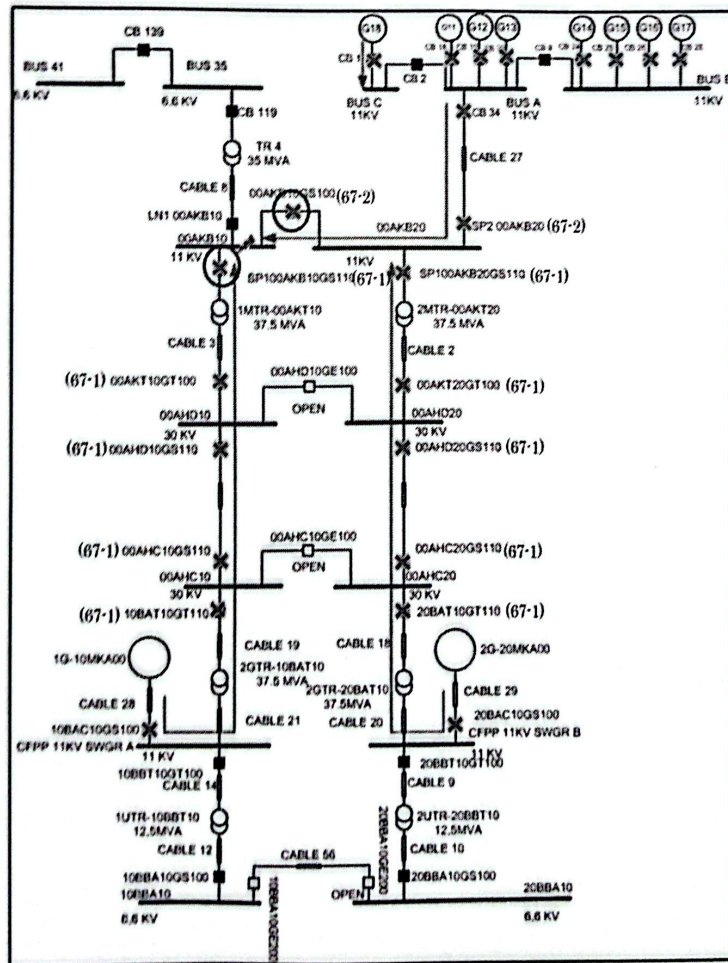
Pada gambar 3.3 merupakan kondisi 1 terjadinya hubung singkat di 10BAC10, CFPP 11kV pada SWGR A. Pada simulasi gangguan 3 fasa pada kondisi 1 diperlihatkan gangguan sampai ke bagian hulu yaitu CB 34 padahal gangguan hanya terjadi pada bagian hilir saja di 10BAC10 SWGR A. Terdapat gangguan yang dilingkari antara lain 10BAC10GS100 dan 10BAT10GT110 yang merupakan pengkodean untuk proteksi direksional overcurrent relay, tujuan dari gangguan yang

terjadi pada bagian di 00AHC10 SWGR A. Terdapat gangguan yang dilingkari antara lain 10BAT10GT110 dan 00AHC10GS110 yang merupakan pengkodean untuk proteksi direksional overcurrent relay, tujuan dari gangguan yang dilingkari adalah skenario dimana gangguan diisolasi dan hanya terjadi pada wilayah tersebut sehingga gangguan tidak menyebar sampai ke bagian CB 34 dan tidak menyebar ke bagian hilir di 10BAC10 SWGR A.



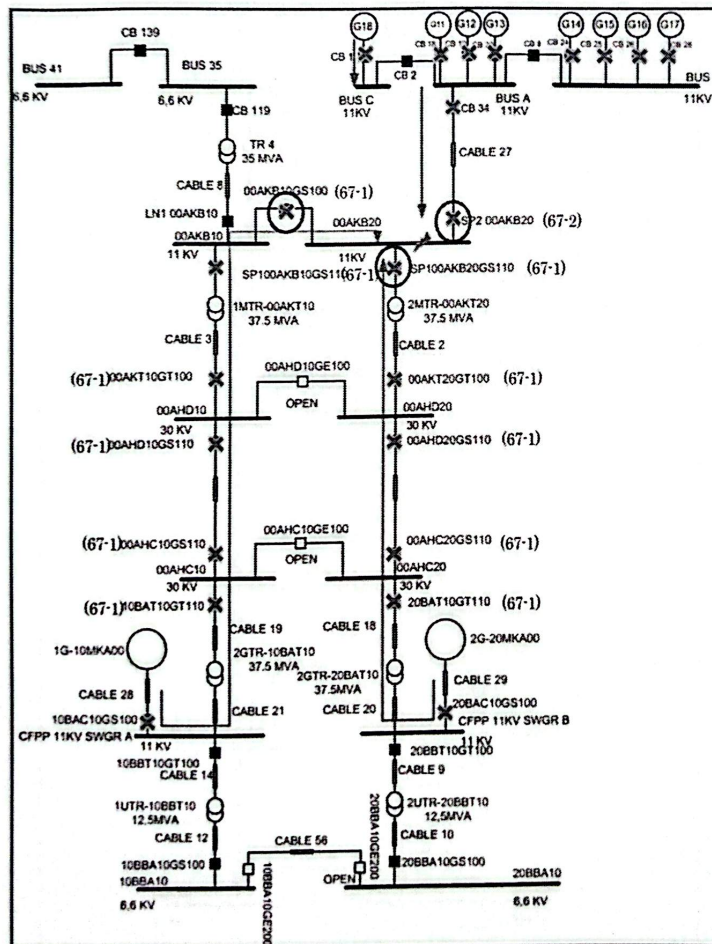
Gambar 3.5 kondisi 3 hubung singkat di 00AHD10, FeNi 30kV SWGR A

Pada gambar 3.5 merupakan kondisi 3 terjadinya hubung singkat di 00AHD10, FeNi 30kV SWGR A. Pada simulasi gangguan kondisi 3 diperlihatkan gangguan sampai ke bagian hulu yaitu CB 34 dan pada bagian hilir yaitu 10BAC10 SWGR A, padahal gangguan hanya terjadi pada bagian tengah yaitu di 00AHD10. Terdapat gangguan yang dilingkari antara lain 00AHD10GS110 dan 00AKT10GT100 yang merupakan pengkodean untuk proteksi direksional overcurrent relay, tujuan dari gangguan yang dilingkari adalah skenario dimana gangguan diisolasi dan hanya terjadi pada wilayah tersebut sehingga gangguan tidak menyebar sampai ke bagian CB 34 dan tidak menyebar ke bagian hilir di 10BAC10 SWGR A.



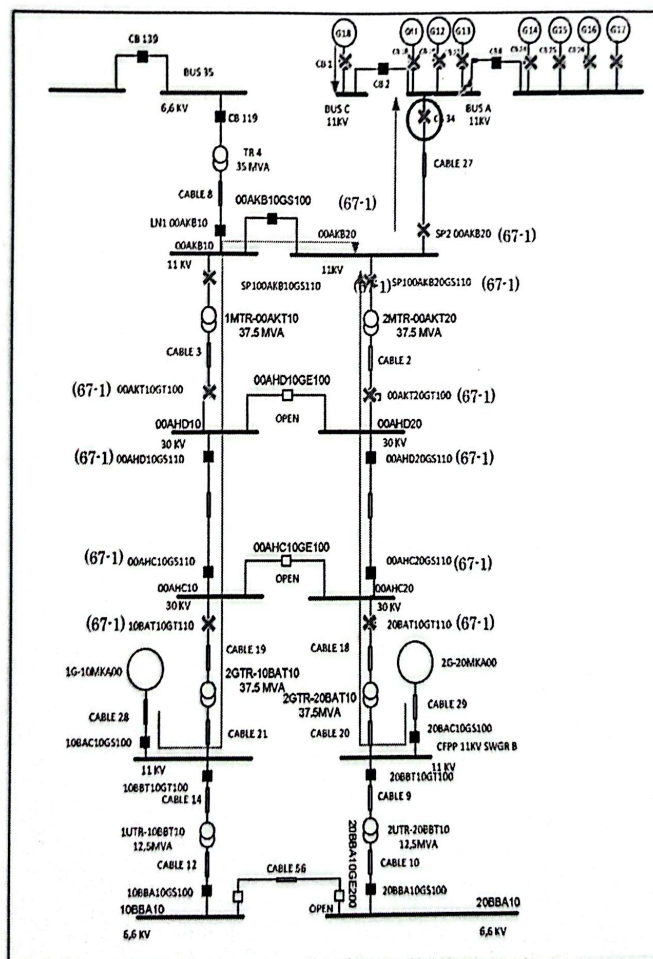
Gambar 3.6 kondisi 4 hubung singkat 00AKB10, FeNi 30 kV SWGR A

Pada gambar 3.6 merupakan kondisi 4 terjadinya hubung singkat di 00AKB10, FeNi 30 kV SWGR A. Pada simulasi gangguan kondisi 4 diperlihatkan hampir semua pada simulasi single line diagram mengalami gangguan, padahal gangguan hanya terjadi pada bagian mendekati hulu saluran yaitu di 00AKB10. Terdapat gangguan yang dilingkari antara lain SP100AKB10GS110 dan 00AKB10GS100 yang merupakan pengkodean untuk proteksi direksional overcurrent relay, tujuan dari gangguan yang dilingkari adalah skenario dimana gangguan diisolasi dan hanya terjadi pada wilayah tersebut sehingga gangguan tidak menyebar.



Gambar 3.7 kondisi 5 hubung singkat di 00AKB20, FeNi 30kV SWGR B

Pada gambar 3.7 merupakan kondisi 5 terjadinya hubung singkat di 00AKB20, FeNi 30kV SWGR B. Pada simulasi gangguan kondisi 5 diperlihatkan hampir semua pada simulasi single line diagram mengalami gangguan, padahal gangguan hanya terjadi pada bagian mendekati hulu saluran yaitu di 00AKB20. Terdapat gangguan yang dilingkari antara lain SP100AKB20GS110, 00AKB10GS100, dan SP00AKB20 yang merupakan pengkodean untuk proteksi direksional overcurrent relay, tujuan dari gangguan yang dilingkari adalah skenario dimana gangguan diisolasi dan hanya terjadi pada wilayah tersebut sehingga gangguan tidak menyebar.



Gambar 3.8 kondisi 6, hubung singkat di 00AKB20, FeNi 30kV SWGR B

Pada gambar 3.8 merupakan kondisi 6 terjadinya hubung singkat di 00AKB20, FeNi 30kV SWGR B. Pada simulasi gangguan kondisi 6 diperlihatkan setengah saluran pada simulasi single line diagram mengalami gangguan, padahal gangguan hanya terjadi pada bagian hulu yaitu di 00AKB20. Terdapat gangguan yang dilingkari yaitu pada CB 34 tujuan dari gangguan yang dilingkari adalah skenario dimana gangguan diisolasi dan hanya terjadi pada wilayah tersebut sehingga gangguan tidak menyebar.

Keterangan gambar, dimana :

✚ Lokasi gangguan

✱ Kondisi yang mengalami gangguan

○ Proteksi utama, proteksi cadangan lainnya

(67-1) relay over current direksional. Arah dari CFPP ke FeNi (Atas)

(67-2) relay over current direksional. Arah dari FeNi ke CFPP (Bawah)

Gambar 3.3 sampai dengan 3.8 menunjukkan koordinasi setiap kondisi di sistem saluran. Koordinasi tiap kondisi didefinisikan berdasarkan lokasi gangguan. Karena kedua jalur yang identik, kasus setiap kondisi dari gangguan yang sama untuk CFPP / FeNi Unit-1 dan CFPP / FeNi Unit-2 Line.

BAB IV

ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS 3 FASA

Pada tugas akhir ini daerah koordinasi relay proteksi sepam yaitu koordinasi proteksi gangguan 3 fasa pada arah hulu saluran, koordinasi proteksi gangguan 3 fasa pada arah hilir saluran, koordinasi proteksi relay LNI00AKB10 dan 00AKB20, serta koordinasi proteksi relay *tie breaker line* 30kV.

Sebelum melakukan koordnansi relay proteksi sepam harus mengetahui nilai arus nominal, arus beban, arus gangguan 3 fasa pada sistem jaringan distribusi. Untuk mengetahui bisa didapatkan dengan cara kalkulasi manual berdasarkan rumus-rumus yang tertera di bab 2. Adapun cara lain dengan cara simulasi menggunakan ETAP, merupakan perangkat lunak yang digunakan untuk merancang dan mensimulasikan sistem saluran kelistrikan.

Dalam merancang menggunakan ETAP dipermulaannya dibutuhkan data input koneksi cabang, data input bus, data input kabel, data input resistansi kabel, data input generator sinkron, data input mesin induksi, data input beban terpusat, dan data input transformator. Setelah memiliki data input tersebut maka sudah bisa dilakukan perancangan menggunakan perangkat lunak ETAP. Berikut merupakan data input dari ETAP, berdasarkan data-data yang telah diperoleh :

Tabel 4.1 Tabel data input koneksi cabang

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
00TRA-00BT11	2W XFMR	Bus36	00BFA	44.60	267.62	271.31	
10TRA-10BT11	2W XFMR	Bus62	10BFA	55.75	334.52	339.13	
10TR-10BAT10	2W XFMR	Bus39	Bus40	0.69	30.83	30.83	
10MTR-0AKT10	2W XFMR	Bus7	Bus8	0.74	33.33	33.33	
10UTR-10BT10	2W XFMR	Bus53	Bus54	4.42	57.43	57.60	
20TRA-20BT11	2W XFMR	Bus66	20BFA	55.75	334.52	339.13	
20TR-20BAT10	2W XFMR	Bus47	Bus48	0.69	30.83	30.83	
20MTR-0AKT20	2W XFMR	Bus15	Bus16	0.74	33.33	33.33	
20UTR-20BT10	2W XFMR	Bus77	Bus78	4.42	57.43	57.60	
00TRB-00BT11	2W XFMR	Bus61	00BFA	44.60	267.62	271.31	
TR1	2W XFMR	Bus22	Bus23	0.51	23.12	23.13	
TR3	2W XFMR	Bus31	Bus32	0.51	23.07	23.08	
TR4	2W XFMR	Bus35	Bus5	0.59	26.42	26.43	
TR5	2W XFMR	Bus18	Bus19	4.42	57.43	57.60	
TR9903	2W XFMR	Bus26	Bus27	0.57	25.69	25.69	
Cable1	Cable	10BBA	mt terminal 930	4.24	1.32	4.45	
Cable2	Cable	Bus16	00AHD20	0.01	0.03	0.03	0.0066409
Cable3	Cable	Bus8	00AHD10	0.01	0.03	0.03	0.0066409
Cable5	Cable	00AKB20	Bus15	0.05	0.08	0.10	0.0034112
Cable6	Cable	10BBA	mt terminal cdg 930	4.24	1.32	4.45	
Cable7	Cable	00AKB10	Bus7	0.05	0.08	0.10	0.0034112
Cable8	Cable	Bus5	00AKB10	0.24	0.56	0.61	0.0169884
Cable9	Cable	CFPP 11KV SWGR B	Bus77	0.05	0.12	0.13	0.0005889
Cable10	Cable	Bus78	20BBA	0.50	0.68	0.85	
Cable11	Cable	20BBA	mt terminal 930_2	4.46	1.39	4.67	
Cable12	Cable	Bus54	10BBA	0.29	0.59	0.66	0.0009893
Cable13	Cable	20BBA	mt terminal cdg 930_2	4.46	1.39	4.67	
Cable14	Cable	CFPP 11KV SWGR A	Bus53	0.05	0.11	0.12	
Cable15	Cable	10BFA	mt terminal cdg 132	748.48	760.58	1067.10	
Cable18	Cable	00AHC20	Bus47	0.01	0.03	0.03	0.0066409
Cable19	Cable	00AHC10	Bus39	0.01	0.03	0.03	0.0066409
Cable20	Cable	Bus48	CFPP 11KV SWGR B	0.04	0.09	0.09	
Cable21	Cable	Bus40	CFPP 11KV SWGR A	0.04	0.09	0.09	
Cable22	Cable	10BFA	mt terminal 132	748.48	760.58	1067.10	
Cable23	Cable	20BFA	mt terminal 132_2	748.48	760.58	1067.10	
Cable24	Cable	20BFA	mt terminal cdg 132_2	748.48	760.58	1067.10	
Cable25	Cable	00BFA	mt terminal 110	856.28	362.00	929.65	

Tabel 4.2 Tabel data input koneksi cabang

CKT Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAB			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
Cable17	Cable	Bus A	00AKB20	0.27	0.57	0.63	
Cable18	Cable	Bus47	CFPP 11KV SWGR A	0.06	0.12	0.13	
Cable19	Cable	Bus52	CFPP 11KV SWGR B	0.05	0.11	0.12	
Cable20	Cable	10BBA	Bus1	8.84	2.76	9.26	
Cable21	Cable	Bus 35	Bus4	1.02	2.10	2.34	0.0148162
Cable22	Cable	20BDA	Bus2	7.92	2.47	8.30	
Cable23	Cable	Bus C	Bus22	0.03	0.05	0.06	0.0094138
Cable24	Cable	10BBA	Bus3	17.59	2.33	17.74	
Cable25	Cable	Bus A	Bus26	0.04	0.09	0.10	0.0091785
Cable27	Cable	Bus B	Bus31	0.03	0.05	0.06	0.0094138
Cable28	Cable	10BBA	Bus6	6.51	2.03	6.82	
Cable29	Cable	Bus B	Bus34	5.79	6.76	8.90	0.0131134
Cable30	Cable	20BBA	Bus9	8.84	2.76	9.26	
Cable31	Cable	00AKB20	Bus18	0.39	0.95	1.03	0.2016683
Cable32	Cable	20BBA	Bus10	6.08	1.90	6.37	
Cable33	Cable	20BBA	Bus11	26.08	2.34	26.18	
Cable34	Cable	10BBA	Bus12	8.14	2.54	8.52	
Cable35	Cable	10BBA	Bus70	3.25	1.01	3.41	
Cable36	Cable	10BBA	Bus62	3.25	1.01	3.41	
Cable38	Cable	10BBA	Bus56	1.86	0.93	2.08	
Cable39	Cable	20BBA	Bus61	1.86	0.93	2.08	
Cable40	Cable	20BBA	Bus72	3.25	1.01	3.41	
Cable41	Cable	20BBA	Bus66	3.25	1.01	3.41	
Line-04A	Line	00AHD10	00AHC10	2.71	11.35	11.67	0.0100605
Line-04B	Line	00AHD20	00AHC20	2.71	11.35	11.67	0.0100605
00AHC10GE100	Tie Breaker	00AHC20	00AHC10				
00AHD10GE100	Tie Breaker	00AHD20	00AHD10				
00AKB10GE100	Tie Breaker	00AKB20	00AKB10				
10BFA10	Tie Breaker	10BFA	10BFA				
20BFA10	Tie Breaker	20BFA	20BFA				
CB 2	Tie Breaker	Bus A	Bus C				
CB4	Tie Breaker	00BFA	00BFA				
CB 8	Tie Breaker	Bus B	Bus A				
CB 139	Tie Breaker	Bus 41	Bus 35				

Pada tabel 4.1 dan tabel 4.2 menunjukkan sekuens impedansi dari setiap input koneksi cabang, mulai dari transformator dengan kode identitas input 0DTRA-00BFT11, 1DTRA-10BFT11, 1GTR-10BAT10, 1MTR-OAKT10, 1UTR-10BBT10, 2DTRA-20BFT11, 2GTR-20BAT10, 2MTR-OAKT20, 2UTR-20BBT10, ODTRB-00BFT11, TR1, TR2, TR3, TR4, TR5, dan TR8903. Sekuens impedansi kabel 1 sampai dengan kabel 54, serta tie breaker. Data input koneksi cabang berisi mengenai sekuensi impedansi transformator, kabel, dan tie breaker dari busbar ke kabel dan sebaliknya dari kabel ke busbar ataupun dari busbar ke busbar.

Tabel 4.3 Tabel data input bus

Bus Input Data

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag	Ang.
00AHC10	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
00AHC20	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
00AHD10	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
00AHD20	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
00AKB10	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
00AKB20	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
00BFA	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
00BFA.	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
10BBA	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
10BFA	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
10BFA.	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
20BBA	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
20BFA	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
20BFA.	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
Bus1	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus2	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus3	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus4	Load	6.600	6.900	11	100.00	-30.00
Bus5	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus6	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus7	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus8	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
Bus9	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus10	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus11	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus12	Load	6.900	6.800	11	100.00	-30.00
Bus15	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus16	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
Bus18	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus19	Load	6.600	6.600	11	100.00	-30.00
Bus22	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus23	Load	33.000	33.000	11	100.00	30.00
Bus26	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus27	Load	31.500	31.500	11	100.00	30.00
Bus31	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00

Tabel 4.4 Tabel data input bus

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus32	Load	33.000	33.000	11	100.00	30.00
Bus34	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus 35	Load	6.600	6.900	11	100.00	-30.00
Bus39	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
Bus40	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus 41	Load	6.600	6.900	11	100.00	-30.00
Bus42	Gen.	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus47	Load	30.000	30.000	11	100.00	30.00
Bus48	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus52	Gen.	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus53	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus54	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus56	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus61	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus62	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus66	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus70	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus72	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus77	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus78	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
Bus A	Gen.	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus B	SWNG	11.000	11.000	11	100.00	0.00
Bus C	Gen.	11.000	11.000	11	100.00	0.00
CFPP 11KV SWGR A	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
CFPP 11KV SWGR B	Load	11.000	11.000	11	100.00	0.00
mtr terminal 110	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
mtr terminal 132	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
mtr terminal 132_2	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
mtr terminal 930	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
mtr terminal 930_2	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
mtr terminal edg 132	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
mtr terminal edg 132_2	Load	0.400	0.422	11	100.00	-60.00
mtr terminal edg 930	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00
mtr terminal edg 930_2	Load	6.600	6.800	11	100.00	-30.00

69 Buses Total

Pada tabel 4.3 dan 4.4 menunjukkan data input bus yang berisi informasi tegangan nominal dan tegangan base pada busbar dan terminal.

Tabel 4.5 Tabel data input kabel

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable	Length											
	ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0
Cable1	6.6NCUN3	70	60.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable2	33NCUN1	400	43.0	0.0	2	75	0.0610416	0.116	0.0000858	0.0953775	0.29	
Cable3	33NCUN1	400	43.0	0.0	2	75	0.0610416	0.116	0.0000858	0.0953775	0.29	
Cable5	11NCUN1	400	40.0	0.0	4	75	0.0610416	0.101	0.0001762	0.0953775	0.26	
Cable6	6.6NCUN3	70	60.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable7	11NCUN1	400	40.0	0.0	4	75	0.0610416	0.161	0.0001762	0.0953775	0.26	
Cable8	33NCUN1	500	300.0	0.0	5	75	0.0486425	0.113	0.0000936	0.076302	0.29	
Cable9	33NCUN1	500	26.0	0.0	2	75	0.0486425	0.113	0.0000936	0.076302	0.29	
Cable10	6.6NCUN3	400	76.0	0.0	2	75	0.0610416	0.0832		0.0970562	0.21133	
Cable11	6.6NCUN3	70	63.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable12	11NCUN1	500	55.0	0.0	2	75	0.0486425	0.1	0.0001945	0.076302	0.25	
Cable13	6.6NCUN3	70	63.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable14	15NCUS1	500	26.0	0.0	2	75	0.0486425	0.103		0.0773416	0.26162	
Cable15	0.6NCUN3	300	180.0	0.0	1	75	0.0742	0.0754		0.11872	0.19227	
Cable18	33NCUN1	400	43.0	0.0	2	75	0.0610416	0.116	0.0000858	0.0953775	0.29	
Cable19	33NCUN1	400	43.0	0.0	2	75	0.0610416	0.116	0.0000858	0.0953775	0.29	
Cable20	15NCUS1	500	40.0	0.0	4	75	0.0486425	0.103		0.0773416	0.26162	
Cable21	15NCUS1	500	40.0	0.0	4	75	0.0486425	0.103		0.0773416	0.26162	
Cable22	0.6NCUN3	300	180.0	0.0	1	75	0.0742	0.0754		0.11872	0.19227	
Cable23	0.6NCUN3	300	180.0	0.0	1	75	0.0742	0.0754		0.11872	0.19227	
Cable24	0.6NCUN3	300	180.0	0.0	1	75	0.0742	0.0754		0.11872	0.19227	
Cable25	0.6NCUN3	120	84.0	0.0	1	75	0.1819	0.0769		0.29104	0.19609	
Cable27	15NCUS1	500	400.0	0.0	6	75	0.0486425	0.103		0.0773416	0.26162	
Cable28	15NCUS1	500	57.0	0.0	4	75	0.0486425	0.103		0.0773416	0.26162	
Cable29	15NCUS1	500	50.0	0.0	4	75	0.0486425	0.103		0.0773416	0.26162	
Cable30	6.6NCUN3	70	125.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable31	11NCUN1	500	400.0	0.0	4	75	0.0486425	0.1	0.0001945	0.076302	0.25	
Cable32	6.6NCUN3	70	112.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable33	11NCUN1	500	50.0	0.0	8	75	0.0486425	0.1	0.0001945	0.076302	0.25	
Cable34	10NCUS3	25	92.0	0.0	1	75	0.8841494	0.117		1.405769	0.29718	
Cable35	11NCUN1	500	65.0	0.0	6	75	0.0486425	0.1	0.0001945	0.076302	0.25	
Cable37	11NCUN1	500	50.0	0.0	8	75	0.0486425	0.1	0.0001945	0.076302	0.25	
Cable38	6.6NCUN3	70	92.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	

Pada tabel 4.5 menunjukkan ukuran kabel yang digunakan disertai dengan panjang kabel yang digunakan, fasa kabel, suhu maximum kabel, rating resistansi kabel.

Tabel 4.6 Tabel data input resistansi kabel

Line/Cable		Ohms or Siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)										
ID	Library	Size	Length			T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
			Adj (m)	% Tol	#Phase							
Cable39	11NCUN1	240	750.0	0.0	1	75	0.093117	0.109	0.0001415	0.152604	0.28	
Cable40	8.6NCUN3	70	125.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable41	11NCUN1	630	950.0	0.0	8	75	0.0400586	0.097	0.0002193	0.0667643	0.25	
Cable42	8.6NCUN3	70	86.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable43	10NCUS3	16	86.0	0.0	1	75	1.402049	0.126		2.229259	0.32064	
Cable45	8.6NCUN3	70	115.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable47	8.6NCUN3	70	46.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable49	8.6NCUN3	70	46.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable50	6.6NCUN3	120	46.0	0.0	1	75	0.1869399	0.0931		0.2972345	0.23647	
Cable52	6.6NCUN3	120	46.0	0.0	1	75	0.1869399	0.0931		0.2972345	0.23647	
Cable53	6.6NCUN3	70	46.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Cable54	6.6NCUN3	70	46.0	0.0	1	75	0.3271449	0.102		0.5201603	0.25908	
Line-0AHA		506	3100.0	0.0	1	75	0.0786404	0.3294534	0.0000036	0.3152187	1.036011	0.0000018
Line-0AHB		506	3100.0	0.0	1	75	0.0786404	0.3294534	0.0000036	0.3152187	1.036011	0.0000018

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Pada tabel 4.6 menunjukkan ukuran kabel yang digunakan disertai dengan panjang kabel yang digunakan, fasa kabel, suhu maximum kabel, rating resistansi kabel.

Tabel 4.7 Tabel data input generator sinkron

Synchronous Generator		Synchronous Generator Input Data													
ID	Type	Rating			Positive Seq. Impedance					Grounding		Zero Seq. Impedance			
		MVA	kV	RPM	X ² /R	% R	% Xd'		Conn.	Type	Amp	X/R	% R0	% X0	
1G-10MKA00	Turbo	37.500	11.000	1500	55.25	0.308	17.00	-15.0	35.00	Wye	Resistor	10.00	55.25	0.127	7.00
2G-20MKA00	Turbo	37.500	11.000	1500	55.25	0.308	17.00	-15.0	35.00	Wye	Resistor	10.00	55.25	0.127	7.00
G11	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70
G12	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70
G13	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70
G14	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70
G15	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70
G16	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70
G17	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70
G18	Turbo	21.345	11.000	500	25.00	0.884	22.10	0.0	36.40	Wye	Resistor	5.00	25.00	0.468	11.70

Total Connected Synchronous Generators (= 10): 245.760 MVA

Pada tabel 4.7 menunjukkan data input generator antara lain 1G-10MKA00, 2G-20MKA00, dan G11 sampai dengan G18 , berisikan kode input generator, type generator, rating generator, dan sekuens impedansi generator.

Tabel 4.8 Tabel data input mesin induksi

Induction Machine Input Data

Induction Machine		Rating (Base)				Positive Seq. Imp.				Grounding		Zero Seq. Imp.			
ID	Type	Qty	kVA	kV	RPM	X ² /R	% R	% X [*]	% X'	Conn.	Type	Amp	X/R	% R0	% X0
W01C001	Motor	1	742.44	6.600	1500	3.70	4.980	18.46	46.13	Wye	Open		5.15	4.900	23.69
W01D01	Motor	1	882.08	6.600	1500	23.36	0.607	15.38	23.08	Wye	Open		23.36	0.607	15.38
W01D01	Motor	1	880.51	6.600	1500	24.48	0.629	15.38	23.08	Wye	Open		24.48	0.629	15.38
W01D01	Motor	1	304.01	6.600	1500	14.54	1.270	18.46	46.13	Wye	Open		14.54	1.270	18.46
W01D02	Motor	1	574.75	6.600	1500	20.61	0.896	18.46	46.13	Wye	Open		20.61	0.896	18.46
W01D02	Motor	1	880.51	6.600	1500	24.48	0.629	15.38	23.08	Wye	Open		24.48	0.629	15.38
W01D02	Motor	1	304.01	6.600	1500	14.54	1.270	18.46	46.13	Wye	Open		14.54	1.270	18.46
W01D03	Motor	1	882.08	6.600	1500	23.36	0.607	15.38	23.08	Wye	Open		23.36	0.607	15.38
W01D03A	Motor	1	1064.28	6.600	3000	26.51	0.629	16.67	25.00	Wye	Open		24.47	0.629	15.38
W01D03A	Motor	1	1064.28	6.600	3000	26.51	0.629	16.67	25.00	Wye	Open		24.47	0.629	15.38
W01D03B	Motor	1	1064.28	6.600	3000	26.51	0.629	16.67	25.00	Wye	Open		24.47	0.629	15.38
W01D03B	Motor	1	1064.28	6.600	3000	26.51	0.629	16.67	25.00	Wye	Open		24.47	0.629	15.38
W01	Motor	1	133.71	0.400	1500	9.46	1.797	16.90	42.25	Wye	Open		11.19	1.787	20.00
W02	Motor	1	161.43	0.400	1500	6.76	3.400	22.97	57.43	Wye	Open		5.88	3.400	20.00
W03	Motor	1	161.43	0.400	1500	6.76	3.400	22.97	57.43	Wye	Open		5.88	3.400	20.00
W03-1 BACK UP	Motor	1	161.43	0.400	1500	6.76	3.400	22.97	57.43	Wye	Open		5.88	3.400	20.00
W03-2 BACK UP	Motor	1	161.43	0.400	1500	6.76	3.400	22.97	57.43	Wye	Open		5.88	3.400	20.00

Total Consumed Induction Machines (= 17) : 10666.9 kVA

Pada tabel 4.8 menunjukkan data input mesin induksi, berisikan kode input mesin induksi, rating motor induksi, dan sekuens impedansi motor induksi.

Tabel 4.9 Tabel data input beban terpusat

Lumped Load Input Data

Lumped Load	Lumped Load				Motor Loads									
	Rating		% Load		Loading		X/R Ratio		Imp. (Machine Base)			Grounding		
	kVA	kV	MTR	STAT	kW	kvar	X ² /R	X/R	% R	% X [*]	% X'	Conn.	Type	Amp
Common Area Fe06 Plan	7500.0	11.000	80	20	5100.0	3160.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
ES0-1	40100.0	33.000	10	90	3960.9	565.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
ES0-2	36000.0	33.000	10	90	3613.5	514.9	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
ES0-3	44270.0	33.000	10	90	4382.7	624.5	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
Fe06-1	7500.0	11.000	80	20	5100.0	3160.7	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
Fe06-1 AUK	5495.0	6.000	80	20	3956.4	1916.2	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
Fe06-2	4396.0	6.000	80	20	3165.1	1532.9	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
Fe06-3	8910.0	6.000	80	20	6415.2	3107.0	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
EF Electrical	7600.0	11.000	10	90	608.0	456.0	6.67	6.67	2.307	15.38	23.08	Delta		

Pada tabel 4.9 menunjukkan data input beban terpusat yang berisikan rating beban terpusat serta beban motor yang terdiri dari ratio impedansi motor.

Tabel 4.10 Tabel data input beban terpusat

Lumped Load	Lumped Load				Motor Loads									
	Rating		% Load		Loading		N/R Ratio		Imp. (Machine Base)			Grounding		
	ID	kVA	kV	MTR	STAT	kW	kvar	N/R	N/R	% R	% X'	% X''	Conn.	Type
Lump1	393.0	0.400	80	20	268.6	166.5	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
Lump2	350.0	0.400	80	20	224.0	168.0	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
Lump5	350.0	0.400	80	20	224.0	168.0	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
Lump6	285.0	0.400	80	20	193.8	120.1	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
Lump13	393.0	0.400	80	20	268.6	166.5	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
Lump4	285.0	0.400	80	20	193.8	120.1	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
Lump10	390.0	0.400	80	20	265.2	164.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
Lump11	390.0	0.400	80	20	265.2	164.4	2.38	2.38	8.403	20.00	50.00	Delta		
New Receive SubS	20000.0	6.600	80	20	13440.0	8681.4	10.00	10.00	1.538	15.38	23.08	Delta		
Total Connected Lumped Loads (= 18): 185111.0 kVA														

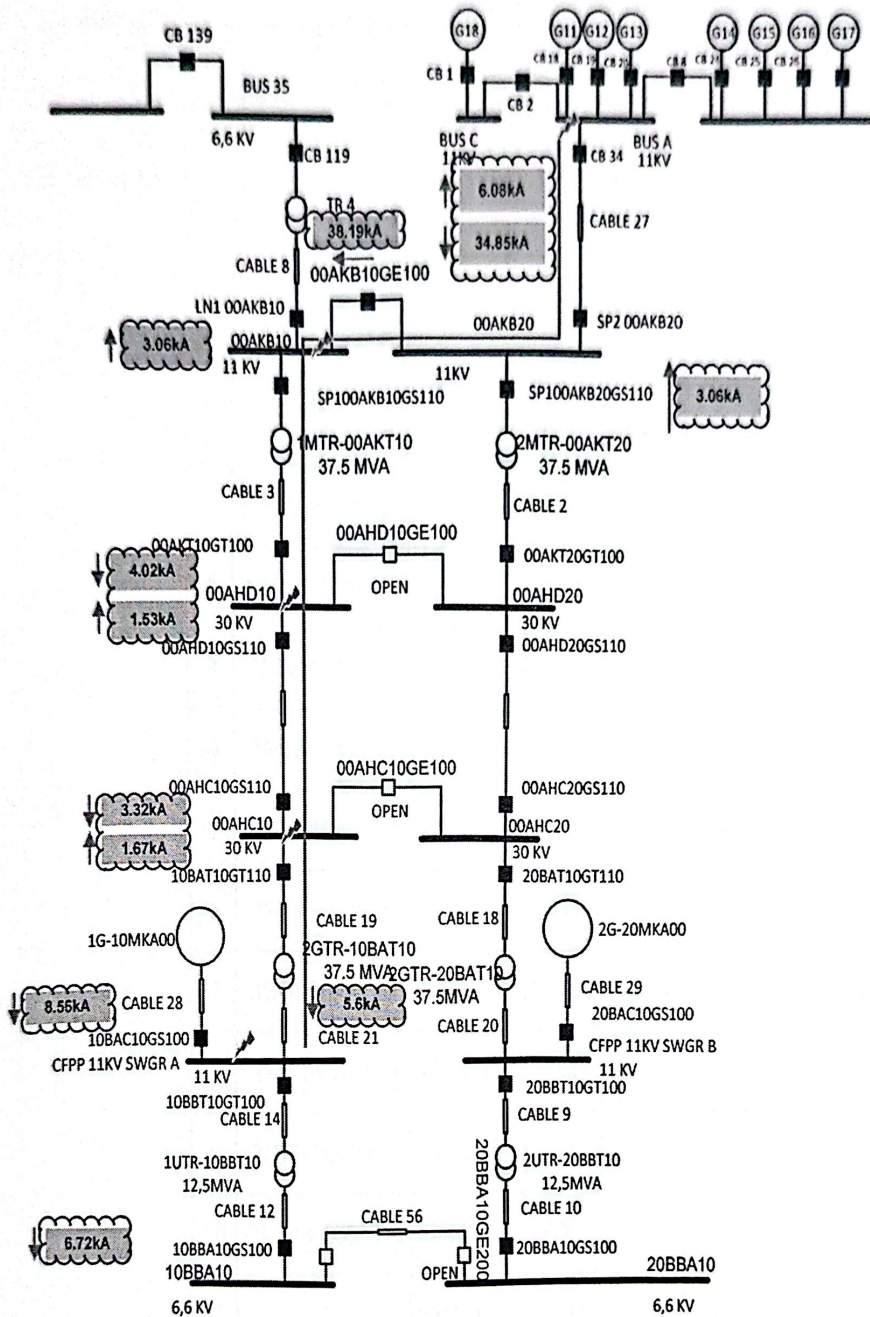
Pada tabel 4.10 menunjukkan data input beban terpusat yang berisikan rating beban terpusat serta beban motor yang terdiri dari ratio impedansi motor.

Tabel 4.11 Tabel data input transformator

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating				Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift		
	ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.		Prim.	Sec.	% Z
0DTRA-00BFT11	2.500	6.600	0.410	8.00	6.00	0	0	-10.0	-1.400	0	7.2000	Std Pos. Seq.	-30.000
1DTRA-10BFT11	1.500	6.600	0.410	6.00	6.00	0	0	-10.0	0	0	5.4000	Std Pos. Seq.	-30.000
1GTR-10BAT10	37.500	30.000	11.000	12.50	45.00	0	0	-7.5	0	0	11.5625	Std Pos. Seq.	-30.000
1MTR-0AKT10	37.500	11.000	30.000	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	30.000
1UTR-10BBT10	12.500	11.000	6.800	8.00	13.00	0	0	-10.0	1.000	0	7.2000	Std Pos. Seq.	-30.000
2DTRA-20BFT11	1.500	6.600	0.410	6.00	6.00	0	0	-10.0	-0.100	0	5.4000	Std Pos. Seq.	-30.000
2GTR-20BAT10	37.500	30.000	11.000	12.50	45.00	0	0	-7.5	0	0	11.5625	Std Pos. Seq.	-30.000
2MTR-0AKT20	37.500	11.000	30.000	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.5000	Std Pos. Seq.	30.000
2UTR-20BBT10	12.500	11.000	6.800	8.00	13.00	0	0	-10.0	1.000	0	7.2000	Std Pos. Seq.	-30.000
0DTRB-00BFT11	2.500	6.600	0.410	8.00	6.00	0	0	-10.0	0	0	7.2000	Std Pos. Seq.	-30.000
TR1	60.000	11.000	33.000	15.00	45.00	0	0	-7.5	0	0	13.8750	Std Pos. Seq.	30.000
TR3	65.000	11.000	33.000	15.00	45.00	0	0	0	0	0	15.0000	Std Pos. Seq.	30.000
TR4	35.000	6.900	11.000	10.00	45.00	0	0	-7.5	0	0	9.2500	Std Pos. Seq.	30.000
TR5	12.500	11.000	6.600	8.00	13.00	0	0	-10.0	0	0	7.2000	Std Pos. Seq.	-30.000
TR8903	45.000	11.000	31.500	12.50	45.00	0	0	-7.5	0	0	11.5625	Std Pos. Seq.	30.000

Pada tabel 4.11 menunjukkan data input transformator, berisikan kode input transformator, rating transformator, variasi impedansi, persentase tap setting, dan phase shift.



Gambar 4.1 Arah arus hubung singkat

Pada gambar 4.1 menunjukkan simulasi lokasi gangguan arus hubung singkat yang terjadi baik itu di arah hulu ataupun di arah hilir. Dari simulasi lokasi gangguan arus hubung singkat menggunakan ETAP 12.6.0 memudahkan dalam mengetahui nilai hubung singkat yang terjadi.

4.1 Kalkulasi gangguan arus 3 fasa

Berikut ini merupakan hasil kalkulasi gangguan arus 3 fasa, nilai impedansi, tegangan primer/sekunder, dan daya didapatkan berdasarkan yang tertulis pada *nameplate*.

NO	ID	DATA NAMEPLATE			
		KVA	Primer V	Sek V	Z %
1	ODTRA-00BFT11	2.500	6.600	410	8
2	1DTRA-10BFT11	1.500	6.600	400	6
3	1GTR-10BAT10	37.500	30.000	11.000	12,5
4	1MTR-OAKT10	37.500	11.000	30.000	12,5
5	1UTR-10BBT10	12.500	11.000	6.800	8
6	2DTRA-20BFT11	1.500	6.600	400	6
7	2GTR-20BAT10	37.500	30.000	11.000	12,5
8	2MTR-OAKT20	37.500	11.000	30.000	12,5
9	2UTR-20BBT10	12.500	11.000	6.800	8
10	ODTRB-00BFT11	2.500	6.600	400	8
11	TR1	60.000	11.000	33.000	15
12	TR3	65.000	11.000	33.000	15
13	TR4	35.000	6.900	11.000	10
14	TR5	12.500	11.000	6.600	8
15	TR8903	45.000	11.000	31.500	12,5

KALKULASI MANUAL ARUS GANGGUAN 3 FASA	
Utility Fault Current	Arus Hubung Singkat
(A)	(A)
$\frac{2.500 \times 1000}{410 \times 1,732} = 3.520,53$	$\frac{410 : 1,732}{8 : 100} = 2.959,01$
$\frac{1.500 \times 1000}{400 \times 1,732} = 2.165,13$	$\frac{400 : 1,732}{6 : 100} = 3.849,11$
$\frac{37.500 \times 1000}{11.000 \times 1,732} = 1.968,30$	$\frac{11.000 : 1,732}{12,5 : 100} = 50.808,31$
$\frac{37.500 \times 1000}{30.000 \times 1,732} = 721,71$	$\frac{30.000 : 1,732}{12,5 : 100} = 138.568,13$
$\frac{12.500 \times 1000}{6.800 \times 1,732} = 1.061,34$	$\frac{6.800 : 1,732}{8 : 100} = 49.076,21$
$\frac{1.500 \times 1000}{400 \times 1,732} = 2.165,13$	$\frac{400 : 1,732}{6 : 100} = 3.849,11$
$\frac{37.500 \times 1000}{11.000 \times 1,732} = 1.968,30$	$\frac{11.000 : 1,732}{12,5 : 100} = 50.808,31$
$\frac{37.500 \times 1000}{30.000 \times 1,732} = 721,71$	$\frac{30.000 : 1,732}{12,5 : 100} = 138.568,13$
$\frac{12.500 \times 1000}{6.800 \times 1,732} = 1.061,34$	$\frac{6.800 : 1,732}{8 : 100} = 49.076,21$
$\frac{2.500 \times 1000}{400 \times 1,732} = 3.608,55$	$\frac{400 : 1,732}{8 : 100} = 2.886,84$
$\frac{60.000 \times 1000}{33.000 \times 1,732} = 1.049,76$	$\frac{33.000 : 1,732}{15 : 100} = 127.020,79$
$\frac{65.000 \times 1000}{33.000 \times 1,732} = 1.137,24$	$\frac{33.000 : 1,732}{15 : 100} = 127.020,79$
$\frac{35.000 \times 1000}{11.000 \times 1,732} = 1.837,08$	$\frac{11.000 : 1,732}{10 : 100} = 63.510,39$
$\frac{12.500 \times 1000}{6.600 \times 1,732} = 1.093,50$	$\frac{6.600 : 1,732}{8 : 100} = 47.632,79$
$\frac{45.000 \times 1000}{31.500 \times 1,732} = 824,81$	$\frac{31.500 : 1,732}{12,5 : 100} = 145.496,54$

Dari data nilai tegangan, daya, dan impedansi yang tertulis di nameplate, dapat dilakukan kalkulasi manual antara lain arus beban (arus nominal) dan arus gangguan 3 fasa. Sehingga dapat di ketahui secara kalkulasi teoritis nilai dari gangguan arus 3 fasa.

KALKULASI MANUAL SETTING RELAY		
Setting Relay (A)	tap relay	TMS (s)
3.696,56	$\frac{1,25 \times 3.520,53}{3000} = 1,47$	$(\frac{2.959,01}{1,47 \times 3.696,56}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = (0,00)$
2.273,38	$\frac{1,25 \times 2.165,13}{3000} = 0,90$	$(\frac{3.849,11}{0,90 \times 2.273,38}) - 1 \times \frac{1}{13,5} \times 0,1 = 0,01$
2.066,71	$\frac{1,25 \times 1.968,30}{3000} = 0,82$	$(\frac{50.808,31}{0,82 \times 2.066,71}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 0,21$
757,79	$\frac{1,25 \times 721,71}{3000} = 0,30$	$(\frac{138.568,13}{0,30 \times 757,79}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,05 = 2,17$
1.114,40	$\frac{1,25 \times 1.061,34}{3000} = 0,44$	$(\frac{49.076,21}{0,44 \times 1.114,40}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 0,70$
2.273,38	$\frac{1,25 \times 2.165,13}{3000} = 0,90$	$(\frac{3.849,11}{0,90 \times 2.273,38}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 0,01$
2.066,71	$\frac{1,25 \times 1.968,30}{3000} = 0,82$	$(\frac{50.808,31}{0,82 \times 2.066,71}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 0,21$
757,79	$\frac{1,25 \times 721,71}{3000} = 0,30$	$(\frac{138.568,13}{0,30 \times 757,79}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 4,34$
1.114,40	$\frac{1,25 \times 1.061,34}{3000} = 0,44$	$(\frac{49.076,21}{0,44 \times 1.114,40}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 0,70$
3.788,97	$\frac{1,25 \times 3.608,55}{3000} = 1,50$	$(\frac{2.886,84}{1,50 \times 3.788,97}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = (0,00)$
1.102,25	$\frac{1,25 \times 1.049,76}{3000} = 0,44$	$(\frac{127.020,79}{0,44 \times 1.102,25}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 1,87$
1.194,10	$\frac{1,25 \times 1.137,24}{3000} = 0,47$	$(\frac{127.020,79}{0,47 \times 1.194,10}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 1,60$
1.928,93	$\frac{1,25 \times 1.837,08}{3000} = 0,77$	$(\frac{63.510,39}{0,77 \times 1.928,93}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 0,30$
1.148,17	$\frac{1,25 \times 1.093,50}{3000} = 0,46$	$(\frac{47.632,79}{0,46 \times 1.148,17}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 0,64$
866,05	$\frac{1,25 \times 824,81}{3000} = 0,34$	$(\frac{145.496,54}{0,34 \times 866,05}) - 1 \times \frac{1}{14} \times 0,1 = 3,48$

Setelah mendapatkan hasil kalkulasi arus gangguan 3 fasa, dapat dilanjutkan dengan menghitung setting relay, tap relay, dan setting waktu. Setting relay sudah bisa di kalkulasi setelah mendapatkan hasil kalkulasi arus beban/arus nominal, dari hasil kalkulasi setting relay dilanjutkan dengan kalkulasi tap relay serta kalkulasi setting waktu delay. Sehingga didapatkan nilai setting arus relay dan nilai setting waktu relay berdasarkan perhitungan secara teoritis.

KALKULASI ETAP					Setting Relay OCR (A)	Selisih Kalkulasi Arus Gangguan Manual dengan ETAP (A)
Adjusted Z %	In (A)	Arus Hubung Singkat (A)				
7,2	$\frac{2.500 \times 1000}{410 \times 1,732} = 3.520,53$	$\frac{410 : 1,732}{7,2 : 100} = 3.287,79$		3.696,56	328,78	
5,4	$\frac{1.500 \times 1000}{400 \times 1,732} = 2.165,13$	$\frac{400 : 1,732}{5,4 : 100} = 4.276,79$		2.273,38	427,68	
11,5625	$\frac{37.500 \times 1000}{11.000 \times 1,732} = 1.968,30$	$\frac{11.000 : 1,732}{11,5625 : 100} = 54.927,91$		2.066,71	4.119,59	
12,5	$\frac{37.500 \times 1000}{30.000 \times 1,732} = 721,71$	$\frac{30.000 : 1,732}{12,5 : 100} = 138.568,13$		757,79	-	
7,2	$\frac{12.500 \times 1000}{6.800 \times 1,732} = 1.061,34$	$\frac{6.800 : 1,732}{7,2 : 100} = 54.529,12$		1.114,40	5.452,91	
7,2	$\frac{1.500 \times 1000}{400 \times 1,732} = 2.165,13$	$\frac{400 : 1,732}{7,2 : 100} = 3.207,60$		2.273,38	(641,52)	
13,875	$\frac{37.500 \times 1000}{11.000 \times 1,732} = 1.968,30$	$\frac{11.000 : 1,732}{13,875 : 100} = 45.773,26$		2.066,71	(5.035,06)	
15	$\frac{37.500 \times 1000}{30.000 \times 1,732} = 721,71$	$\frac{30.000 : 1,732}{15 : 100} = 115.473,44$		757,79	(23.094,69)	
9,25	$\frac{12.500 \times 1000}{6.800 \times 1,732} = 1.061,34$	$\frac{6.800 : 1,732}{9,25 : 100} = 42.444,29$		1.114,40	(6.631,92)	
7,2	$\frac{2.500 \times 1000}{400 \times 1,732} = 3.608,55$	$\frac{400 : 1,732}{7,2 : 100} = 3.207,60$		3.788,97	320,76	
11,5625	$\frac{60.000 \times 1000}{33.000 \times 1,732} = 1.049,76$	$\frac{33.000 : 1,732}{11,5625 : 100} = 164.783,72$		1.102,25	37.762,94	
15	$\frac{65.000 \times 1000}{33.000 \times 1,732} = 1.137,24$	$\frac{33.000 : 1,732}{15 : 100} = 127.020,79$		1.194,10	-	
10	$\frac{35.000 \times 1000}{11.000 \times 1,732} = 1.837,08$	$\frac{11.000 : 1,732}{10 : 100} = 63.510,39$		1.928,93	-	
8	$\frac{12.500 \times 1000}{6.600 \times 1,732} = 1.093,50$	$\frac{6.600 : 1,732}{8 : 100} = 47.632,79$		1.148,17	-	
12,5	$\frac{45.000 \times 1000}{31.500 \times 1,732} = 824,81$	$\frac{31.500 : 1,732}{12,5 : 100} = 145.496,54$		866,05	-	

Pada hasil kalkulasi manual dengan kalkulasi hasil dari simulasi ETAP terdapat beberapa perbedaan hasil arus gangguan. Hal ini dikarenakan nilai impedansi pada template dengan hasil simulasi menjadi berbeda. Merupakan hal yang wajar jika yang terbaca impedansi pada simulasi menjadi berbeda dengan yang di nameplate. Perbedaan dikarenakan perubahan pada suhu pengantar mengakibatkan impedansi nilainya berubah.

Perbedaan nilai impedansi mempengaruhi nilai arus gangguan yang tersimulasi di ETAP, semakin besar nilai impedansi mengakibatkan nilai arus gangguan semakin

besar, dan sebaliknya semakin kecil nilai impedansi maka nilai arus gangguan semakin kecil pula. Arus hubung singkat sangat penting dalam menentukan setting relay dan setting waktu.

Berikut ini merupakan kalkulasi untuk pengaturan koordinasi relay proteksi gangguan arus pada CFPP 11kV, CFPP 30kV, FeNi 30kV, dan FeNi 11kV. Kalkulasi meliputi koordinasi proteksi gangguan 3 fasa pada arah hulu dan arah hilir.

4.1.1 Kalkulasi setting koordinasi proteksi gangguan fasa pada arah hulu

Berikut merupakan kalkulasi setting koordinasi gangguan fasa pada arah hulu yang merupakan aliran hubung singkat dari CFPP ke FeNi

Relay RSP200AKB20 (UP) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 3000/1

Time Overcurrent Pickup

FLA Primer 1MTR-00AKT10 <Iset

1968 <Iset

Selected Iset = 3000 A

Tap = 1

Time delay Selected = 0.1s

Instantaneous Pickup

$I < I_{sc}$ kontribusi Min. RSP200AKB20

$I < 6.08kA$

Selected I = 4 kA

Tap = 1.33

Waktu tunda = 0.05s

Relay R00AKB10 (UP) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis kurva : Standard Inverse Time

CT Ratio : 4000/1

Time Overcurrent Pickup

FLA Primer 1MTR-00AKT10 <Iset

1968 <Iset

Selected Iset = 2000 A

Tap = 0,5

Time dial Selected = 0.1s

Instantaneous Pickup = Tidak diaktifkan

Relay RSP100AKB10 (UP) Overcurrent

Produsen : Merlin Gerin

Model : SEPAM

Jenis Kurva : Standard Inverse Time

CT Ratio : 3000/1

Time Overcurrent Pickup

1,05 × FLA Primer 1MTR-00AKT10 <Iset

1,05 × 1968 <Iset

2.066,4 <Iset

Selected Iset = 2040 A

Tap = 0.68

Time dial Selected = 0.15s

Instantaneous Pickup = tidak diaktifkan

Relay R00AKT10 (UP) Overcurrent

Produsen : Merlin Gerin

Model : SEPAM

Jenis Kurva : Standard Inverse Time

CT Ratio : 1600/1

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA Secondary 1MTR-OOAKT10} < \text{Iset}$

$1,05 \times 746,6 < \text{Iset}$

$783,93 < \text{Iset}$

Selected Iset = 800 A

Tap = 0,5

Time dial Selected = 0.25s (koordinasi dengan relay RSP100AKB10)

Instantaneous Pickup = Tidak diaktifkan

Relay R00AHD10 (UP) Overcurrent

Produsen : Merlin Gerin

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 1600/1

Time over current pickup

$1,05 \times \text{LF 7b rev 8} < I < \text{Isc kontribusi Min. R00AHD10}$

$1,05 \times 1122 < I < 1,53\text{kA}$

$1.178,1 < I < 1,53\text{kA}$

Iset = 1280 A

Tap = 0,8

Time dial Selected = 0.1s

Instantaneous Pickup > I > Isc kontribusi Max. di 00AKB10 (11kV)

I > 1.62kA

Iset = 1760 A

Tap = 1.1

Time delay = 0.3s

Relay R00AHC10 (UP) Overcurrent

Produsen : Merlin Gerin

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 1600/1

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{LF 7b rev 8} < I < \text{Isc kontribusi Min. R00AHD10}$

$1,05 \times 1122 < I < 1,53\text{kA}$

$1.178,1 < I < 1,53\text{kA}$

Iset = 1280 A

Tap = 0,8

Time dial pickup = 0.2s (Koordinasi dengan relay R00AHD10)

Instantaneous Pickup

$I > I_{sc}$ kontribusi Max. di 00AKB10(11kV)

$I > 1.62kA$

Selected Iset = 1760 A

Tap = 1.1

Waktu tunda = 0.6s (koordinasi dengan relay R00AHD10)

Relay R10BAT10 (UP) Overcurrent

Produsen : Merlin Gerin

Model : SEPAM

Jenis Kurva : Standard Inverse Time

CT Ratio :1600 / 1

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times FLA$ Primer TR2-BAT10 <Iset

$1,05 \times 676,6$ <Iset

710,43 <Iset

Dipilih Iset = 800 A

Tap = 0,5

Time dial Selected = 0.3s (dikoordinasikan dengan R00AKT10 (UP))

Instantaneous Pickup = Tidak diaktifkan

Relay R10BAC10 Overcurrent

Produsen : ABB

Model : REG 670

CT Ratio : 2500/1

Overcurrent group Setting

I_{bses} : 1969 Ampere

U_{base} : 11kV

Karakteristik : IEC Norm Inverse

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA } 1\text{G-10MKA00} < I_{set}$

$1,05 \times 1968 < I_{set}$

$2.066,4 < I_{set}$

Selected I_{set} = 2300 A

Tap = 117%

Time dial Selected = 0,2 s

Instantaneous Pickup

$I < I_{sc} \text{ kontribusi R10BAC10}$

$I < 12568\text{A}$

Selected I = 11814 (600%) Ampere

Waktu tunda = 0.00s

Tap = 0.5

Time Dial Selected = 0.2s (Koordinasi dengan Relay

10BBT10GT100 (outgoing to UTR))

Instantaneous Pickup

$I < I_{sc}$ kontribusi Min. R10BAT10 .

$I < 3.32\text{kA}$

Selected = 2400 A

Tap = 1.5

Time delay = 0.1s

Relay R00AHC10 (D) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis Kurva : Definite Time

CT Ratio : 1600 / 1

Time Overcurrent Pickup

$1.1 \times \text{FLA Primary TR1-10BAT10} < I_{set}$

$1.1 \times 676.6 < I_{set}$

$744.26 < I_{set}$

Selected I_{set} = 880 A

Tap = 0.55

Time Dial Selected = 0.3s (Koordinasi dengan Relay 10BAT10(D))

Instantaneous Pickup

I_{sc} kontribusi max at CFPP 11kV < I_{sc} kontribusi Min. R00AHC10

$2.67\text{kA} < 3.32\text{kA}$

Selected = 2720 A

Tap = 1.7

Time delay = 0.1s

Relay R00AHD10(D) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Definite Time*

CT Ratio : 1600 / 1

Time Overcurrent Pickup

$1.1 \times \text{FLA Primary TR1-10BAT10} < \text{Iset}$

$1.1 \times 676.6 < \text{Iset}$

$744.26 < \text{Iset}$

Selected Iset = 880 A

Tap = 0.55

Time Dial Selected = 0.4s (Koordinasi dengan Relay

R00AHC10(D))

Instantaneous Pickup

$I > \text{Isc kontribusi Max. R00AHD10 (S.C at 00AHC10)}$

$I > 4.2 \text{ kA}$

Selected = 4400 A

Tap = 2.75

Time delay = 0.1s

Relay R00AKT10(D) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 1600 / 1

Time Overcurrent Pickup

1.05 × FLA Secondary 1MTR-00AKT10 < Iset

1.05 × 746.6 < Iset

783.93 < Iset

Selected Iset = 912 A

Tap = 0.57

Time Dial Selected = 0.5s (Koordinasi dengan Relay

R00AHD10(D))

Instantaneous Pickup

$I > I_{sc}$ kontribusi Max. R00AKT10 (S.C at 00AHD10)

$I > 5.11 \text{ kA}$

Selected = 5280 A

Tap = 3.3

Time delay = 0.1s

Relay RSP100AKB10 (D) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 3000 / 1

Time Overcurrent Pickup

1.05 × FLA Primary 2MTR-00AKT20 < Iset

1.05 × 1968 < Iset

2066.4 < Iset

Selected Iset = 2610 A

Tap = 0.87

Time Dial Selected = 0.7s (Koordinasi dengan Relay

R00AKT10(D))

Instantaneous Pickup

Isc kontribusi Max. S.C at 00AKT10 < < Isc kontribusi Min.

RSP100AKB20

13.5kA < < 38.9 kA

Selected = 15900 A

Tap = 5.3

Time delay = 0.1s

Relay R00AKB10 (D) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis Kurva : Standard Inverse Time

CT Ratio : 4000 / 1

Time Overcurrent Pickup

1.05 × FLA for TR-4(PP-2) load and Backfeeding < Iset

1.05 × 3000 < Iset

3150 < Iset

Selected Iset = 4000 A

Tap = 1

Time Dial Selected = 0.6s (Koordinasi dengan Relay

RSP100AKB10(D))

Instantaneous Pickup

$I < I_{sc}$ kontribusi Min. R00AKB10

$I < 28.9$ kA

Selected = 26000 A

Tap = 6.5

Time delay = 0.3s (Koordinasi dengan Relay RSP100AKB10(D))

Relay RSP200AKB20 (D) Overcurrent

Model : SEPAM

Jenis Kurva : Standard Inverse Time

CT Ratio : 3000/ 1

Time Overcurrent Pickup

FLATR-4(PP-2)+ CFPP House Load < Iset

$1837 + 413 < I_{set}$

Selected Iset = 2375 A

Tap = 0.79

Time Dial Selected = 1.8s (Koordinasi dengan Relay

R00AKB10(D))

Instantaneous Pickup

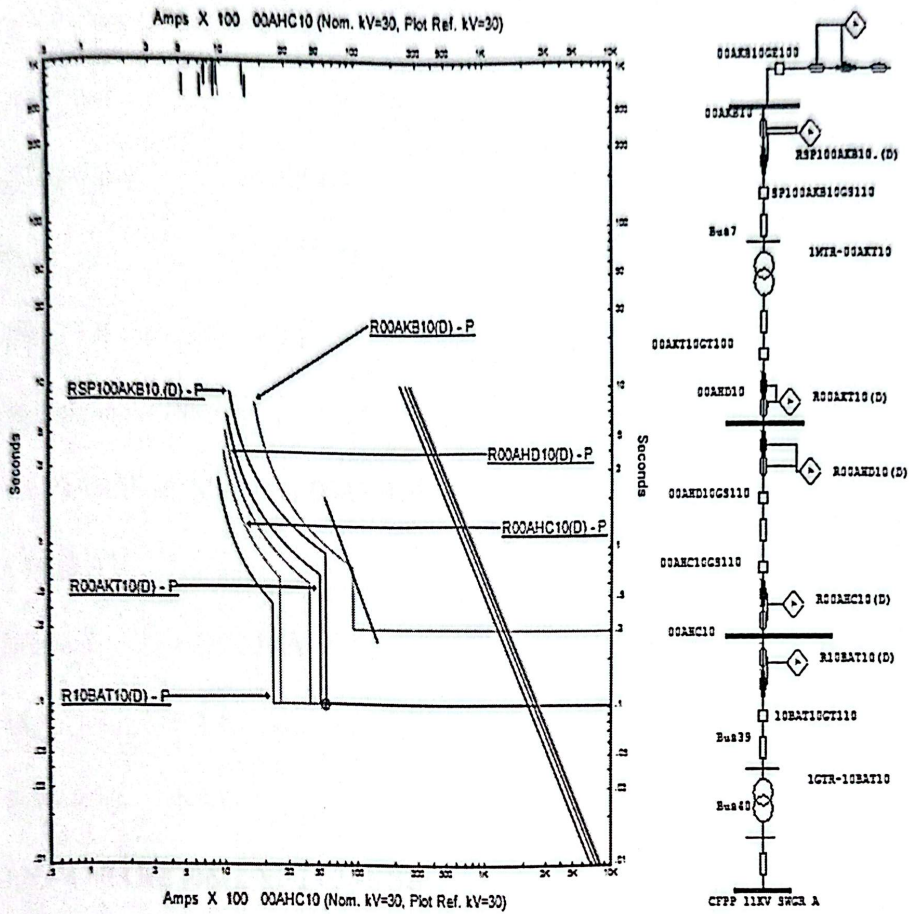
< I_{sc} kontribusi Min. RSP200AKB20

< 26.2 kA

Selected = 24000 A

Tap = 8

Time delay = 0.6s (Koordinasi dengan Relay R00AKB10(D))



Gambar 4.3 Kurva waktu arus untuk gangguan arus dari CFPP ke FeNi (arah ke bawah)

4.1.3 Kalkulasi setting koordinasi proteksi relay LNI 00AKB10 dan 00AKB10

Berikut merupakan kalkulasi setting koordinasi Relay LNI 00AKB10 (Feeder PP-2) dan beban feeder koneksi 00AKB10 dan 00AKB20.

Relay LN1 00AKB10 (feeder to PP-2)

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 3000/1

Time Overcurrent Pickup

FLA Primary TR4 < Iset

1837 < Iset

Selected Iset = 2254 A

Tap = 0.75125

Time Dial Selected = 0.1s

Instantaneous Pickup

< Isc kontribusi Min. LN1 00AKB10

< 34.8kA

Selected = 13200 kA

Tap = 4.4

Time delay = 0.1s

LN2-4 00AKB10 & LN1-2 00AKB20

Produsen : Merlin Gerin

Model : Sepam

Jenis Kurva : Standard Inverse Time

CT Ratio : 1250/1

Time Overcurrent Pickup

Load 7.5MVA < Iset

393.6 < Iset

Selected Iset = 450 A

Tap = 0.36

Time Dial Selected = 0.1s (Koordinasi dengan R00AKB10)

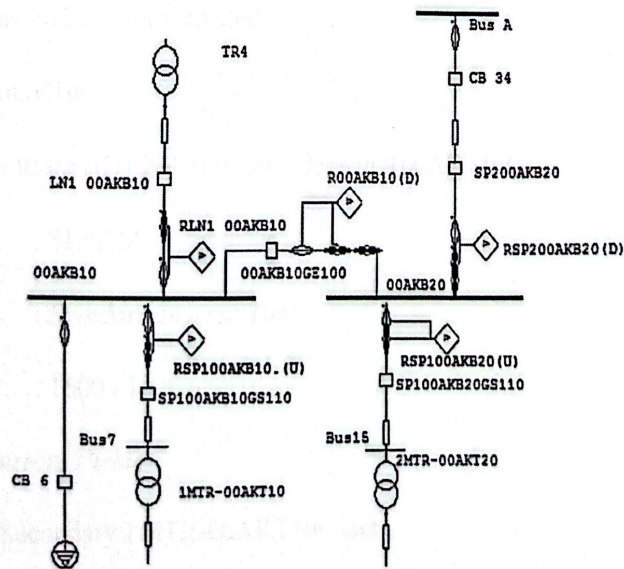
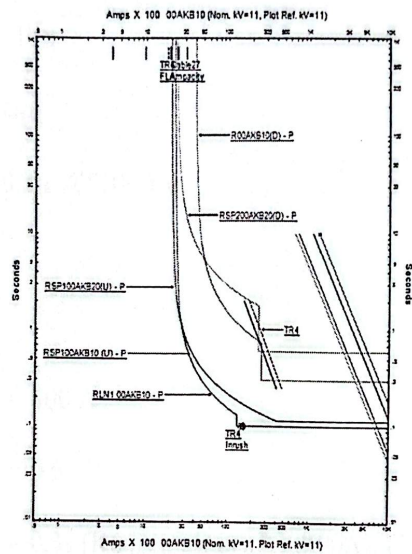
Instantaneous Pickup

$I < 6.1kA$

Selected = 4 kA

Tap = 3.2

Time delay = 0.1s



Gambar 4.4 Kurva arus waktu untuk relay LN100AKB10 (feeder PP-2)

4.1.4 Kalkulasi setting koordinasi proteksi relay tie breaker line 30 kV

Berikut merupakan kalkulasi setting koordinasi Relay tie breaker line 30 kV.

R 00AHC10GE100

Setting relay R00AHC10GE100 sama dengan R10BAT10(UP).

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 1600 / 1

Time Overcurrent Pickup

$1.05 \times \text{FLA Primary TR2-BAT10} < \text{Iset}$

$1.05 \times 676.6 < \text{Iset}$

$710.43 < \text{Iset}$

Selected Iset = 800 A

Tap = 0.5

Time Dial Selected = 0.3s (Koordinasi dengan R00AKT10(UP))

Instantaneous Pickup Not activated

R 00AHD10GE100

Setting relay R00AHD10GE100 sama dengan R00AKT10(D).

Model : SEPAM

Jenis Kurva : *Standard Inverse Time*

CT Ratio : 1600 / 1

Time Overcurrent Pickup

$1.05 \times \text{FLA Secondary 1MTR-00AKT10} < \text{Iset}$

$1.05 \times 746.6 < \text{Iset}$

783.93 < Iset

Selected Iset = 912 A

Tap = 0.57

Time Dial Selected = 0.5s

Instantaneous Pickup

I > Isc kontribusi Max. R00AKT10 (hubung singkat pada 00AHD10)

I > 5.11kA

Selected = 5280 A

Tap = 3.3

Time delay = 0.1s

Hasil perhitungan pengaturan pada CFPP-11kV, CFPP-30kV, FeNi-30kV, dan FeNi-11kV dirangkum dalam Tabel 5.

Tabel 4.1 Setting relay CFPP-11kV, CFPP 30 kV, FeNi 30 kV, dan FeNi 11 kV

Peralatan	Arah	Peralatan Proteksi				CT	Setting			
		Merk	Tipe	Kode ANSI	Kurva		x In	Iset (A)	Time Dial	Time Delay (s)
CFPP/FeNi Unit 1 Line										
R10BAC10	-	ABB	REG 670	51	NI	2500/1	117%	2300	0.2	-
				50	DT		600%	11814	-	0
R10BAT10	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.5	800	0.3	-
					-		-	-	-	
R10BAT10	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.5	800	0.2	-
					DT		1.5	2400	-	0.1

Peralatan	Arah	Peralatan Proteksi				CT	Setting			
		Merk	Tipe	Kode ANSI	Kurva		x In	Iset (A)	Time Dial	Time Delay (s)
FeNi 11kV dan Tie Breaker 30kV										
R00AKB10	UP	Merlin Gerin	SEPAM	67-1	SI	4000/1	0.5	2000	0.1	-
					-		-	-	-	-
R00AKB10	DOWN	Merlin Gerin	SEPAM	67-2	SI	4000/1	1	4000	0.6	-
					DT		6.5	26000	-	0.3
RSP200AKB20	UP	Merlin Gerin	SEPAM	67-1	SI	3000/1	1	3000	0.1	-
					DT		1.33	4000	-	0.05
RSP200AKB20	DOWN	Merlin Gerin	SEPAM	67-2	SI	3000/1	0.79	2375	1.8	-
					DT		8	24000	-	0.6
RLN100AKB10	-	Merlin Gerin	SEPAM	51	SI	3000/1	0.78	2254	0.1	-
				50	DT		4.4	13200	-	0.1
FeNi 11kV dan Tie Breaker 30kV										
R00AHC10GE100	-	Merlin Gerin	SEPAM	51	SI	1600/1	0.5	800	0.3	-
				50	-		-	-	-	-
R00AHD10GE100	-	Merlin Gerin	SEPAM	51	SI	1600/1	0.57	912	0.5	-
				50	DT		3.3	5280	-	0.1
LN2-4 00AKB10	-	Merlin Gerin	SEPAM	51	SI		0.36	450	0.1	-
				50	DT		3.2	4000	-	0.1
LN1-2 00AKB20	-	Merlin Gerin	SEPAM	51	SI	1250/1	0.36	450	0.1	-
				50	DT		3.2	4000	-	0.1

Peralatan	Arah	Peralatan Proteksi				CT	Setting			
		Merk	Tipe	Kode ANSI	Kurva		x In	Iset (A)	Time Dial	Time Delay (s)
R00AHC10	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.8	1280	0.2	-
					DT		1.1	1760	-	0.6
R00AHC10	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.55	880	0.3	-
					DT		1.7	22720	-	0.1
CFPP/FeNi Unit 1 Line										
R00AHD10	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.8	1280	0.1	-
					DT		1.1	1760	-	0.3
R00AHD10	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.55	880	0.4	-
					DT		2.75	4400	-	0.1
R00AKT10	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.5	800	0.25	-
					-		-	-	-	-
R00AKT10	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.57	912	0.5	-
					DT		3.3	5280	-	0.1
RSP100AKB10	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	3000/1	0.68	2040	0.15	-
					-		-	-	-	-
RSP100AKB10	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	3000/1	0.87	2610	0.7	-
					DT		5.3	15900	-	0.1
CFPP/FeNi Unit 2 Line										
R20BAC10	-	ABB	REG 670	51	NI	2500/1	117%	2300	0.2	-
				50	DT		600%	11814	-	0
R20BAT10	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.5	800	0.3	-
					-		-	-	-	-
R20BAT10	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.5	800	0.2	-
					DT		1.5	2400	-	0.1
R00AHC20	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.8	1280	0.2	-
					DT		1.1	1760	-	0.6
R00AHC20	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.55	880	0.3	-
					DT		1.7	2720	-	0.1
R00AHD20	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.8	1280	0.1	-
					DT		1.1	1760	-	0.3
R00AHD20	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.55	880	0.4	-
					DT		2.75	4400	-	0.1
R00AKT20	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	1600/1	0.5	800	0.25	-
					-		-	-	-	-
R00AKT20	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	1600/1	0.57	912	0.5	-
					DT		3.3	5280	-	0.1
RSP100AKB20	UP	Merlin Gerlin	SEPAM	67-1	SI	3000/1	0.68	2040	0.15	-
					-		-	-	-	-
RSP100AKB20	DOWN	Merlin Gerlin	SEPAM	67-2	SI	3000/1	0.87	2610	0.7	-
					DT		5.3	15900	-	0.1

Dari tabel 4.1 diatas berisikan kalkulasi penyetingan relay seperti di CFPP-
70KV, CFPP 30kV, FeNi 30kV, dan FeNi 11kV yang didapatkan berdasarkan hasil
kalkulasi ETAP.

4.2 Analisa koordinasi proteksi gangguan arus pada CFPP 11kV, CFPP 30 KV, FeNi 30kV, dan FeNi 11 kV

MVA hubung singkat maksimum pada 00AKB10 (FeNi 11kV) lebih tinggi
dari MVA hubung singkat minimum di 00AHD10 (saluran 30kV). Hal ini
menyebabkan koordinasi proteksi tidak bekerja.

Overload pickup untuk relay R00AHD10 / 20 (U) dan R00AHC10 / 20 (U)
didasarkan pada LF7b (sistem dioperasikan dengan saluran tunggal). Pengaturan
Overload adalah 1280 ampere.

Tabel 4.2 Skenario pengaturan relay 50 (*definite time overcurrent*)

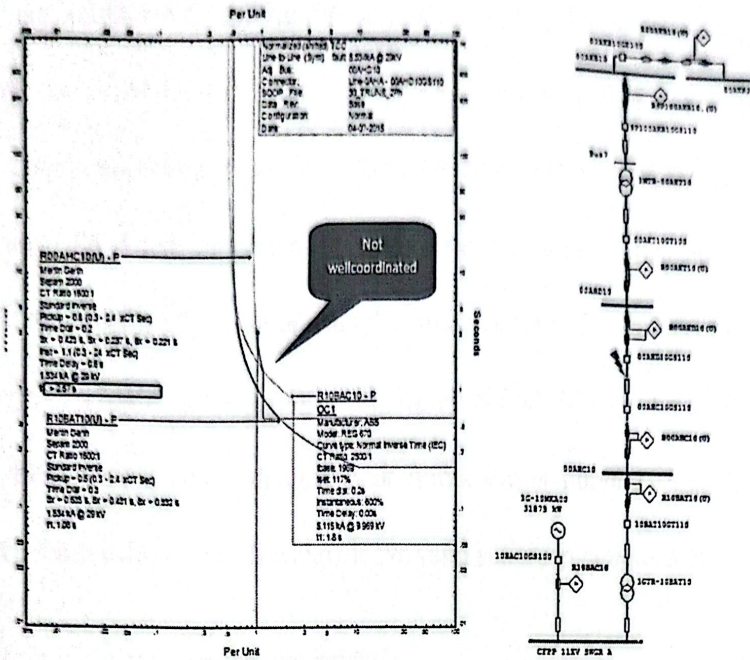
Case	Isc at Relay R00AHD10 (U)
S.C 3 phase at 00AKB10	1.624kA, @29kV
S.C. 2 phase at 00AHD10	1.534kA, @29kV

Berdasarkan kondisi di tabel di atas, ada dua pengaturan skenario untuk Relay
50 (*definite time overcurrent*) dari R00AHD10 (U) dan R00AHC10 (U).

Skema 1

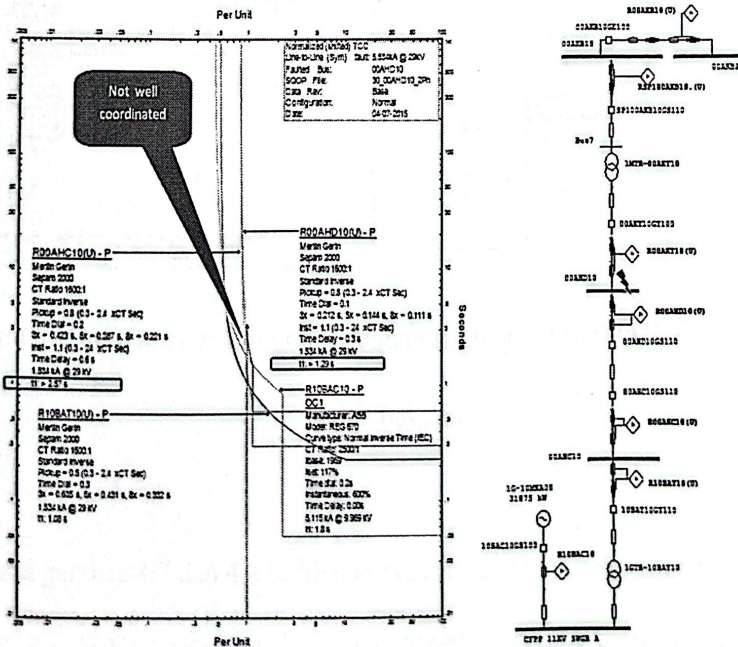
Pengaturan:

Pengaturan untuk Relay 50 (*definite time overcurrent*) dari R00AHD10 (U) dan
R00AHC10 (U) yang dipilih: 1760Amp.



Gambar 4.5 Kurva arus waktu untuk hubung singkat di bus 00AHD10, koordinasi

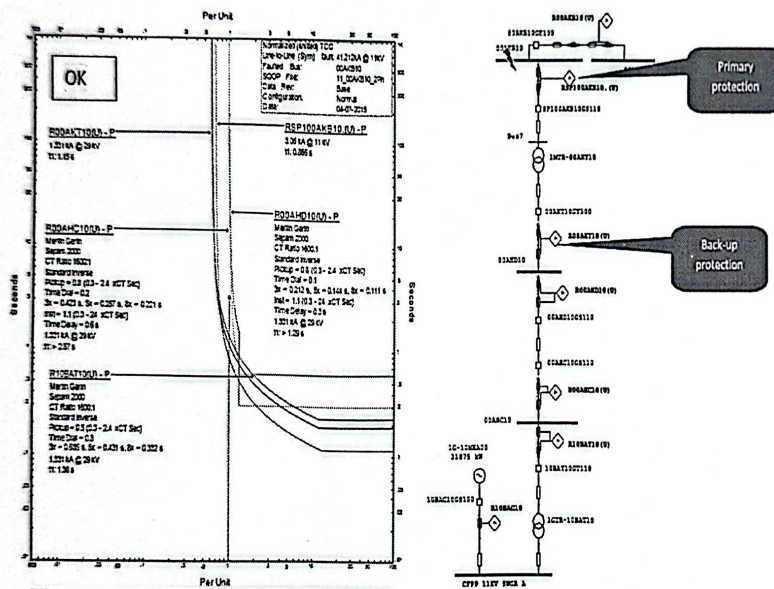
tidak bekerja



Gambar 4.6 Kurva arus waktu untuk hubung singkat di saluran 30kV, koordinasi

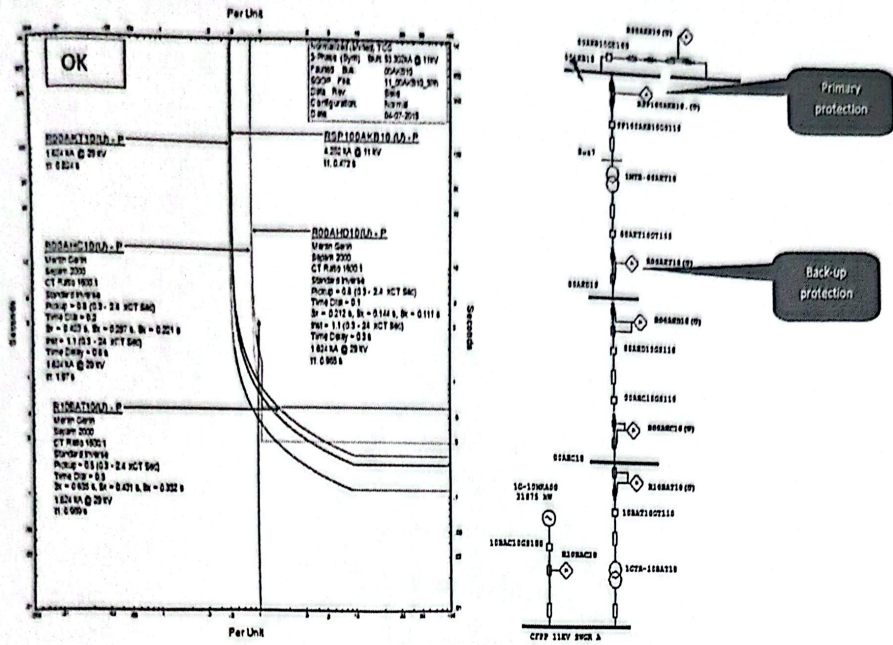
tidak bekerja

Pada gambar 4.5 dan 4.6 menampilkan simulasi kurva waktu untuk hubung singkat di bus 00AHD10 dan disalurkan 30kV, kurva menunjukkan koordinasi tidak bekerja. Overload pickup untuk relay R00AHD10 / 20 (U) dan R00AHC10 / 20 (U) didasarkan pada sistem dioperasikan dengan saluran tunggal. Pengaturan Overload adalah 1280 ampere. MVA hubung singkat maksimum pada 00AKB10 (FeNi 11kV) lebih tinggi dari MVA hubung singkat minimum di 00AHD10 (saluran 30kV). Waktu *grading* tidak terkoordinasi dengan baik untuk kasus hubung singkat, dimana di 00AHD10 lebih dahulu *trip* di waktu 1,29s yang seharusnya tidak *trip*.



Gambar 4.7 Kurva arus waktu untuk hubung singkat di bus 00AHD10, koordinasi sudah bekerja

Pada gambar 4.7 dan 4.8 terlihat kurva arus waktu untuk hubung singkat di bus 00AHD10 dan hubung singkat di saluran 30kV telah terkoordinasi dengan benar. Dimana relay overcurrent 00AKT10 sudah bekerja sebagai relay backup proteksi, dan relay overcurrent RSP100AKB10 sebagai proteksi primer.



Gambar 4.8 Kurva arus waktu untuk hubung singkat di saluran 30kV, koordinasi sudah bekerja

BAB V

KESIMPULAN

Berdasarkan pembahasan yang telah diuraikan pada bab-bab sebelumnya maka dapat disimpulkan beberapa hal, yaitu :

1. Langkah-langkah dalam menentukan setting arus adalah melakukan kalkulasi arus nominal, arus beban, dan arus gangguan 3 fasa. Penyetelan arus pada relay harus lebih besar dari arus maksimum.
2. Ketika dilakukan simulasi koordinasi menggunakan perangkat lunak ETAP menampilkan simulasi kurva waktu untuk hubung singkat di bus 00AHD10 dan saluran 30kV, kurva menunjukkan koordinasi tidak bekerja. MVA hubung singkat maksimum pada 00AKB10 (FeNi 11kV) lebih tinggi dari MVA hubung singkat minimum di 00AHD10 (saluran 30kV). Waktu *grading* tidak terkoordinasi dengan baik untuk kasus hubung singkat, dimana di 00AHD10 lebih dahulu *trip* di waktu 1,29s yang seharusnya tidak *trip*.
3. Dilakukan penyetingan ulang sehingga kurva arus waktu untuk hubung singkat di bus 00AHD10 dan hubung singkat di saluran 30kV telah terkoordinasi dengan benar. Dimana relay overcurrent 00AKT10 sudah bekerja sebagai relay backup proteksi, dan relay overcurrent RSP100AKB10 sebagai proteksi primer. Maka dilakukan penyetingan ulang dengan menghitung ulang arus gangguan pada bus 00AHD10 maka didapatkan hasil 1,33kA dengan waktu setting 1,29s. Relay overcurrent 00AKT10 sebagai relay backup proteksi dengan arus setting 1,33 dan

waktu setting 1,15s, dan relay overcurrent RSP100AKB10 sebagai proteksi primer dengan arus 3,05 dan waktu setting 0,86s.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Ismail Kasikci. (2002). *Short Circuits in Power Systems A Practical Guide to IEC 60909*. Wiley-VCH Verlag-GmbH, Weinheim.
- [2] Frederic Dumas. (2005). *Cahiers Techniques Calculation Of Short Circuit Current*. Schneider Electric, Grenoble.
- [3] Taqiyyudin Alawiy. (2006). *Proteksi Sistem Tenaga Seri Relay Elektromagnetis*. Universitas Islam Malang, Malang.
- [4] Pamudji Nur. (2014). *Buku Pedoman Pemeliharaan Proteksi dan Kontrol Penghantar*. PT. PLN (PERSERO), Jakarta.
- [5] Komari. (2001). *Proteksi Sistem Tenaga Listrik Filosofi, Strategi dan Analisa Untuk Peningkatan Keandalan*.
- [6] Haryanto Nanang. (2012). *Koordinasi rele arus lebih pada sistem kelistrikan PT. PERTAMINA UBEP Tanjung Setelah Penambahan Beban dan Pembangkit Baru*. Institut Teknik Bandung, Bandung.
- [7] Wahyudi. (2007). *Sistem Pengaman Tenaga Listrik*. JSE-ITS, Surabaya.
- [8] Nova Tirza, Syahril. (2013). *Perhitungan Rele OCR dan GFR pada Sistem Interkoneksi Diesel Generator di Perusahaan "X"*. Institut Teknik Bandung, Bandung.
- [9] Kadarisman Pribadi, Sarimun Wahyudi. *Koordinasi OCR dan GFR Jaringan Distribusi*. PT. PLN (Persero) Jasa Pendidikan dan Pelatihan. Jakarta
- [9] Febriadi Nanda. (2008). *Analisa koordinasi rele arus lebih dan rele gangguan tanah sebagai pengaman motor induksi, kabel dan trafo pada plant XI di PT INDOCEMENT*. Universitas Indonesia, Depok.
- [10] Budi Utomo, Heri. Ir. (2004). *Modul Perkuliahan : Proteksi Penyulang Tegangan Menengah*. Politeknik Negeri Bandung, Bandung.

SURAT PERNYATAAN PENGGANTI SUMPAH

saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Aisah El Arinal
No. Pokok : 15223710
Fakultas : Teknologi Industri
Program Studi : Teknik Elektro
Pilihan : Teknik Tenaga Listrik

MENYATAKAN

Bahwa Tugas Akhir dengan judul : **Studi Koordinasi Relay Proteksi Sepam Terhadap Gangguan 3 Fasa Pada Sistem Distribusi**, saya buat dan saya selesaikan sendiri dan bukan hasil salinan, jiplakan, atau dibuatkan orang lain. Untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini saya menggunakan berbagai acuan, antara lain materi kuliah, buku-buku referensi yang terdapat dalam daftar pustaka, dan para pakar.

Jika terbukti saya tidak memenuhi apa yang telah saya uraikan diatas, saya bersedia menanggung segala risikonya.

Jakarta, 28 Februari 2017

Yang membuat pernyataan



Aisah El Arinal

DAFTAR RIWAYAT HIDUP

Data Diri

Nama : Aisah El Arinal

Tempat, Tanggal lahir : jakarta, 22 Desember 1992

Alamat Rumah : Jl. Raya Citayam, Perumahan Citayam Grande Hills
Blok E no 16, Citayam, Tajurhalang, Kab Bogor

No HP : 085286985687

Alamat email : aisahelarinal@gmail.com



Riwayat Pendidikan

Lulus SD tahun : 2005, SDN Aren Jaya X, Bekasi

Lulus SMP tahun : 2008, SMPN 11 Bekasi, Bekasi

Lulus SMA tahun : 2011, SMA Muhammadiyah 9 Bekasi, Bekasi

Lulus D3 tahun : 2014, Teknik Listrik, Politeknik Negeri Jakarta

Pendidikan S1 : 2015-2017, Institut Sains dan Teknologi Nasional (ISTN)
Jakarta

Riwayat Pekerjaan

2014 : PT.Schneider Electric Indonesia. Posisi Site Engineer.

2014 - 2015 : PT. Teknik Inti Mandiri. Posisi Sales Engineer.

2015 – Sekarang : PT. Pustek E&T. Posisi Konsultan Perencana.

Demikian daftar riwayat hidup ini saya buat dengan sebenarnya.

Jakarta, 28 Februari 2017

(Aisah El Arinal)

Program Studi Teknik Elektro FTI - ISTN
PEMBERITAHUAN UJIAN SIDANG TUGAS AKHIR

BENTUK
3

Menyampaikan kepada peserta ujian,

Nama : Aisah El Arinal
No Pokok : 15223710

NIRM : -

Program Studi : Teknik Elektro
Pilihan : Tenaga Listrik

Berdasarkan Rapat Tim Penguji dalam Sidang Ujian Tugas Akhir yang dilaksanakan pada tanggal :
8-Februari 2017, bahwa Saudara/i yang telah dinyatakan :

LULUS / TIDAK LULUS / TUNDA

yang akan melaksanakan perbaikan – perbaikan isi naskah Tugas Akhir yang diminta tim penguji (lihat lampiran). Hasil perbaikan harus dikonsultasikan dan disetujui oleh Dosen Pembimbing pada baris **“PERSETUJUAN DOSEN PEMBIMBING”** dibawah ini.

Hasil perbaikan yang telah dikukuhkan dilaporkan hasilnya kepada Koordinator Tugas Akhir, paling lambat tanggal : 10-Maret 2017 jam : 14.00 WIB.

Jikalau persyaratannya yang diminta tidak dipenuhi sampai dengan tanggal dan jam tersebut, maka keputusan Sidang Ujian Tugas Akhir dinyatakan **“GUGUR”**.

Demikian pemberitahuan ini untuk dilaksanakan sebaik - baiknya.

Peserta Ujian,

Sekretaris Sidang,




(Aisah El Arinal)



“PERSETUJUAN DOSEN PEMBIMBING”

Sudah / Belum *) diperbaiki sesuai Rekomendasi Sidang Ujian Tugas Akhir.

Jakarta, 07 Maret 2017



(Dr.-Ing. H. Agus Sofwan, MT)
Dosen Pembimbing

(*) Coret yang tidak perlu

LAPORAN PELAKSANAAN PEMBUATAN TUGAS AKHIR

PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO

INSTITUT SAINS DAN TEKNOLOGI NASIONAL

JAKARTA

Nama Mahasiswa : Aisah El Arinal

No Pokok : 15223710






Dasen Pembimbing : Dr. Ing. H. Agus Sofwan, M.Eng .Sc.

Judul Tugas Akhir : Studi Koordinasi Relay Proteksi Sepam Terhadap Gangguan Arus 3 Fasa Pada Sistem Distribusi

Mulai Pembuatan TA : Oktober 2016

Selesai Tugas Akhir : Januari 2017.

Bersama ini kemajuan pembuatan Tugas Akhir sebagai berikut:

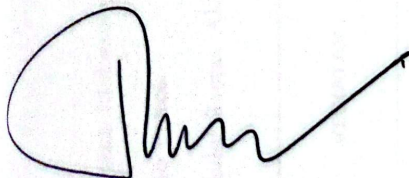
No.	ISI BAHAN	TANDA TANGAN
1	Bab I Pendahuluan	
2	Bab II Landasan Teori	
3	Bab III	
4	Bab IV Perhitungan dan Analisis	
5	Bab V Kesimpulan	

Jakarta, 28 Februari 2017

Mengetahui,

Dosen Pembimbing

Mahasiswa



Dr. Ing. H. Agus Sofwan, M.Eng .Sc.



Aisah El Arinal

PERJALANAN BIMBINGAN TUGAS AKHIR

Nama Mahasiswa : AISAH EL ARINAL

No Pokok : 15223710

Judul Tugas Akhir : STUDI KOORDINASI RELAY PROTEKSI SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS 3 FASA PADA SISTEM DISTRIBUSI

KEGIATAN	Bulan Kegiatan Tahun Akademik 2016/2017																								
	Oktober					November					Desember					Januari									
	I	II	III	IV	V	I	II	III	IV	V	I	II	III	IV	V	I	II	III	IV	V					
BAB I																									
BAB II																									
BAB III																									
BAB IV																									
BAB V																									

Dasen Pembimbing,

Dr. Ing.-H. Agus Sofwan, M.Eng .Sc.

Jakarta, 28 Februari 2017

Mahasiswa Pembuat Tugas Akhir

Aisah El Arinal



LEMBAR KONTROL
BIMBINGAN TUGAS AKHIR

Halaman

1/2

NAMA : AISAH EL ARINAL
NIM : 15223710
PRODI : TENAGA LISTRIK
TEKNIK ELEKTRO
ANGKATAN 33

JUDUL TUGAS AKHIR:
STUDI KOORDINASI RELAY PROTEKSI
SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS
3 FASA PADA SISTEM DISTRIBUSI

No	Tanggal	Uraian Kegiatan	Paraf



LEMBAR KONTROL
BIMBINGAN TUGAS AKHIR

Halaman

2/2

NAMA : AISAH EL ARINAL
NIM : 15223710
PRODI : TENAGA LISTRIK
TEKNIK ELEKTRO
ANGKATAN 33

JUDUL TUGAS AKHIR:
STUDI KOORDINASI RELAY PROTEKSI
SEPAM TERHADAP GANGGUAN ARUS
3 FASA PADA SISTEM DISTRIBUSI

No	Tanggal	Uraian Kegiatan	Paraf

Jakarta, 28 Februari 2017

Dosen Pembimbing

Dr. Ing. H. Agus Sofwan, M.Eng .Sc.

ANNEXURE

**Sequence of operations event output at CFPP 11kV,
CFPP 30kV, FeNi 30kV, and FeNi 11kV**

Project: PT. Antam CFPP Project
 Location: Pomalaa
 Contact:
 Engineer:
 Name: Pomalaa

ETAP
 11.0.0

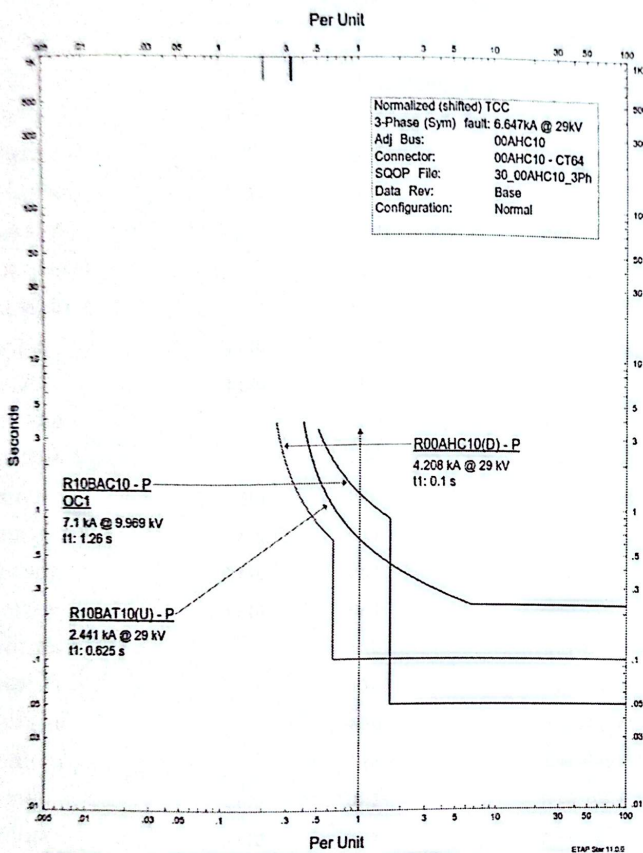
Study Case: 3phase Fault

Page:
 Date: SN:
 Revision: 08a423fb
 Config.: Base
 Normal

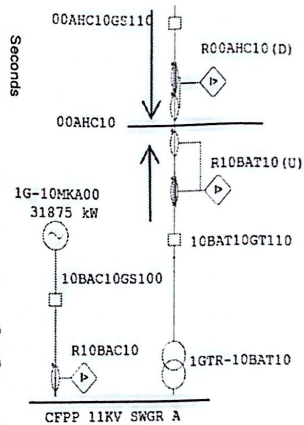
Sequence-of-Operation Event Summary Report

Symmetrical 3-Phase Fault at CFPP 11KV SWGRA.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50.0	R10BAC10	12.568	50.0		Phase - OC1 - 50
100	R10BAT10(D)	2.664	100		Phase - OC1 - 50 - Forward
110	10BAC10GS100		60.0		Tripped by R10BAC10 Phase - OC1 - 50
160	10BAT10GT110		60.0		Tripped by R10BAT10(D) Phase - OC1 - 50 - Forward
629	R00AHC10(D)	2.664	629		Phase - OC1 - 51 - Forward
689	00AHC10GS110		60.0		Tripped by R00AHC10(D) Phase - OC1 - 51 - Forward
839	R00AHD10(D)	2.664	839		Phase - OC1 - 51 - Forward
899	00AHD10GS110		60.0		Tripped by R00AHD10(D) Phase - OC1 - 51 - Forward
1084	R00AKT10(D)	2.664	1084		Phase - OC1 - 51 - Forward
1144	00AKT10GT100		60.0		Tripped by R00AKT10(D) Phase - OC1 - 51 - Forward



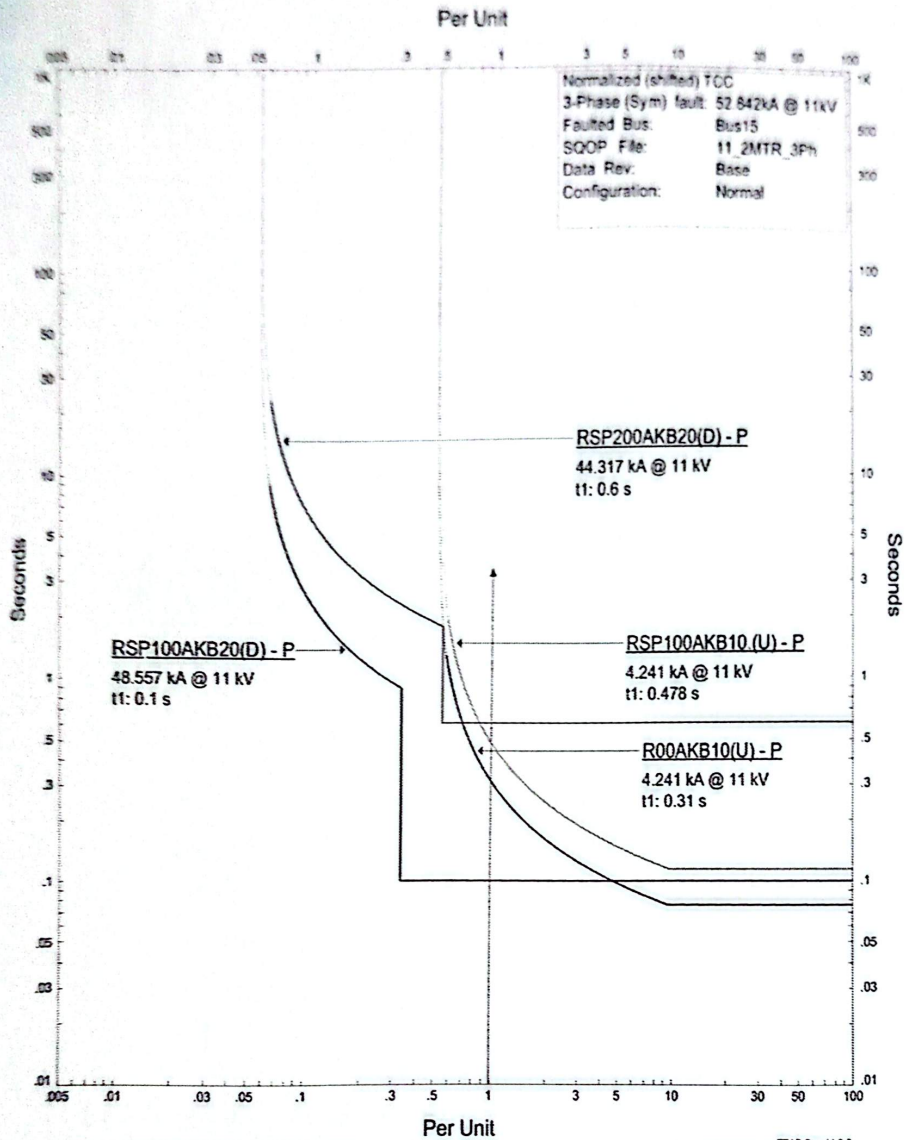
3A(UP)1_1G-00AHC_a	
Project: PT. Anlam CFPP Project Location: Pomalas	Rev: Base Fault: Phase(Normalized)



Study Case: 3phase Fault

Sequence-of-Operation Event Summary ReportSymmetrical 3-Phase Fault at Bus A.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50.0	RSP200AKB20(U)	8.491	50.0		Phase - OC1 - 50 - Reverse
110	SP200AKB20		60.0		Tripped by RSP200AKB20(U) Phase - OC1 - 50 - Reverse
310	R00AKB10(U)	4.246	310		Phase - OC1 - 51 - Forward
370	00AKB10GE100		60.0		Tripped by R00AKB10(U) Phase - OC1 - 51 - Forward
477	RSP100AKB10(U)	4.246	477		Phase - OC1 - 51 - Reverse
477	RSP100AKB20(U)	4.246	477		Phase - OC1 - 51 - Reverse
537	SP100AKB10GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
537	SP100AKB20GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
834	R00AKT10(U)	1.610	834		Phase - OC1 - 51 - Reverse
834	R00AKT20(U)	1.610	834		Phase - OC1 - 51 - Reverse
894	00AKT10GT100		60.0		Tripped by R00AKT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
894	00AKT20GT100		60.0		Tripped by R00AKT20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1001	R10BAT10(U)	1.610	1001		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1001	R20BAT10(U)	1.610	1001		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1021	R00AHD10(U)	1.610	1021		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1021	R00AHD20(U)	1.610	1021		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1061	10BAT10GT110		60.0		Tripped by R10BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1061	20BAT10GT110		60.0		Tripped by R20BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1081	00AHD10GS110		60.0		Tripped by R00AHD10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1081	00AHD20GS110		60.0		Tripped by R00AHD20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
2042	R00AHC10(U)	1.610	2042		Phase - OC1 - 51 - Reverse
2042	R00AHC20(U)	1.610	2042		Phase - OC1 - 51 - Reverse
2102	00AHC10GS110		60.0		Tripped by R00AHC10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
2102	00AHC20GS110		60.0		Tripped by R00AHC20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse

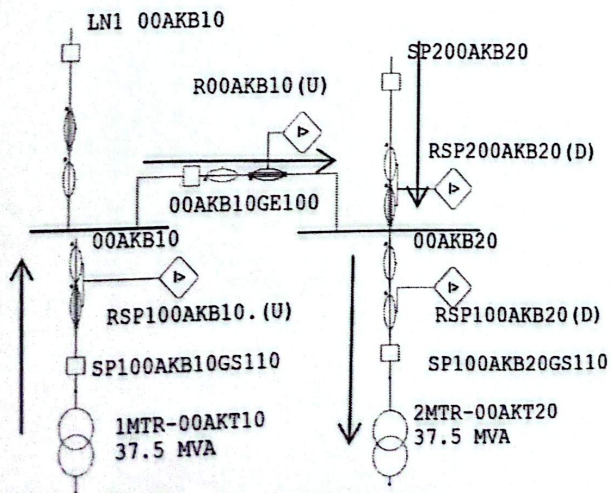


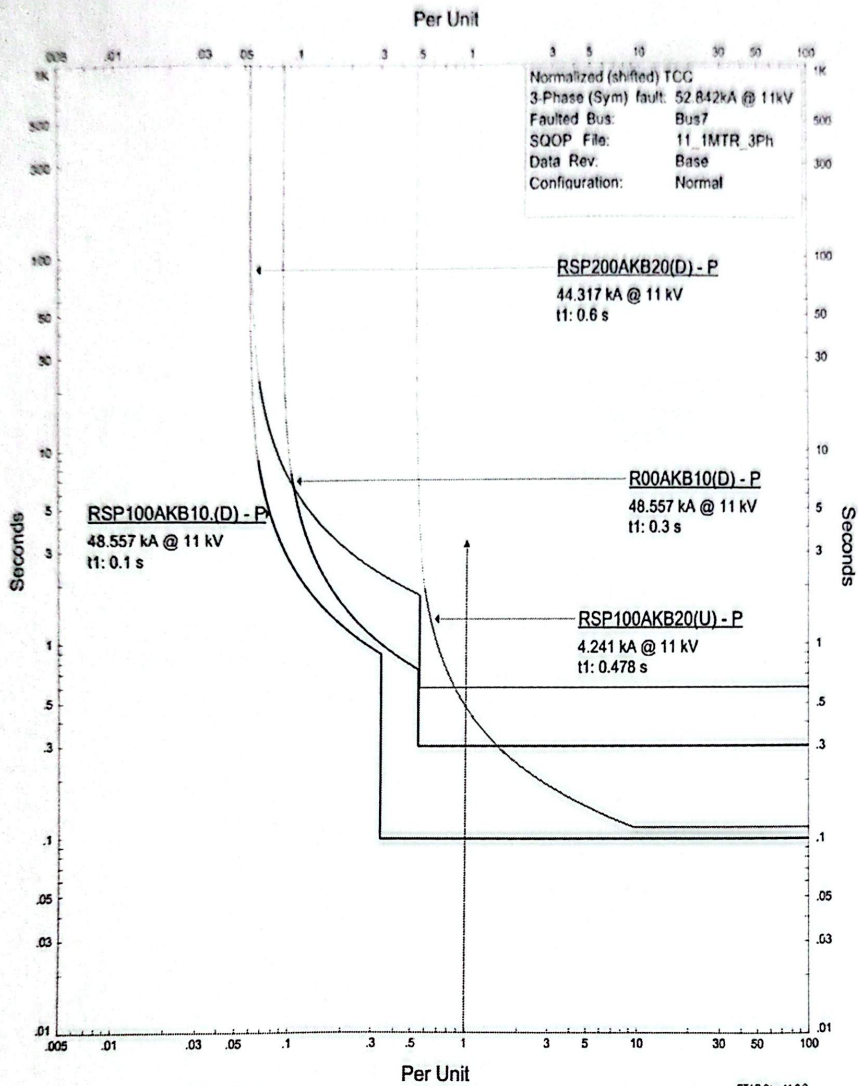
ETAP Ver 11.0.0

3A(D)1_PP3-00AKB10_2MTR

Project: PT. Antam CFPP Project
 Location: Pomalaa

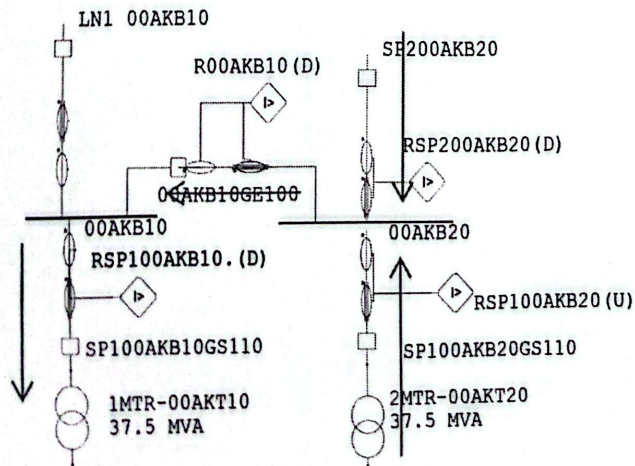
Rev: Base
 Fault: Phase(Normalized)

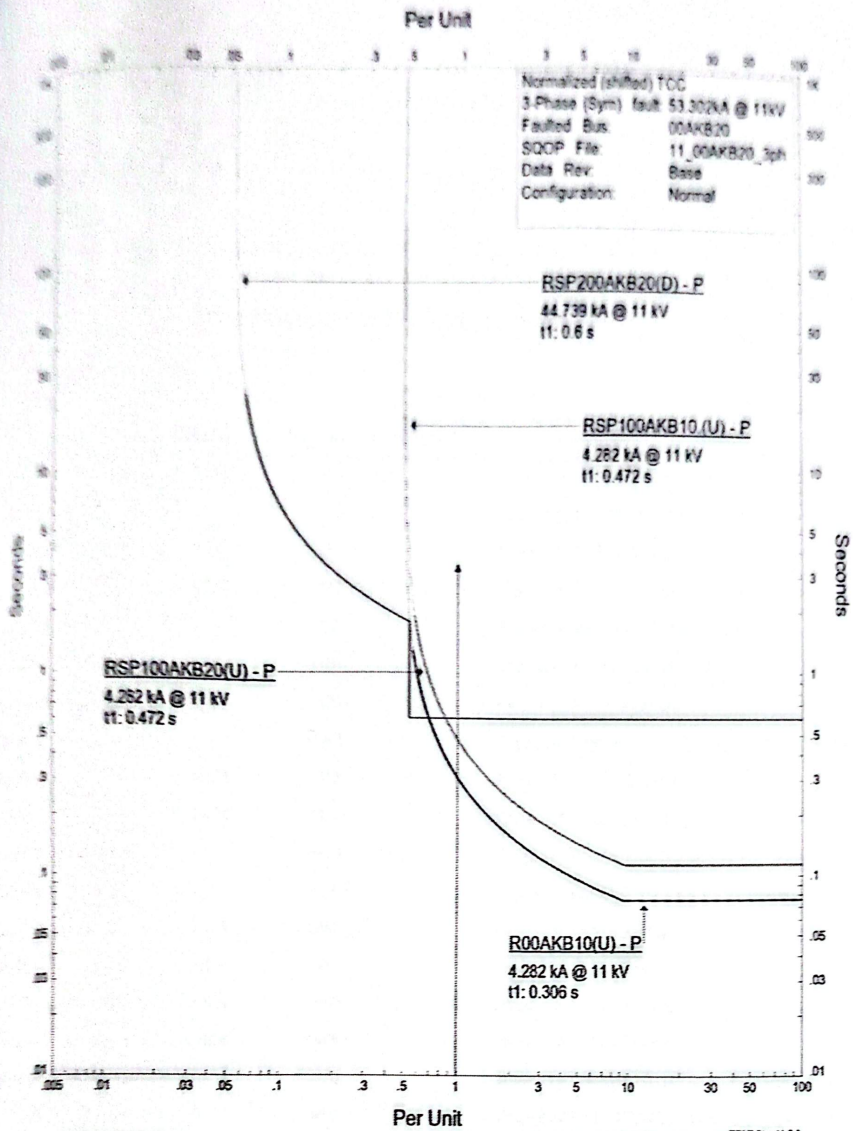




ETAP Star 11.0.0

3A(D)1_PP3-00AKB10_1MTR	
Project: PT. Antam CFPP Project Location: Pomalaa	Rev: Base Fault: Phase(Normalized)



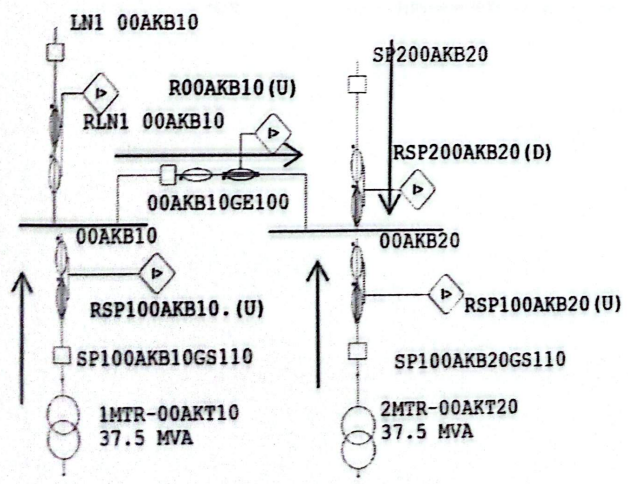


ETAP Star 11.6.0

3A(D)1_PP3_00AKB20

Project: PT. Antam CFPP Project
 Location: Pomalea

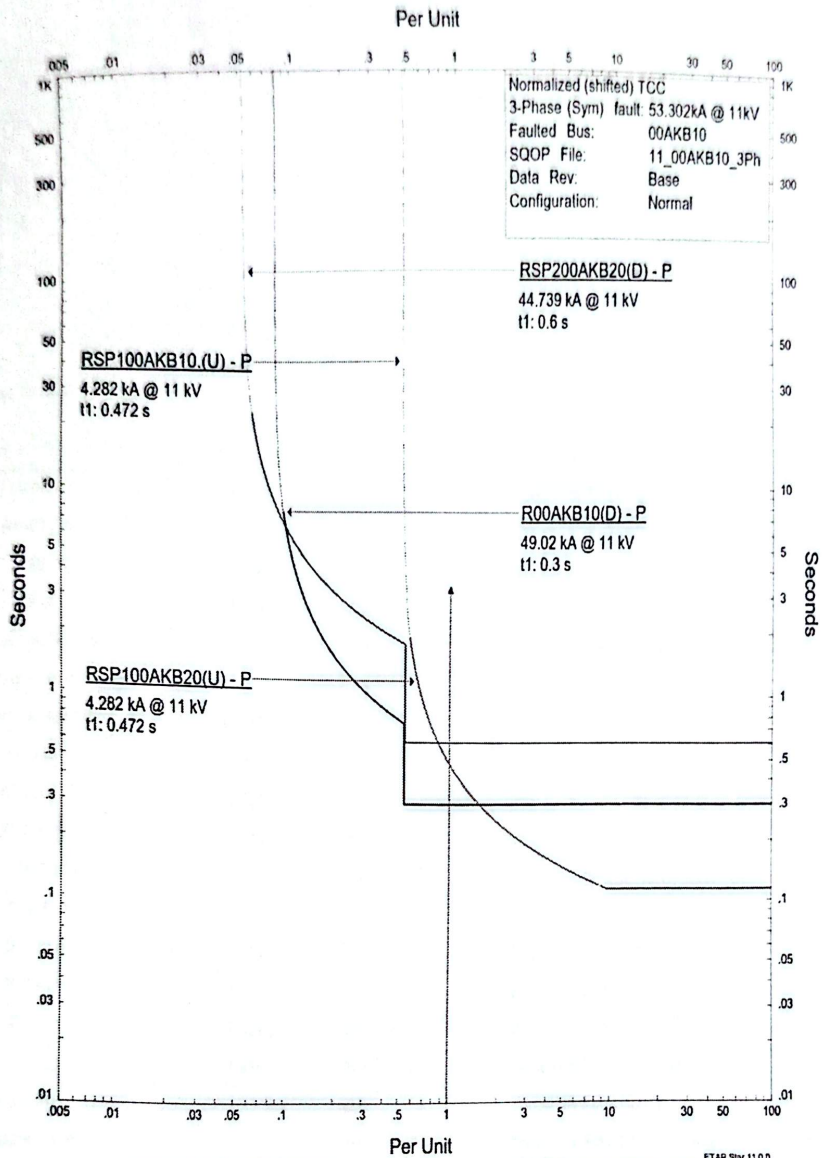
Rev. Base
 Fault: Phase(Normalized)



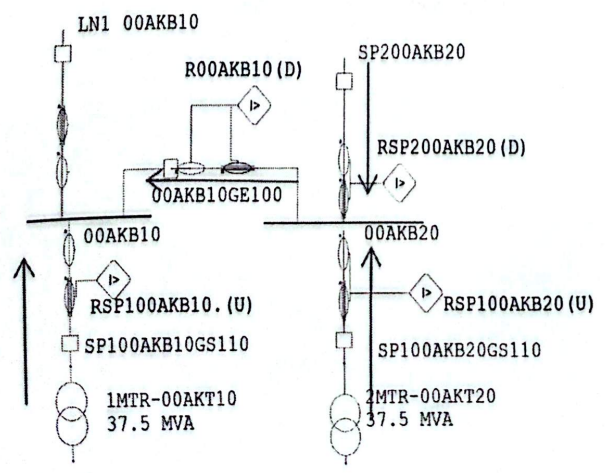
Sequence-of-Operation Event Summary Report

Symmetrical 3-Phase Fault at 00AKB20.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
306	R00AKB10(U)	4.282	306		Phase - OC1 - 51 - Forward
366	00AKB10GE100		60.0		Tripped by R00AKB10(U) Phase - OC1 - 51 - Forward
472	RSP100AKB10(U)	4.282	472		Phase - OC1 - 51 - Reverse
472	RSP100AKB20(U)	4.282	472		Phase - OC1 - 51 - Reverse
532	SP100AKB10GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
532	SP100AKB20GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
600	RSP200AKB20(D)	44.739	600		Phase - OC1 - 50 - Forward
660	SP200AKB20		60.0		Tripped by RSP200AKB20(D) Phase - OC1 - 50 - Forward
824	R00AKT10(U)	1.624	824		Phase - OC1 - 51 - Reverse
824	R00AKT20(U)	1.624	824		Phase - OC1 - 51 - Reverse
884	00AKT10GT100		60.0		Tripped by R00AKT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
884	00AKT20GT100		60.0		Tripped by R00AKT20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
985	R00AHD10(U)	1.624	985		Phase - OC1 - 51 - Reverse
985	R00AHD20(U)	1.624	985		Phase - OC1 - 51 - Reverse
989	R10BAT10(U)	1.624	989		Phase - OC1 - 51 - Reverse
989	R20BAT10(U)	1.624	989		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1045	00AHD10GS110		60.0		Tripped by R00AHD10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1045	00AHD20GS110		60.0		Tripped by R00AHD20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1049	10BAT10GT110		60.0		Tripped by R10BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1049	20BAT10GT110		60.0		Tripped by R20BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1969	R00AHC10(U)	1.624	1969		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1969	R00AHC20(U)	1.624	1969		Phase - OC1 - 51 - Reverse
2029	00AHC10GS110		60.0		Tripped by R00AHC10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
2029	00AHC20GS110		60.0		Tripped by R00AHC20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse



3A(D)1_PP3-00AKB10		ETAP Star 11.0.0
Project: PT. Antam CFPP Project	Rev: Base	
Location: Pomalaa	Fault: Phase(Normalized)	



PT. ANAM CIVIL POWER
 7000
 7000
 7000
 7000

EEAP
 11.00

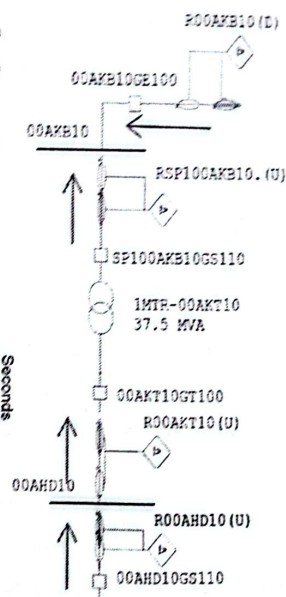
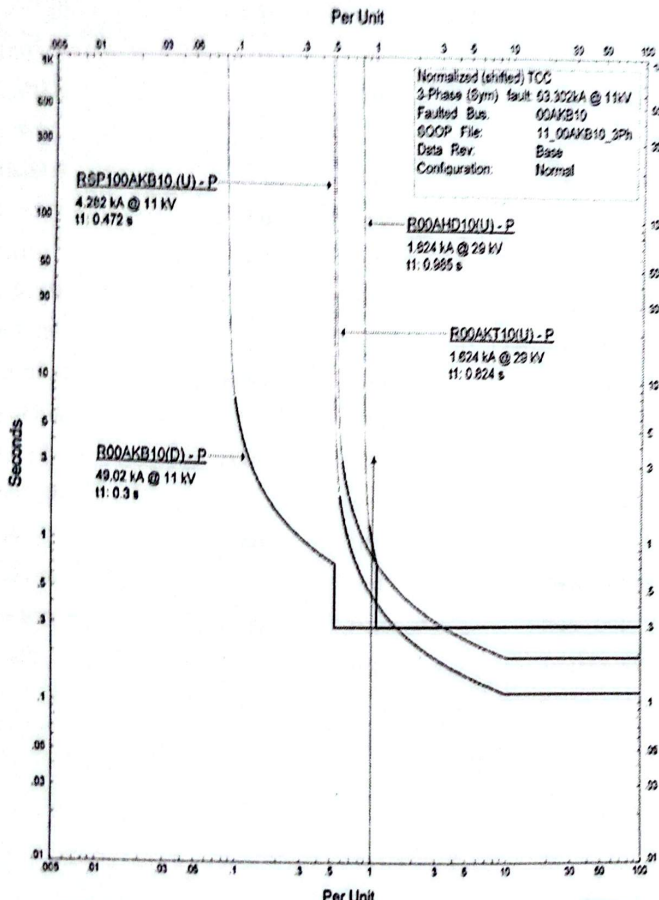
Page
 Date: 5/11
 Revision: 08/03/16
 Config: Base
 Normal

Study Case: Aphase Fault

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Symmetrical 3-Phase Fault at 00AKS10.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
300	R00AKB10(D)	49.020	300		Phase - OC1 - 50 - Reverse
360	00AKB01GE100		60.0		Tripped by R00AKB10(D) Phase - OC1 - 50 - Reverse
472	RSP100AKB10(U)	4.282	472		Phase - OC1 - 51 - Reverse
472	RSP100AKB20(U)	4.282	472		Phase - OC1 - 51 - Reverse
532	SP100AKB10GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
532	SP100AKB20GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
600	RSP200AKB20(D)	44.739	600		Phase - OC1 - 50 - Forward
660	SP200AKB20		60.0		Tripped by RSP200AKB20(D) Phase - OC1 - 50 - Forward
824	R00AKT10(U)	1.624	824		Phase - OC1 - 51 - Reverse
824	R00AKT20(U)	1.624	824		Phase - OC1 - 51 - Reverse
884	00AKT10GT100		60.0		Tripped by R00AKT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
884	00AKT20GT100		60.0		Tripped by R00AKT20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
985	R00AHD10(U)	1.624	985		Phase - OC1 - 51 - Reverse
985	R00AHD20(U)	1.624	985		Phase - OC1 - 51 - Reverse
989	R10BAT10(U)	1.624	989		Phase - OC1 - 51 - Reverse
989	R20BAT10(U)	1.624	989		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1045	00AHD10GS110		60.0		Tripped by R00AHD10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1045	00AHD20GS110		60.0		Tripped by R00AHD20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1049	10BAT10GT110		60.0		Tripped by R10BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1049	20BAT10GT110		60.0		Tripped by R20BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1969	R00AHC10(U)	1.624	1969		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1969	R00AHC20(U)	1.624	1969		Phase - OC1 - 51 - Reverse
2029	00AHC10GS110		60.0		Tripped by R00AHC10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
2029	00AHC20GS110		60.0		Tripped by R00AHC20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse

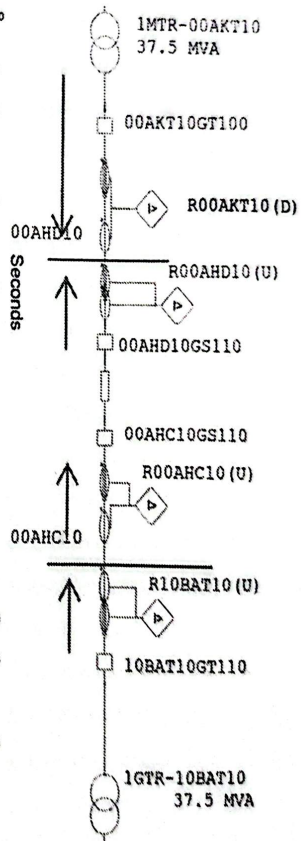
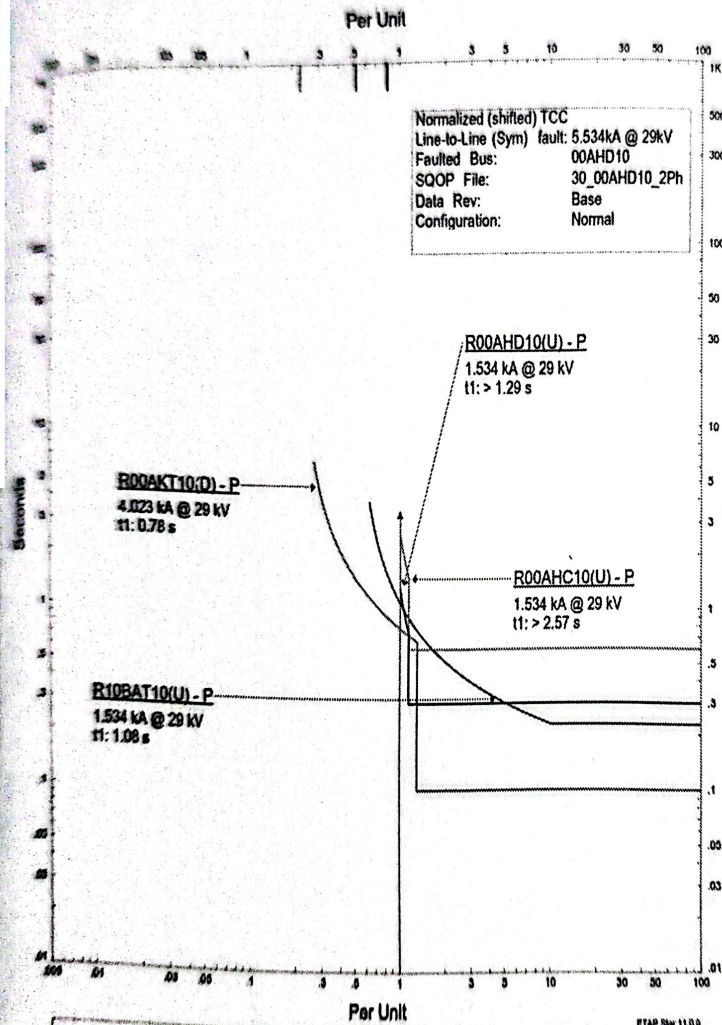


3A(UP)3_00AHD-00AKB10_a		ETAP Rev 11.5.0
Project: PT. Antam CFPP Project	Location: Porraisa	Rev. Base Fault: Phase(Normalized)

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Symmetrical 3-Phase Fault at 00AHD10.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
300	R00AHD10(U)	2.215	300		Phase - OC1 - 50 - Reverse
360	00AHD10GS110		60.0		Tripped by R00AHD10(U) Phase - OC1 - 50 - Reverse
600	R00AHC10(U)	2.215	600		Phase - OC1 - 50 - Reverse
660	00AHC10GS110		60.0		Tripped by R00AHC10(U) Phase - OC1 - 50 - Reverse
670	R00AKT10(D)	5.109	670		Phase - OC1 - 51 - Forward
685	R10BAT10(U)	2.215	685		Phase - OC1 - 51 - Reverse
730	00AKT10GT100		60.0		Tripped by R00AKT10(D) Phase - OC1 - 51 - Forward
745	10BAT10GT110		60.0		Tripped by R10BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
986	RSP100AKB10.(D)	13.469	986		Phase - OC1 - 51 - Forward
1046	SP100AKB10GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB10.(D) Phase - OC1 - 51 - Forward
1147	R00AKB10(D)	13.469	1147		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1207	00AKB10GE100		60.0		Tripped by R00AKB10(D) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1381	R10BAC10	6.444	1381		Phase - OC1 - 51
1441	10BAC10GS100		60.0		Tripped by R10BAC10 Phase - OC1 - 51
2531	RSP200AKB20(D)	12.292	2531		Phase - OC1 - 51 - Forward
2591	SP200AKB20		60.0		Tripped by RSP200AKB20(D) Phase - OC1 - 51 - Forward



SA(UP)2_00AHC_00AHD_s		RTAP Rev: 11.00
Project: PT. Arlam CIPP Project	Location: Purabaya	Rev: Base Fault: Phase(Normalized)

Study Case: 3phase Fault

Sequence-of-Operation Event Summary Report

3-Phase Fault at Bus5.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.1	RLN1 00AKB10	50.631	76.1		Phase - OC1 - 51
135	LN1 00AKB10		60.0		Tripped by RLN1 00AKB10 Phase - OC1 - 51
300	R00AKB10(D)	46.565	300		Phase - OC1 - 50 - Reverse
360	00AKB10GE100		60.0		Tripped by R00AKB10(D) Phase - OC1 - 50 - Reverse
507	RSP100AKB10(U)	4.067	507		Phase - OC1 - 51 - Reverse
507	RSP100AKB20(U)	4.067	507		Phase - OC1 - 51 - Reverse
567	SP100AKB10GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
567	SP100AKB20GS110		60.0		Tripped by RSP100AKB20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
600	RSP200AKB20(D)	42.498	600		Phase - OC1 - 50 - Forward
660	SP200AKB20		60.0		Tripped by RSP200AKB20(D) Phase - OC1 - 50 - Forward
889	R00AKT10(U)	1.543	889		Phase - OC1 - 51 - Reverse
889	R00AKT20(U)	1.543	889		Phase - OC1 - 51 - Reverse
949	00AKT10GT100		60.0		Tripped by R00AKT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
949	00AKT20GT100		60.0		Tripped by R00AKT20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1066	R10BAT10(U)	1.543	1066		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1066	R20BAT10(U)	1.543	1066		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1126	10BAT10GT110		60.0		Tripped by R10BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1126	20BAT10GT110		60.0		Tripped by R20BAT10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1256	R00AHD10(U)	1.543	1256		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1256	R00AHD20(U)	1.543	1256		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1316	00AHD10GS110		60.0		Tripped by R00AHD10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
1316	00AHD20GS110		60.0		Tripped by R00AHD20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
2512	R00AHC10(U)	1.543	2512		Phase - OC1 - 51 - Reverse
2512	R00AHC20(U)	1.543	2512		Phase - OC1 - 51 - Reverse
2572	00AHC10GS110		60.0		Tripped by R00AHC10(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse
2572	00AHC20GS110		60.0		Tripped by R00AHC20(U) Phase - OC1 - 51 - Reverse